



Universidad  
Tecnológica  
de Pereira



## DIAGNÓSTICO DE LOS SISTEMAS DE INSTRUMENTACIÓN Y MEDICIÓN EN LA DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL DOMICILIARIO

**Revisión del estado del arte con relación a la regulación que existe en el manejo de la medida del gas domiciliario de pequeños consumidores**

Universidad Tecnológica de Pereira

Pereira 16 Noviembre de 2011



# Contenido

<b>Introducción .....</b>	<b>11</b>
<b>Objetivos .....</b>	<b>13</b>
1. Objetivo General .....	13
2. Objetivos Específicos .....	13
<b>Definiciones.....</b>	<b>15</b>
<b>Capítulo 1. Estructura y reglamentación de la distribución de gas domiciliario en Colombia .....</b>	<b>19</b>
1. Estructura de la cadena del gas en Colombia.....	19
1.1 Campos y productores de gas .....	19
1.2 Procesamiento del gas.....	21
1.3 Transporte .....	22
1.4 Distribuidores.....	23
2. Reglamentación constitucional sobre los servicios domiciliarios .....	25
2.1 Ley 142 de 1994 [37] .....	25
2.2 Ley 401 de 1997 [36] .....	25
2.3 Decreto 1175 de 1999 [35].....	26
3. Estructura de las resoluciones y conceptos emitidos por la Comisión Reguladora de Energía y Gas .....	27
3.1 Resolución CREG 67 de 1995 [20].....	27
3.2 Resolución CREG 57 de 1996 .....	31
comercialización .....	34
3.3 Resolución CREG 71 de 1999 .....	35
3.4 Resolución CREG 92 de 1999 [31].....	38
3.5 Resolución CREG 7 de 2000 [32].....	40
3.6 Comunicado MMCREG 1721 de 2000 para área de servicio exclusivo.....	41
3.7 Resolución CREG 024 de 2001 [22].....	42
3.8 Concepto CREG 2208 de 2002 .....	44
3.9 Resolución CREG 11 de 2003 .....	45
3.10 Resolución CREG 41 de 2008 [30].....	49
3.11 Resolución CREG 8 de 2009 [29].....	49
3.12 Resolución CREG 136 de 2008 [25].....	50
3.13 Resolución CREG 135 de 2009 [26].....	50
3.14 Resolución CREG 178 de 2009 [27].....	51
<b>Capítulo 2. Estado del arte de la regulación de la distribución de gas domiciliario en el ambiente internacional.....</b>	<b>53</b>
1. Argentina.....	53
1.1 Productor.....	53
1.2 Transportador [9;10] .....	54
1.3 Distribuidor [8;9] .....	55
2. Brasil .....	58
2.1 Productor (regulado por la ANP) [15; 16;19] .....	58
2.2 Transportador (regulado por la ANP) [15; 16;19] .....	59
2.3 Distribuidor (Regulado por ARSESP) [15;18] .....	61
3. España [39] .....	62
3.1 Productor.....	62
3.2 Transportador [39] .....	63

3.3 Distribuidor [40] .....	63
4. Estados Unidos.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
4.1 Transportador [44] .....	69
4.2 Distribuidor [45] .....	70
5. México [63].....	72
5.1 Productor [62] .....	72
5.2 Transportador [63] .....	73
5.3 Distribuidor.....	74
<b>Capítulo 3. Análisis de las resoluciones CREG respecto a la medición y las fórmulas tarifarias .....</b>	<b>81</b>
1. Medición y corrección del volumen de gas medido.....	81
1.1 El transportador.....	81
1.2 El distribuidor .....	83
2. Poder calorífico .....	88
3. Fórmulas tarifarias .....	93
3.1. Áreas de Servicio Exclusivo (ASE) .....	94
3.2. Área de Servicio No Exclusivo (ASNE).....	97
<b>Capítulo 4. Diagnóstico de la aplicación de la normatividad por parte de los distribuidores a nivel Nacional .....</b>	<b>101</b>
1. Efigas .....	101
1.1 Fórmula tarifaria .....	102
1.2 Corrección del volumen .....	103
1.3 Balance volumétrico .....	104
1.4 Instrumentación y medida.....	104
2. Gases de Occidente .....	105
2.1 Fórmula tarifaria .....	106
2.2 Volumen corregido .....	106
2.3 Balance volumétrico .....	107
2.4 Instrumentación y medida.....	107
3. Surtigas .....	108
3.1 Fórmula tarifaria .....	109
3.2 Volumen corregido .....	109
3.3 Balance volumétrico .....	110
3.4 Instrumentación y medida.....	110
4. Gas Natural .....	111
4.1 Fórmula tarifaria .....	112
4.2 Volumen corregido .....	112
4.3 Balance volumétrico .....	113
4.4 Instrumentación y medida.....	113
5. EPM .....	113
5.1 Fórmula tarifaria .....	114
5.2 Volumen corregido .....	114
5.3 Balance volumétrico .....	115
5.4 Instrumentación y medida.....	115
6. Promigas .....	116
6.1 Medición .....	116
6.2 Balance de gas.....	116
6.3 Porcentajes de pérdidas.....	117
6.4 Facturación.....	117

6.5 Operacional .....	117
7. Diagnóstico .....	118
7.1 Fórmula tarifaria .....	118
7.2 Corrección de volumen .....	120
7.3 Balance volumétrico .....	123
7.4 Instrumentación y medición.....	124
<b>Capítulo 5. Recomendaciones .....</b>	<b>125</b>
1. Recomendación de fórmula tarifaria única por volumen .....	125
1.1 Componente de compra de gas $G_t$ .....	125
1.2 Componente de transporte $T_t$ .....	126
1.3 Componentes de distribución $D_t$ , $S_t$ y $K_{st}$ .....	126
1.4 Caso de malla con múltiples puntos de entrada .....	126
1.5 Evaluación de las pérdidas .....	128
2. Recomendación de fórmula tarifaria única por energía .....	129
2.1 Componente de compra de gas, $G_t$ .....	129
2.2 Componente de transporte $T_t$ .....	131
Para el componente de transporte se propone la siguiente fórmula para calcularlo....	131
2.3 Componentes de distribución $D_t$ , $S_t$ y $K_{st}$ .....	131
2.4 Evaluación de las pérdidas .....	132
3. Recomendación con relación a la corrección del volumen medido .....	133
4. Recomendaciones sobre instrumentación y metrología .....	134
<b>Conclusiones .....</b>	<b>137</b>
<b>Anexo 1 .....</b>	<b>139</b>
<b>Anexo 2 .....</b>	<b>145</b>
<b>Anexo 3 .....</b>	<b>147</b>
<b>Anexo 4 .....</b>	<b>151</b>
<b>Anexo 5 .....</b>	<b>157</b>
<b>Anexo 6 .....</b>	<b>163</b>
<b>Anexo 7 .....</b>	<b>185</b>
<b>Anexo 8 .....</b>	<b>187</b>
<b>Anexo 9 .....</b>	<b>193</b>
<b>Anexo 10 .....</b>	<b>201</b>
<b>Bibliografía .....</b>	<b>203</b>



## Índice de figuras

Figura 1.1. Cadena de gas en Colombia, proceso de cambio de custodia.....	24
Figura 1.1.1. Esquema evolutivo de la reglamentación Nacional del servicio de gas .....	28
Figura 1.3.1. Lineamientos generales de distribución de gas combustible por redes .....	28
Figura 1.3.2. Sistema de información y planteamiento de la expansión de la red de distribución .....	29
Figura 1.3.3. Condiciones de conexión del Código de distribución .....	29
Figura 1.3.4. Condiciones de operación del sistema de distribución de gas por redes .....	30
Figura 1.3.5. Definiciones del Código .....	31
Figura 1.3.6. Condiciones generales .....	331
Figura 1.3.7. Principios generales, capítulo 1 RUT .....	36
Figura 1.3.8. Acceso y prestación de servicios de transporte, capítulo 2 RUT .....	36
Figura 1.3.9. Conexiones, capítulo 3. RUT.....	36
Figura 1.3.10. Condiciones de operación del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, capítulo 4. RUT .....	37
Figura 1.3.11. Medición y Facturación, capítulo 5. RUT .....	37
Figura 1.3.12. Estándares y normas técnicas aplicables al transportador, capítulo 6. RUT .....	389
Figura 1.3.13. Fórmula tarifaria área de servicio no exclusivo, Resolución CREG 92 de 1999 .....	40
Figura 1.3.14. Cargo fijo y variable Resolución CREG 92 de 1999.....	40
Figura 1.3.15. Fórmula tarifaria para área de servicio no exclusivo Resolución CREG 7 de 2000 .....	41
Figura 1.3.16. Cargo fijo y variable Resolución CREG 7 de 2000.....	42
Figura 1.3.17. Fórmula tarifaria para área de servicio no exclusivo, cargo variable.....	47
Figura 1.3.18. Fórmula tarifaria para área de servicio no exclusivo, cargo fijo. ..	48
Figura 1.3.19. Componente variable de la fórmula tarifaria, Resolución CREG 178 de 2009 .....	51
Figura 1.3.20. Componente variable de la fórmula tarifaria, Resolución CREG 178 de 2009 .....	53
Figura 2.1. Esquema del gas natural en América del Norte.....	68



## Índice de tablas

Tabla 1.1.1. Zonas con reservas de gas representativas .....	21
Tabla 1.1.2. Productores de gas .....	21
Tabla 1.1.3. Campos y empresas de gas representativos en Colombiante .....	22
Tabla 1.1.4. Localización de los distribuidores y características del servicio .....	41
Tabla 1.3.1. Costo del $G_{lt}$ vigente para el año 2011 .....	44
Tabla 2. Cuadro comparativo de los cinco países .....	80
Tabla 3.1.1. Errores permisibles para medidores tipo diafragma NTC 2728 [45] ..	84
Tabla 3.1.2. Errores permisibles para medidores tipo rotativo NTC 4136 [48]..	846
Tabla 3.1.3. Errores máximos permisibles para los medidores de gas OIML R-137 [56] .....	87
Tabla 3.1.4. Factor de corrección por la CREG .....	88
Tabla 3.1.5. Condiciones estándar .....	88
Tabla 3.2.1. Especificaciones de calidad del gas [31].....	91
Tabla 3.2.2. Fórmula de corrección de volumen.....	90
Tabla 3.2.3. Poder calorífico a condiciones estándar [4] .....	92
Tabla 3.3.1. Definición de los factores de presión, temperatura y poder calorífico ..	96
Tabla 3.3.2. Componente de compra $G_t$ .....	96
Tabla 3.3.3. Componente de transporte $T_t$ .....	96
Tabla 3.3.4. Componente de factor de corrección $K_{st}$ .....	98
Tabla 3.3.5. Componente de compra $G_m$ .....	98
Tabla 3.3.6. Componente $T_m$ .....	99
Tabla 4.1.1. Cobertura del servicio de distribución de Efigas .....	102
Tabla 4.2.1. Cobertura de servicio de distribución de Gases de Occidente .....	103
Tabla 4.3.1. Cobertura de servicio de distribución de Surtigas .....	106
Tabla 4.4.1. Cobertura de servicio de distribución de Gas Natural .....	109
Tabla 4.5.1. Cobertura de servicio de distribución de EPM .....	112
Tabla 4.7.1. Comparativo de los componentes del $G_t$ usado por los distribuidores.....	119
Tabla 4.7.2. Comparativo del cálculo del $G_t$ que aplican los distribuidores .....	120
Tabla 4.7.3. Fórmula de corrección de volumen.....	120
Tabla 4.7.4. Comparativo de los factores de corrección aplicados por los distribuidores.....	12221
Tabla 4.7.5. Comparativo de fórmula de volumen corregido aplicada por los distribuidores.....	1232
Tabla 4.7.6 Comparativo de los componentes $G_t$ y los factores de corrección de volumen .....	124
Tabla 5.1. Cálculo propuesto para el componente $G_t$ .....	125
Tabla 5.2. Componente de transporte $T_t$ .....	126
Tabla 5.1.1. Componentes de cálculo del poder calorífico ponderado .....	127
Tabla 5.2.1. Cálculo para el componente $G_t$ .....	130
Tabla 5.2.2. Cálculo de la facturación de $G$ .....	1410
Tabla 5.2.3. Cálculo del componente de transporte $T$ .....	131

Tabla 5.4.1. Errores máximos permisibles para medidores tipo diafragma y rotativo NTC 2728 y NTC 4136 [42; 45].....	134
---	-----

## Introducción

El servicio de gas domiciliario en Colombia es regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, la cual se encarga de establecer las reglas de producción, transporte y distribución del gas natural, garantizando la objetividad y transparencia en su funcionamiento en beneficio de todos los operadores y sus consumidores. Entre sus funciones como ente regulador está la de establecer las fórmulas tarifarias para el cobro justo al usuario final del servicio de gas domiciliario.

El objetivo de este trabajo es analizar el estado del arte de la regulación acerca de los sistemas de medición e instrumentación para la determinación de los consumos del usuario final y la estructura tarifaria con que cuenta la CREG para compararlo con el de otros países. El fin es hacer recomendaciones que permitan realizar los ajustes necesarios para avanzar en el tema de la implementación del sistema de medición y consolidar una estructura tarifaria eficaz.

Este trabajo se encuentra articulado de la siguiente forma: en primera instancia se realiza un recuento en orden cronológico de los aspectos más relevantes de la normatividad que define las fórmulas tarifarias y los sistemas de medición de gas natural en Colombia, desde la Ley 142 de 1994 hasta la Resolución 178 de 2009, sin ningún comentario y/o recomendación.

A reglón seguido se revisa el estado del arte de la regulación de las fórmulas tarifarias y los sistemas de medición de gas natural en Argentina, Brasil, Estados Unidos, México y España para tener una visión contextualizada acerca de los modelos tarifarios que se aplican actualmente.

En el capítulo tres, se analizá la normatividad CREG respecto a la medición y las fórmulas tarifarias de acuerdo a las buenas prácticas de la ingeniería y la normatividad internacional.

Dando alcance al estudio, se analiza la aplicación de la normatividad en las distribuidoras del país, para lo cual se visitaron 5 distribuidores de ciudades representativas que son Pereira, Cali, Cartagena, Bogotá y Medellín, además se realizó la visita al transportador Promigas en Barranquilla los análisis son presentados en el capítulo cuarto.

En el capítulo cinco se contemplan las recomendaciones producto de la revisión de la normatividad vigente, el estado del arte a nivel internacional y las visitas realizadas a los distribuidores.

Siguiendo lo anterior se exponen las conclusiones de lo analizado en el estado del arte a la fecha y de las visitas realizadas a los distribuidores.

Finalmente se presentan 10 anexos que contienen el listado de campos en explotación, las características de los gasoductos en Colombia, el Sistema Internacional de Unidades, el

análisis de poder calorífico, el análisis de la fórmula tarifaria propuesta por Itansuca, el resumen de las visitas realizadas, el informe realizado por CDT, el procedimiento de compra de gas y el informe de la recomendación de Itansuca.

# Objetivos

## 1. Objetivo General

Revisión del estado del arte con relación a la regulación que existe en el manejo de la medida de gas domiciliario y en el cálculo de la fórmula tarifaria de pequeños consumidores.

## 2. Objetivos Específicos

Revisión del estado del arte con relación a la regulación que existe en el manejo de la medida del gas domiciliario de pequeños consumidores, para ello se requerirá un estudio de la normatividad regulatoria de cinco países de los cuales tres serán latinoamericanos.

Revisión del marco normativo Colombiano frente al tema de la medición del producto que se entrega a los usuarios (se requiere revisar el Código de Distribución Resolución CREG 67 de 1995) y el RUT (artículo 71 de 1999), específicamente cotejarla con relación al estado del arte a nivel internacional y las buenas prácticas de la ingeniería.

Realizar un diagnóstico a nivel nacional sobre el sistema de medida, para el cual se realizarán un conjunto de visitas a sistemas de distribución que sean una muestra representativa, donde se incluirá obligatoriamente a Bogotá. El designado de la CREG avalará los distribuidores a ser visitados.

Plantear posibles causas del problema y sus correspondientes soluciones.



## Definiciones

Para la interpretación del documento se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

**Área de Servicio Exclusivo - ASE:** área geográfica correspondiente a los municipios y otras áreas urbanas sobre las cuales se otorgan contratos de áreas de servicio exclusivo en la distribución domiciliaria de gas natural, implementada por medio de redes de tubería [28].

**Boca de pozo:** extremo del pozo que se hace en la tierra con el propósito de extraer o inyectar hidrocarburos, el cual conecta las instalaciones de producción con las instalaciones de suministro de gas y consiste en equipos que se usan para regular o medir el fluido [24].

**Btu** (Unidad Térmica Británica): medida de la cantidad de energía necesaria para incrementar la temperatura de una (1) libra de agua de 39°F a 40°F. Igual a 1,055 J [2].

**Comercializador:** persona natural o jurídica cuya actividad es la comercialización de gas combustible. Puede, o no, ser un productor.

**Cuenta de balance:** diferencia acumulada entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un *remitente* en un mes [34].

**Día de gas:** día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 horas hasta las 24:00 horas, durante el cual se efectúa el suministro y el transporte de gas [34].

**Distribuidor de gas por redes:** quien presta el servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería.

**Error máximo permitido:** Error máximo tolerado, valor extremo del error de medición, con respecto a un valor de referencia conocido, permitido por especificaciones o reglamentaciones, para una medición, instrumento o sistema de medición dado. [53].

**Exactitud:** Proximidad del acuerdo entre un valor medido y un valor verdadero de un mensurando. [53].

**Gas asociado:** gas que se extrae junto con el petróleo crudo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos como etano, propano, butano y naftas (Cusiana) [28].

**Gas no asociado:** Es aquel gas natural que es producido de yacimientos donde no se encuentra conjuntamente con el petróleo. El Ministerio de Minas y Energía es quien determina cuando el gas de un campo, yacimiento o pozo, es o no asociado. (Guajira) [28].

**Gas natural:** mezcla de hidrocarburos livianos en fase gaseosa en los yacimientos, conformados por componentes livianos, principalmente metano. Se presenta en forma asociada o no asociada al petróleo [28].

**Instrumento de medición:** dispositivo destinado a efectuar mediciones, solo o en conjunto con uno o varios dispositivos adicionales

**kPC** (kilo pies cúbicos): unidad de volumen equivalente a 28,316846592 m<sup>3</sup> [2].

**kWh:** unidad de energía equivalente a 3,6 MJ [52].

**kcal:** unidad de energía equivalente a 4,184 J [52].

**Medición:** conjunto de operaciones que tienen por finalidad determinar el valor de una magnitud.

**Medición estática:** método para medir volumen de líquido almacenado en tanques utilizando sistemas manuales con cinta o automáticos como: telemetría, infrarrojo, radar sónico, flotadores, servoactivados e infrarrojos.

**Medición de volúmenes de gas:** método para medir volumen de gas utilizando dispositivos electrónicos, medidores de volumen de gas, manómetros diferenciales, entre otros.

**Poder Calorífico:** indicador de la energía guardada en un volumen determinado (anexo 4) [53].

**Poder Calorífico Superior (Higher Heating Value):** medida que toma en cuenta la energía que se desprende de la condensación del vapor de agua. En la reacción el agua producida está en su estado gaseoso, al interactuar con el medio ambiente éste se condensa haciendo que la energía medida incremente. Esta es la forma más simple para medir el poder calorífico [53].

**Productor:** quien extrae o produce gas combustible conforme a la legislación vigente. Para efectos de la regulación en materia de servicios públicos, es un comercializador.

**Scada:** acrónimo de Supervisory Control And Data Acquisition (supervisión, control y adquisición de datos). Sistema basado en computadores que permite supervisar y controlar a distancia una instalación de cualquier tipo.

**Telemedición:** sistema que a través de señales eléctricas permite conocer a distancia las indicaciones de un instrumento de medida.

**Transferencia de custodia:** a través del cual se traslada a otra área o un tercero el deber del cuidado y la conservación del hidrocarburo, derivada de la entrega y recibo entre áreas o la entrega y recibos a terceros ya sea a título de tenencia o a título de propiedad.

**Transportador:** persona natural o jurídica cuya actividad es el transporte de gas combustible por tuberías, desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción o de entrega.

**Usuario No Regulado:** para todos los efectos un usuario no regulado es un gran consumidor [24].

**Usuario Regulado:** para todos los efectos un usuario regulado es un pequeño consumidor [24].

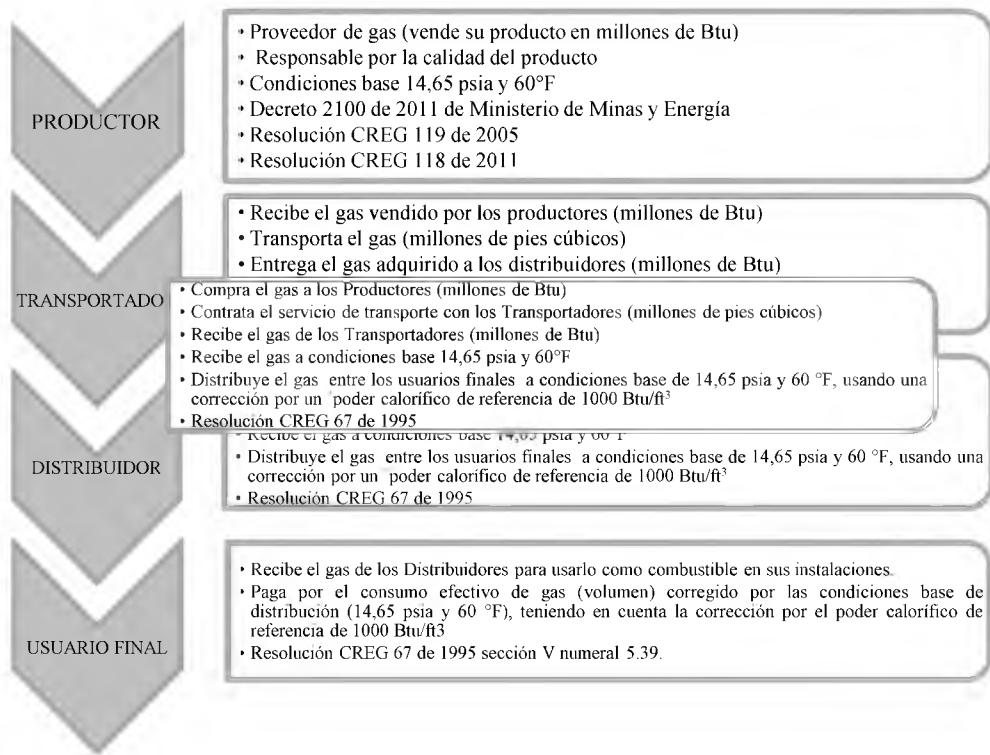


# Capítulo 1. Estructura y reglamentación de la distribución de gas domiciliario en Colombia

## 1. Estructura de la cadena del gas en Colombia

La cadena del gas en Colombia consiste en el recorrido que debe tener el gas desde el campo productor hasta el usuario final, en este proceso el gas cambia de custodia varias veces, como se muestra en la figura 1.1, y debe conservar las características de calidad exigidas por la CREG.

**Figura 1.1 Cadena de gas en Colombia, proceso de cambio de custodia**



### 1.1 Campos y productores de gas

En Colombia los campos productores de gas natural más representativos están los localizados en La Guajira y en Cusiana. Las reservas de gas natural se ubican en dos bloques regionales: la costa atlántica y el interior del país. En la costa atlántica se produce el 71 % del gas libre total a nivel nacional, con campos importantes como Chuchupa y Ballena, localizados costas afuera de la Guajira. El interior contribuye con el 29 % de la producción nacional, con gas asociado que se extrae en su mayoría de los yacimientos de los de Cusiana y Cupiagua. En la tabla 1.1.1 se observa la reserva de gas en Colombia por localidades.

**Tabla 1.1.1. Zonas con reversas de gas representativas**

Campo	Reserva probadas Gigapiés cúbicos (GPC)	Reserva no probables gigapiés cúbicos (GPC)
Guajira	2170,39	290,22
Casanare (Cusiana)	1798,92	1802,78
Creciente	432,82	0
Gibraltar	198,77	54,11
Payoa-Providencia	50,47	6,52
Sur	35,90	22,32
Otros costa	23,50	12,15
Magdalena medio	15,83	1535,35
Otros interior	10,19	0
Total de reservas		8,45 TPC

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-

La exploración y producción en Colombia se realiza bajo dos modalidades: i) A través de la empresa estatal Ecopetrol y ii) Mediante contratos de asociación que se celebran entre Ecopetrol y las empresas privadas extranjeras<sup>1</sup>. Los precios en la producción de gas son regulados por la CREG, a excepción de los de productores de yacimientos de campos menores a 30 MPCD, ya que estos pueden comercializar el gas en las condiciones que ellos definan. En la tabla 1.1.2 se muestran las empresas relacionadas con la explotación y producción en Colombia.

**Tabla 1.1.2. Productores de gas**

Nombre	Siglas	Inicio operaciones
Canacol Energy Colombia S.A.		20 de enero de 2011
Chevron Petroleum Company	Chevron	1 de agosto de 1998
Empresa Colombiana de Petroleos S.A.	Ecopetrol	1 de enero de 1996
Equion Energia Limited		9 de julio de 2004
Hocol S.A		13 de mayo de 1996
Interoil Colombia Exploration and Production	ICEP	1 de marzo de 2006
Pacific Stratus Energy Colombia Ltd		1 de enero de 2008
Petrobras International Braspetro Bv	Petrobras	15 de diciembre de 2007
Santiago Oil Company		1 de enero de 1996
Solana Petroleum Exploration Colombia Limited	Solana	1 de diciembre de 2009
Tepma		1 de enero de 2005

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-

Ecopetrol posee el 61% de las reservas probadas y las empresas privadas el 39% restante. En la tabla 1.1.3 se encuentra los campos productores más representativos asociados a los productores-comercializadores.

<sup>1</sup> Información disponible en: <http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/2/28642/lcl2711e.pdf>

**Tabla 1.1.3. Campos y empresas de gas representativos en Colombia**

Campo de Gas	Empresa	Poder Calorífico (Btu/KPC)
Apiay	Ecopetrol S.A.	1.110
Ballena	Chevron Texaco - Ecopetrol S.A.	990
Cusiana	Ecopetrol - BP	1.140
Dina	Ecopetrol S.A.	1.100
Floreña	Ecopetrol - BP	1.160
Montañuelo	C.A. San Luis	980
Rio Ceibas	Petrobras Colombia Ltd - Ecopetrol S.A.	1.000

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-

En el anexo 1 se muestran con más detalle todos los campos productores de gas en el país relacionados con las empresas productoras.

## 1.2 Procesamiento del gas

En los campos productores de gas libre Guajira y Guepajé se realiza el proceso de absorción con inyección<sup>2</sup> de una solución absorbente que reacciona químicamente con los gases ácidos (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S) contenidos en el gas natural para producir un compuesto que puede ser disociado a baja presión y alta temperatura. Los absorbentes más empleados son soluciones de aminas (absorción a temperatura ambiente) y carbonato de potasio (absorción a 100-110 °C) que retira los componentes líquidos del gas procesado. El resto del gas, incluidos los líquidos obtenidos, son reinyectados al yacimiento para mantener la presión de este.

En los campos del Magdalena Medio, donde el gas se produce con el petróleo (Payoa, Provincia y El Centro) se efectúan los procesos de absorción con un hidrocarburo como el varsol, seguido de la destilación que por medio de un calentamiento se separa los gases de los líquidos y finalmente se realiza el fraccionamiento que consiste en separar los compuestos de la mezcla de líquidos de gas natural de otro compuestos diferentes.

Otros de los procesos realizados es la turboexpansión que, como su nombre lo indica, es un tratamiento de expansión en el cual los fluidos obtenidos se encuentran a baja presión y baja temperatura. Después de este tratamiento los fluidos van a destilación y por último a fraccionamiento. Este sistema es usado para el tratamiento y separación de los gases del área de Apiay.

---

<sup>2</sup> Los procesos que se realizan en los campos productores de Colombia se encuentran en: <http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulos/flujodegases/energiaygas/energiaygas.html>

### 1.3 Transporte

El sistema troncal permite la conexión entre los campos productores de gas natural y los más importantes centros de consumo, uniendo los campos de la Guajira con los del Huila y más adelante con los campos del Piedemonte Llanero y Magdalena Medio.

Para atender la demanda de gas en los cuatro bloques de mercado existente, el transporte de gas natural se ha realizado a través de gasoductos troncales y regionales, que se muestran en el mapa 1 y cuyas características se presentan en el anexo 2.

La actividad del transporte en Colombia se muestra como poco competitiva, ya que el gas de La Guajira es transportado únicamente en la Costa Atlántica mientras que el de Cusiana es competitivo en el interior del país. Lo anterior indica que no importa el costo de los recursos, éstos se utilizan según se facilite la penetración en los mercados.

Esta situación le ha impedido al gas de Cusiana competir en el mercado de la Costa Atlántica así como al gas de La Guajira no ha podido competir con Cusiana al sur de Barrancabermeja.

**Mapa 1. Gasoductos troncales y regionales de Colombia**



- TGI
- Progasur
- Transcogas
- Transgastol
- Coinobras
- Promigas
- Transmetano
- Transoriente
- Transoccidente

## 1.4 Distribuidores

Esta actividad minera está unificada a través de una infraestructura de gasoductos que permite unir el 80% de consumidores del país con el conjunto de distribuidores, entre los que se cuentan: Efigas, Gas Natural, Gas del Caribe, Surtigas, EPM, Gases de Occidente, entre otros, los cuales se encargan de entregar el gas a los usuarios finales por medio de un sistema de distribución. Los usuarios pueden estar localizados en áreas exclusivas o no exclusivas, pueden ser regulados o no regulados y pueden ser residenciales, industriales, comerciales y de gas comprimido. En la tabla se muestran las características relacionadas a los distribuidores de gas para Colombia.

**Tabla 1.1.4. Localización de los distribuidores y características del servicio**

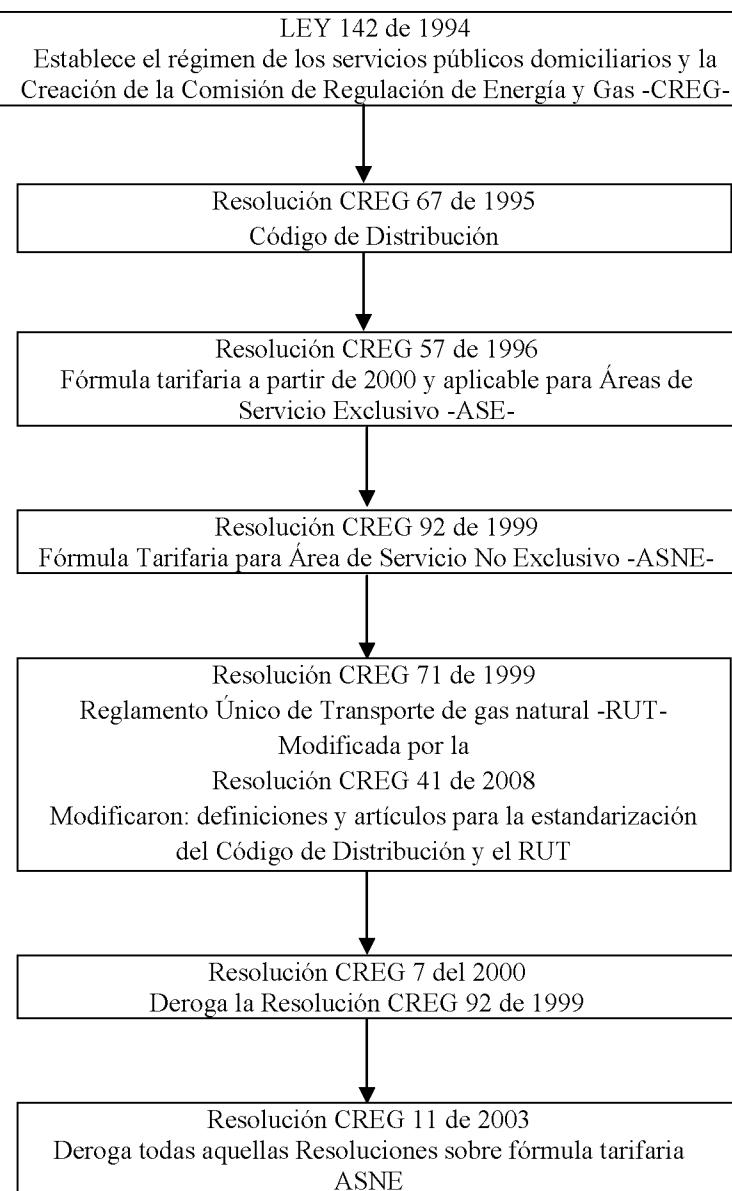
Departamento	Ciudad	Distribuidor	Área de servicio	Transportador
Antioquia	Medellín	EPM	No exclusivo	Transmetano
	Puerto Berrio	Edalgas S.A. E.S.P	No exclusivo	TGI
Atlántico	Barranquilla	Gases del Caribe S.A. E.S.P.	No exclusivo	Promigas
		Promigas	No aplica	
Bolívar	Cartagena	Surtigas S.A. E.S.P.	No exclusivo	Promigas
Boyacá	Miraflores	Empresas de Servicios Públicos S.A.	No exclusivo	TGI
Casanare	Yopal	Enerca S.A. E.S.P.	No exclusivo	Transgastol
Cundinamarca	Bogotá	Gas Natural S.A. E.S.P	No exclusivo	TGI, Transoccidente Transcogas
		Gas Natural Cundiboyacense	Exclusivo	
		Enagas S.A E.S.P	No exclusivo	
		GNI Gas Natural Industrial de Colombia S.A. E.S.P	No exclusivo	
		NSP S.A. E.S.P.	No exclusivo	
Eje Cafetero	Manizales	Efigas S.A. E.S.P.	Exclusivo	TGI
	Quindío			
	Risaralda			
Huila	Neiva	Alcanos de Colombia	No exclusivo	Progasur TGI
		Servigas S.A. E.S.P.		
		Surgas S.A. E.S.P.		
Meta	Acacias	Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	No exclusivo	TGI
	Granada	Gas Natural del Ariari S.A. E.S.P		
	Villavicencio	Cusianagas S.A. E.S.P.		
	Villavicencio	Llanogas S.A. E.S.P.		
La Guajira	Riohacha	Gases de la Guajira	No exclusivo	Promigas
Norte del S antander	Cúcuta	Gases del Oriente	No exclusivo	Transgastol
Santander	Barbosa	Gasur	No exclusivo	Transoriente
	Bucaramanga	Espigas S.A. E.S.P.		
		Gasoriente S.A. E.S.P		
		Gasnacer S.A. E.S.P.		
		Ingeobras S.A. E.S.P.		
		Promesa S.A. E.S.P.		
	Floridablanca	Proviservicios		
Tolima	Ibagué	Metrogas S.A. E.S.P	Exclusivo	TGI
		Alcanos de Colombia Área Exclusiva Centro y Tolima		
		Servingas		
Valle del Cauca	Cali	Gases de Occidente Área Exclusiva	Exclusivo	TGI
		Gases de Occidente S.A. E.S.P.	No exclusivo	Transoriente

Para atender este complejo pero interesante sector en cuanto a su regulación, el Estado en cabeza de la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha ajustado la normatividad en la medida en que se ha requerido mantener un adecuado control sobre los monopolios del servicio público de gas.

El presente capítulo muestra la estructura de la evolución de la reglamentación normativa de la prestación del servicio domiciliario del gas natural, cuyo origen fue la Ley 142 de 1994.

A continuación se presenta un esquema cronológico de las resoluciones que se encuentran en vigencia.

**Figura 1.1.2. Esquema evolutivo de la reglamentación nacional del servicio de gas**



## 2. Reglamentación constitucional sobre los servicios domiciliarios

La prestación de los servicios públicos es una finalidad social del Estado para garantizar la calidad de vida de la población. Para dar cumplimiento a la Constitución Política de Colombia se establece el régimen de los servicios públicos con la Ley 142 de 1994, la cual dispone que las empresas prestadoras de servicios públicos deben garantizar: la ampliación de cobertura, la atención en materia de servicios públicos y saneamiento básico, una prestación continua y eficiente, y un régimen tarifario proporcional para los sectores de bajos ingresos.

### 2.1 Ley 142 de 1994 [37]

La Ley 142 del 11 de julio de 1994 establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía pública básica conmutada y la telefonía local móvil en el sector rural. Además le otorga al Estado la facultad de intervenir los servicios públicos domiciliarios mediante las comisiones de regulación de agua potable y saneamiento básico, de energía y gas combustible y de telecomunicaciones, que se crean por medio del art. 68; finalmente se le da vida jurídica a la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el art. 69, Numeral 69.2.

Las comisiones de regulación tienen como función general regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea de hecho posible y, en los demás casos, promover la competencia entre quienes presten servicios públicos para que las operaciones sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante y produzcan servicios de calidad.

Dentro de las funciones y facultades generales que le fueron otorgadas a la CREG se destaca la nombrada en el numeral 73.11, la cual asigna a la Comisión la tarea de fijar fórmulas tarifarias para el servicio público del gas domiciliario.

Además, en la Ley se determina que el régimen tarifario debe ser establecido bajo los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución y suficiencia financiera.

### 2.2 Ley 401 de 1997 [36]

Con la Ley 401 se creó una entidad descentralizada del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con el carácter de Empresa Industrial y Comercial del Estado, con personería jurídica, autonomía administrativa, financiera y patrimonial, que se denominó Empresa Colombiana de Gas conocida con la sigla de Ecogas.

Esta empresa tiene como objeto la planeación, organización, ampliación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios, este último administrado por medio del Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural -CTG-. Además, puede explotar comercialmente la capacidad de los gaseoductos de propiedad de terceros pagando una tarifa de disponibilidad o realizando acuerdos contractuales.

La Ley también creó el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural -CNO-, el cual tiene como función hacer recomendaciones para que la operación integrada del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural sea segura, confiable y económica.

Sin embargo, es función de la CREG establecer las reglas y condiciones operativas que debe cumplir toda la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte a través del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural.

### 2.3 Decreto 1175 de 1999 [35]

Este documento suprime el CTG, por lo cual se derogan las normas relativas que define la Ley 401 de 1997 en los artículos 3.º, 4.º, 5.º y 6.º, donde se establecían las funciones generales de dicho centro, como se muestra en la siguiente cita.

“Las funciones de Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural son:

- Planear, supervisar y coordinar el transporte de gas a través del sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.
- Recibir y procesar las nominaciones de transporte de gas natural del sistema.
- Asignar la capacidad de transporte a cada uno de los remitentes, según el tipo de servicio contratado y las condiciones operacionales del sistema.
- Planear y asegurar la máxima capacidad del sistema en todo momento.
- Garantizar la seguridad y la confiabilidad del sistema.
- Asegurar la calidad del servicio de transporte.
- Garantizar el estricto cumplimiento de los reglamentos y las regulaciones correspondientes.
- Actuar como entidad coordinadora en casos de emergencia.

Y las demás funciones que le asigne la ley y los reglamentos”.

### 3. Estructura de las resoluciones y conceptos emitidos por la Comisión Reguladora de Energía y Gas

La estructura o resumen del contenido de las resoluciones que establecen las fórmulas tarifarias para la remuneración del servicio de distribución de gas domiciliario y la metodología e instrumentación para la medición de las características del gas se fundamenta en las siguientes resoluciones.

#### 3.1 Resolución CREG 67 de 1995 [20]

La Resolución CREG 67 de 1995 establece el Código de Distribución de Gas Combustible por Redes, que contiene los parámetros a cumplir para la prestación del servicio de distribución de gas natural aplicable a pequeños y grandes consumidores, distribuidores y comercializadores de gas combustible por redes.

El propósito del Código de Distribución es establecer los criterios de planeación de los sistemas de distribución de gas combustible por redes en condiciones de eficiencia y seguridad. Además, debe garantizar que los usuarios conectados a los sistemas de distribución tengan los mismos derechos y deberes y las mismas condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad en el servicio, manteniendo el principio de neutralidad.

También propone los parámetros mínimos que las empresas deben seguir para la elaboración de contratos de condiciones uniformes exigidos por la Ley 142 de 1994 y los principios, derechos y deberes que rigen las relaciones entre los usuarios de los sistemas de distribución, los comercializadores y los distribuidores.

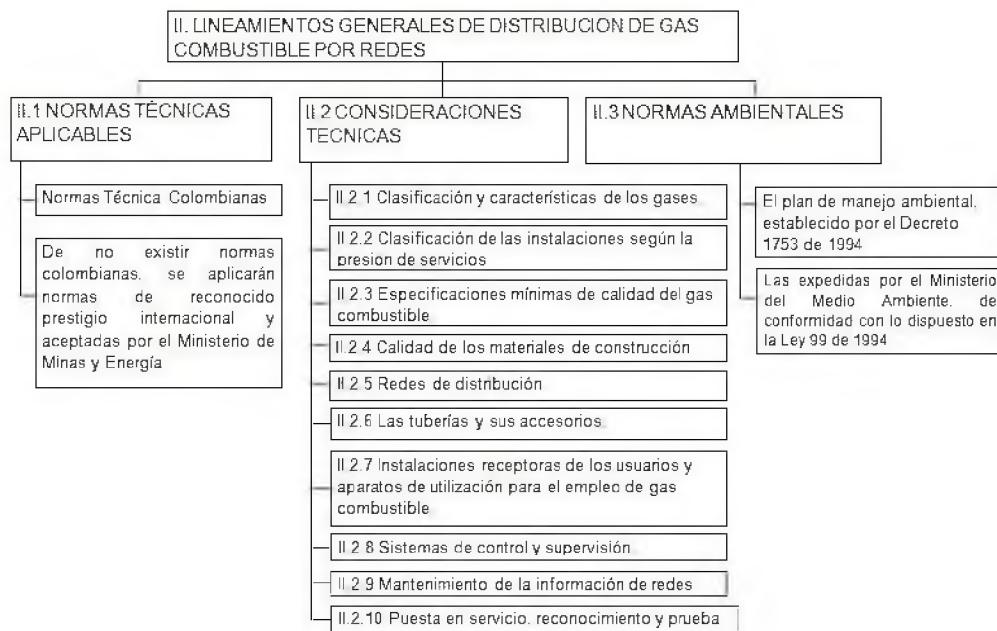
El Código de Distribución reglamenta la expansión eficiente, económica y confiable de un sistema de distribución, mediante la fijación de las responsabilidades de los distribuidores y la elaboración de un programa dirigido a la expansión del sistema de distribución. Además, el Código debe garantizar el correcto funcionamiento de las conexiones existentes y las nuevas, velando porque éstas cumplan con las fronteras entre el distribuidor y el usuario, y la relación entre el distribuidor y el comercializador, cuando esto fuera necesario.

Por otra parte, la Resolución debe proporcionar las reglas mínimas que cubren los aspectos de operación de un sistema de distribución, aclarando la obligación de la elaboración de un plan de operación y mantenimiento, así como de atención de contingencias, coordinación de seguridad y pruebas de equipos.

Con respecto a los sistemas de medición, se establecen los procedimientos y requisitos de equipos e información necesaria tanto para la facturación del usuario del sistema de distribución, como para los demás fines pertinentes.

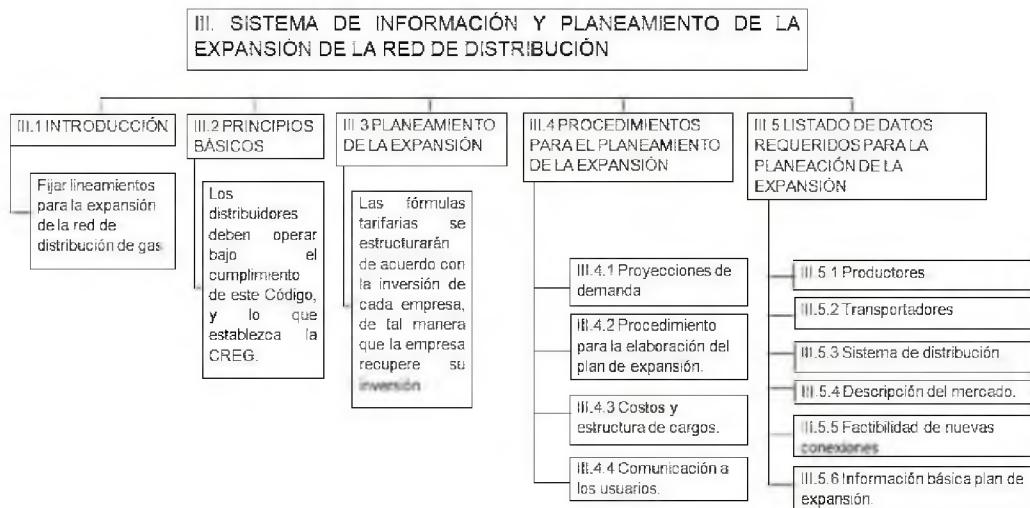
El Código de Distribución cuenta con la información básica para la prestación del servicio de distribución de gas natural en el país. En el capítulo dos se definen los parámetros generales que rigen la distribución del gas, los cuales se componen de tres aspectos: las normas técnicas, las consideraciones técnicas y las normas ambientales. Su estructura puede observarse en la figura 1.3.1.

**Figura 1.3.1. Lineamientos generales de distribución de gas combustible por redes**



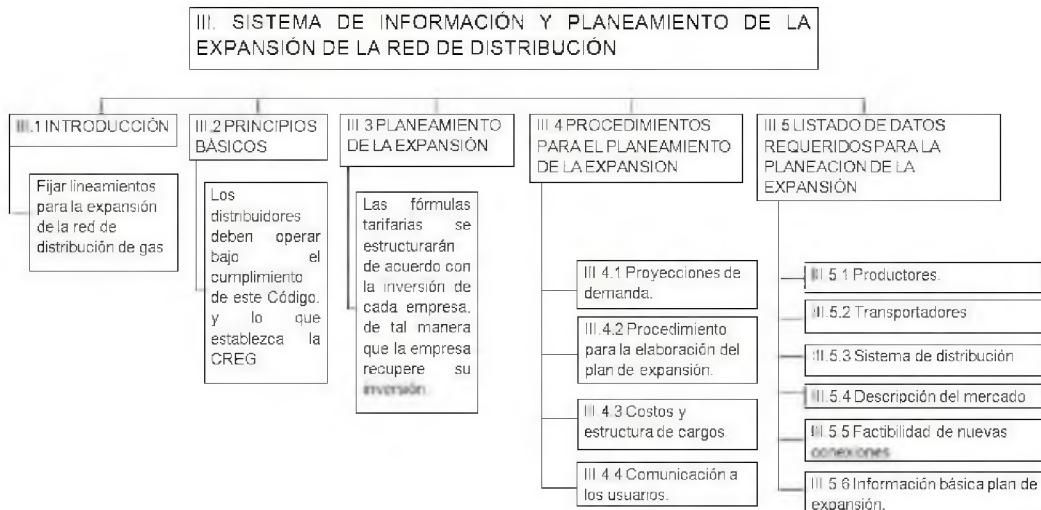
En el capítulo tres se encuentra lo relacionado con la expansión de la red de distribución. La figura 1.3.2 muestra la estructura general de este capítulo.

**Figura 1.3.2. Sistema de información y planteamiento de la expansión de la red de distribución**



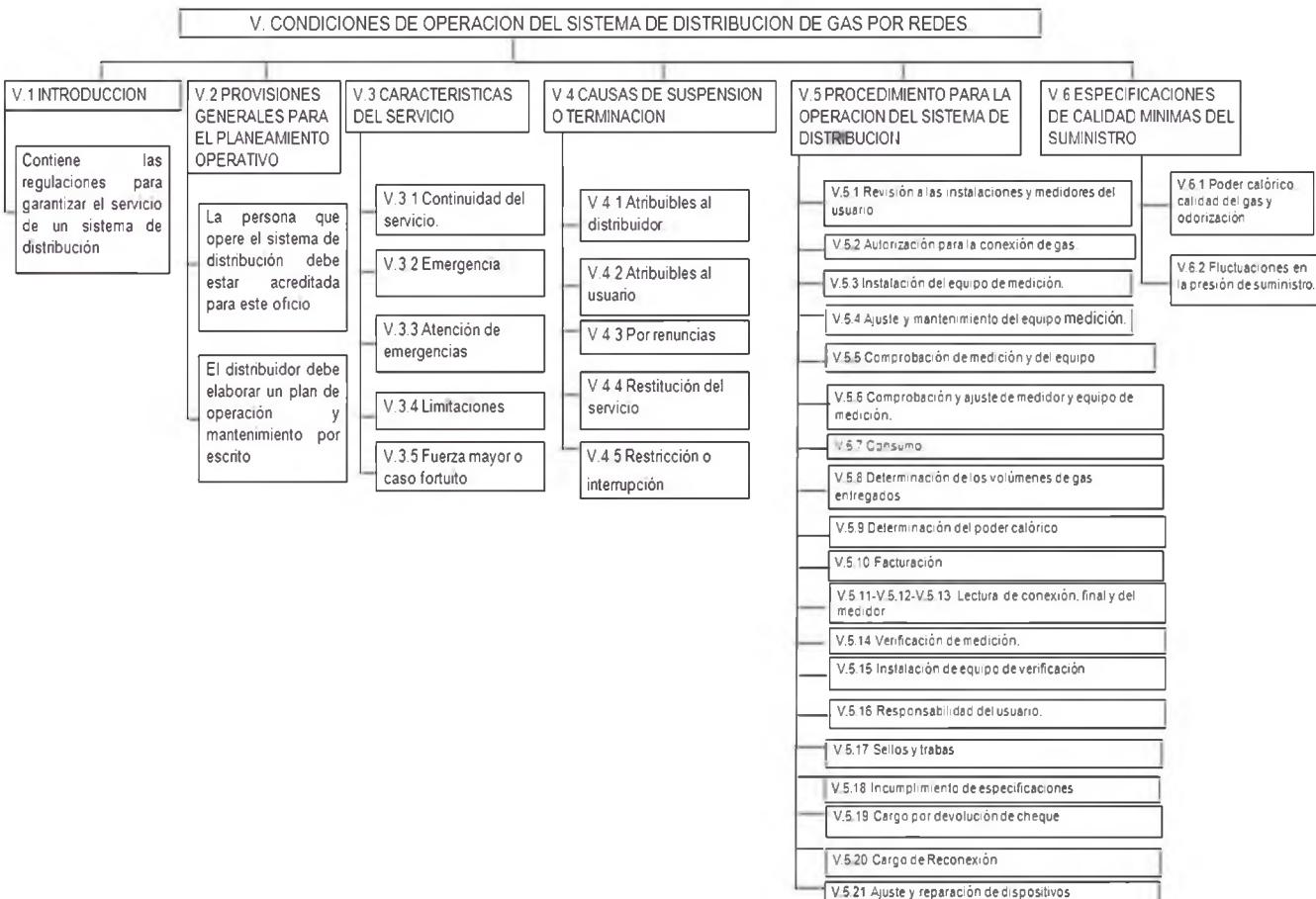
El capítulo cuatro del Código de Distribución contiene las condiciones de obtención del servicio, los procedimientos y los criterios técnicos de diseño. La figura 1.3.3 estructura su contenido.

**Figura 1.3.3. Condiciones de conexión del Código de Distribución**



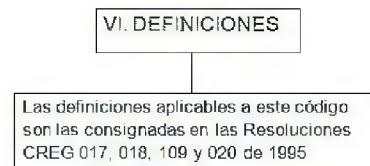
Con respecto a las condiciones de operación del sistema de distribución de gas, el capítulo cinco comprende: la introducción, las provisiones para el planeamiento operativo, el procedimiento de operación del sistema, las especificaciones de calidad de suministro del gas y las posibles causas de suspensión o terminación del servicio. La figura 1.3.4 muestra su estructura.

**Figura 1.3.4. Condiciones de operación del sistema de distribución de gas por redes**



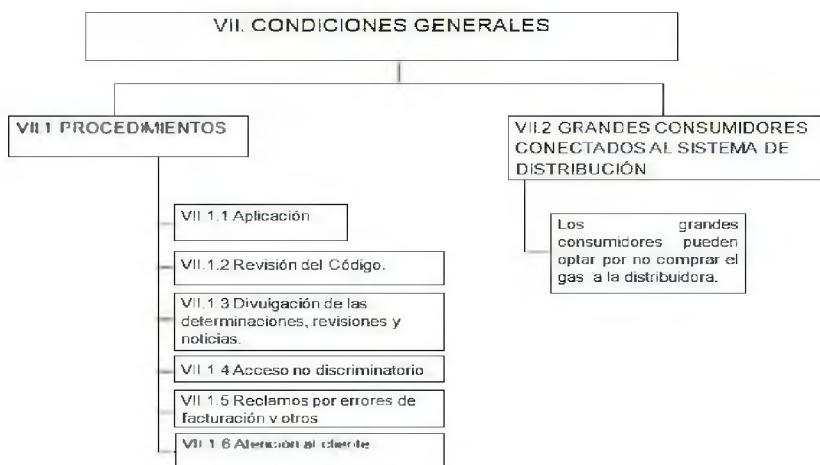
Para la comprensión del Código existe una serie de definiciones de las palabras o frases que se usan comúnmente en el ámbito gásiifero. La figura 1.3.5 enseña las resoluciones que sirven de referencia para la interpretación de la terminología usada en el código.

**Figura 1.3.5. Definiciones del Código**



Por último se expresan las condiciones generales sobre los procedimientos de aplicación del Código de Distribución, en la figura 1.3.6 se puede observar la estructura del capítulo siete.

**Figura 1.3.6. Condiciones generales**



### 3.2 Resolución CREG 57 de 1996

La Resolución establece la fórmula tarifaria para la remuneración del servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias para áreas de servicio exclusivo, la cual se aplica a todas las personas organizadas que comercialicen, transporten o distribuyan gas combustible por redes de tubería y grandes consumidores.

El artículo 125 de la presente Resolución remite a los artículos 40 y 174 de la Ley 142 en los que se plantea la utilización racional del recurso de gas natural y se define que las áreas de servicio exclusivo comprenden a las personas de menores ingresos, para los que ninguna otra empresa de servicios públicos puede ofrecer los mismos servicios en la misma área por un tiempo determinado.

La Resolución además regula la venta y consumo de gas natural, garantizando que los precios cumplan con las resoluciones vigentes a través de las fórmulas tarifarias generales para comercializadores de pequeños consumidores de gas natural establecida [28].

La Resolución en el artículo 107 establece las fórmulas tarifarias para los comercializadores de gas de tal forma que asegure que en cualquier año la tarifa promedio por unidad de gas natural suministrada a usuarios conectados sea igual al cargo promedio máximo por unidad ( $Mst$ ).

El Cargo Promedio Máximo por Unidad de volumen llamado  $Mst$  está compuesto por los ítems que se enseñan en la ecuación 1.3.1 [28].

### Ecuación 1.3.1.

$$\text{ART. 107.1 } Mst \left[ \frac{\$}{m^3} \right] = Gt \left[ \frac{\$}{m^3} \right] + Tt \left[ \frac{\$}{m^3} \right] + Dt \left[ \frac{\$}{m^3} \right] + St \left[ \frac{\$}{m^3} \right] + Kst \left[ \frac{\$}{m^3} \right]$$

Mst: Cargo Promedio Máximo por Unidad \$/m<sup>3</sup>

A continuación se muestra cada uno de estos componentes.

### Ecuación 1.3.2.

#### ART. 107.1.1

$Gt$ : Costo promedio máximo para compras GN

$$G_t = \frac{r * GY_t}{QY_t} + (1 - r) * Glt$$

$r = 0.95$

$GY_t$ : costo agregado de todo el gas en año t, sin incluir costo de gas por troncal. (\$)

$QY_t$ : cantidad de gas no asociado facturada y vendida en el año t. (m<sup>3</sup>)

$Glt$ : costo índice de referencia para compras de gas no asociado calculado por la CREG y determinado para el Interior y la Costa Atlántica. (m<sup>3</sup>)

El  $Glt$  se calcula como el cociente del costo agregado de todo el gas no asociado comprado, recibido y vendido en el año t por todos los comercializadores ( $Gzt [\$]$ ) y la cantidad de gas no asociado facturado y vendido por los comercializadores ( $Qzt [m^3]$ ) (sección 2.6).

Nota: para el cálculo de la componente  $G_t$  del gas asociado ver Resolución CREG 24 de 2001 sección 2.7.

### Ecuación 1.3.3.

#### ART. 107.1.2

$T_t$ : costo promedio máximo de transporte

$$T_t = \frac{CTt}{Qt}$$

$CTt$ : costos totales de transporte en troncales el año  $t$ , causados por el volumen efectivamente transportado. (\$)

$Qt$ : volumen efectivamente transportado durante el año  $t$ . ( $m^3$ )

### Componente $D_t$

El cargo promedio máximo de distribución ( $D_t$  [\$/m<sup>3</sup>]) está compuesto por dos componentes, el cargo de red ( $D_t$ ) y el cargo de conexión ( $C_t$ ) y tiene en cuenta factores de eficiencia, indexación por inflación y gastos generales de conexión.

### Ecuación 1.3.4.

#### ART. 108

$D_t$ : Cargo Promedio Máximo de Distribución regulado para el distribuidor

#### Cargo de Red

$$D_t = D_{(t-1)} * (1 + (IPC_{(t-1)} - XD))$$

$IPC_{(t-1)}$ : variación del índice de precios al consumidor de los últimos doce meses, DANE.

$XD$ : factor de eficiencia para el periodo de vigencia de esta fórmula a partir del dos de noviembre de 1995 es del 2%.

#### $C_t$ : Cargo de Conexión

$$C_t = A_t + M_t + R_t$$

$A_t$ : cargo promedio por acometida aprobado por la CREG.

$M_t$ : cargo del medidor, en caso de que esté incluido.

$R_t$ : son los costos que recuperan parte de la inversión en la red secundaria.

Nota: el cargo por distribución  $D_t$  para los años  $t_0$  y  $t_1$  es publicado por la CREG para cada empresa, teniendo en cuenta la información sobre gastos administrativos, operacionales, de mantenimiento de las redes de distribución y las inversiones realizadas en el periodo.

### Componente $S_t$

El costo máximo de comercialización es el valor máximo permitido al comercializador por concepto de leer, facturar, recaudar y atender al usuario.

#### Ecuación 1.3.5.

##### ART. 107.1.4

$S_t$ : margen máximo permitido de comercialización

$$S_t = S_{(t-1)} * (1 + (IPC - XS))$$

**XS**: factor de ajuste que será cero (0), para el primer período de cinco años de vigencia de la fórmula del St.

**IPC**: variación del índice de precios al consumidor de los últimos doce meses, DANE.

### Componente $Ks_t$

Es un factor de corrección del  $Ms$ , que tiene en cuenta lo proyectado y lo realmente vendido a los usuarios en el año inmediatamente anterior.

#### Ecuación 1.3.6.

##### ART. 107.1.5 Kst

Factor de corrección, puede ser positivo o negativo

$$K_{st} = [Ms(t-1) - \frac{INR(t-1)}{QR(t-1)}] * (1 + J(t-1))$$

**Ms (t-1)**: cargo promedio permitido por unidad para el año t-1.

**INR(t-1)**: ingreso total bruto por ventas de gas natural a los pequeños consumidores residenciales en el año t-1.

**QR(t-1)**: cantidad de gas natural vendida en m<sup>3</sup> al mercado residencial en el año t-1

**J(t-1)**: promedio de la tasa diaria de DTF en el año t-1, expresada como interés anual.

Con relación a la estructuración de las tarifas, la Resolución 57 de 1996 en el numeral 107.1.1 establece que el distribuidor tiene la opción de determinar las tarifas a consumidores residenciales utilizando los siguientes cargos mensuales:

- Un cargo fijo (\$/mes).

- Un cargo por unidad de consumo ( $$/m^3$ ) que refleje el nivel y la estructura de los costos económicos, y que varía con el nivel de consumo. Este cargo tienen un consumo básico de 20  $m^3$  (Numeral 107.2.2.1).

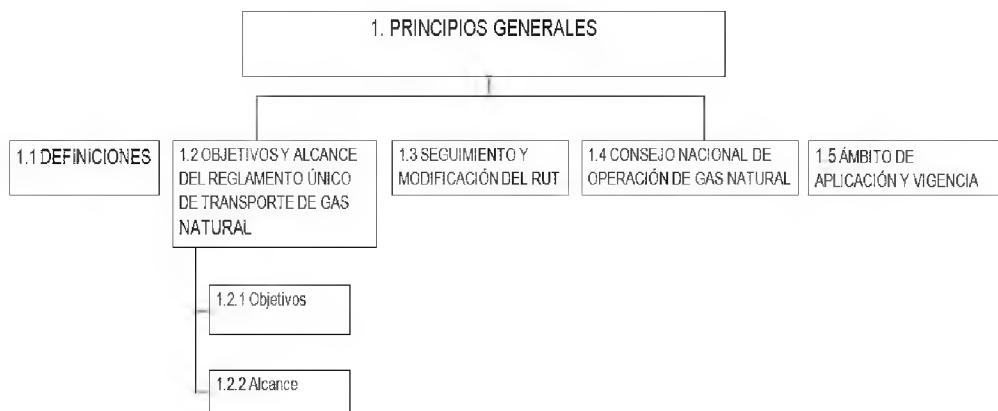
En el artículo 149 se aclara que los distribuidores de gas natural por redes de tubería de las áreas de servicio exclusivo podrán fijar directamente sus fórmulas tarifarias específicas y sus tarifas o precios al usuario, con sujeción a las normas, metodologías y fórmulas contenidas en este capítulo y en el contrato. Los distribuidores deberán informar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas las fórmulas tarifarias específicas, las tarifas y sus modificaciones antes o en el momento de su aplicación. Finalmente la Comisión revisará su concordancia con el régimen aplicable y las condiciones del contrato [28].

### 3.3 Resolución CREG 71 de 1999

Por medio de la Resolución 71 de 1999 se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural -RUT- que tiene como objeto garantizar la no discriminación, al permitir el desarrollo abierto de mercados de suministro y transporte de gas. Esta Resolución también crea las condiciones e instrumentos para la operación eficiente, económica y confiable, estandarizando las normas y especificaciones de la calidad para la industria de Gas [34].

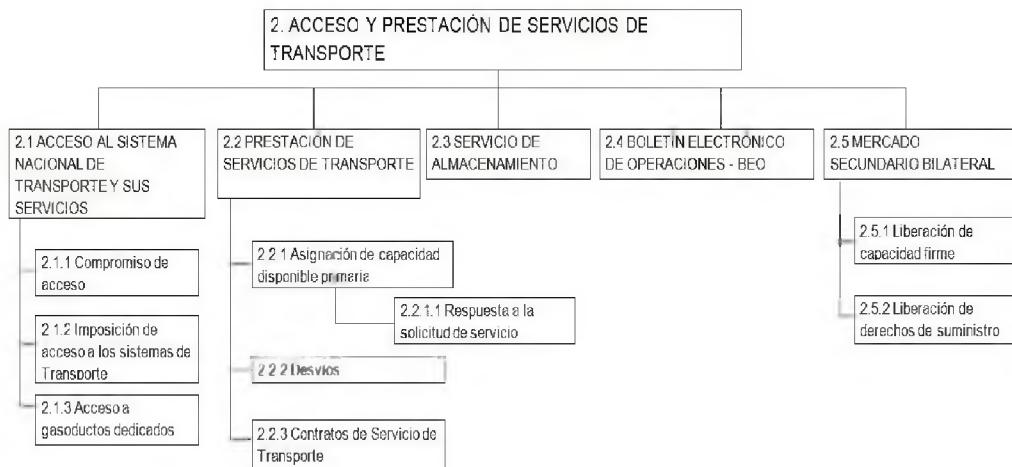
La Resolución expone todos los lineamientos a los que se debe ceñir el transportador para prestar un correcto servicio. En el capítulo uno se presentan los principios generales del RUT, se determinan definiciones, objetivos y el ámbito de aplicación como se puede observar en la figura 1.3.7.

**Figura 1.3.7. Principios generales, capítulo 1 RUT**



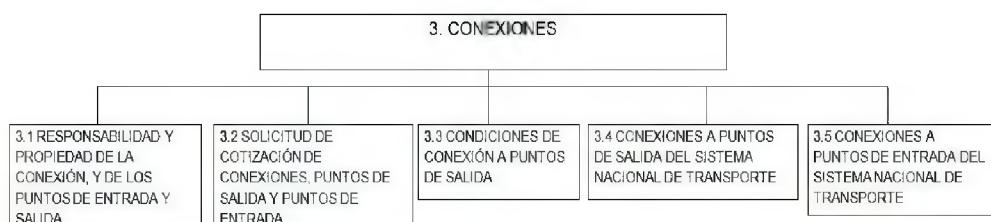
La información del acceso y prestación del servicio de transporte se encuentra en el capítulo dos del RUT, donde se establecen: el acceso al sistema nacional de transporte y sus servicios, prestación de los servicios de transporte, servicio de almacenamiento, la implementa el Boletín Electrónico de Operaciones y el mercado secundario bilateral. La figura 1.3.8 muestra la estructura del capítulo 2 del RUT.

**Figura 1.3.8. Acceso y prestación de servicios de transporte, capítulo 2 RUT**



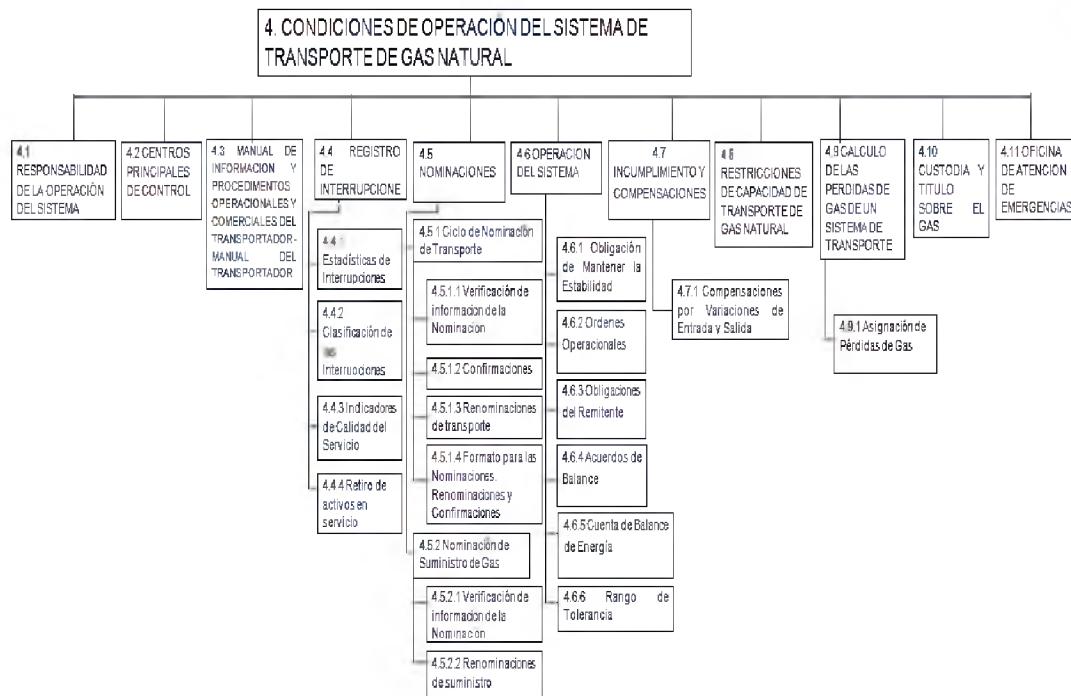
Las conexiones al Sistema Nacional de Transporte y la designación de la responsabilidad de los puntos de entrada y de salida del sistema se encuentran en el capítulo tres, junto con otros temas complementarios presentados en la figura 1.3.9.

**Figura 1.3.9. Conexiones, capítulo 3. RUT**



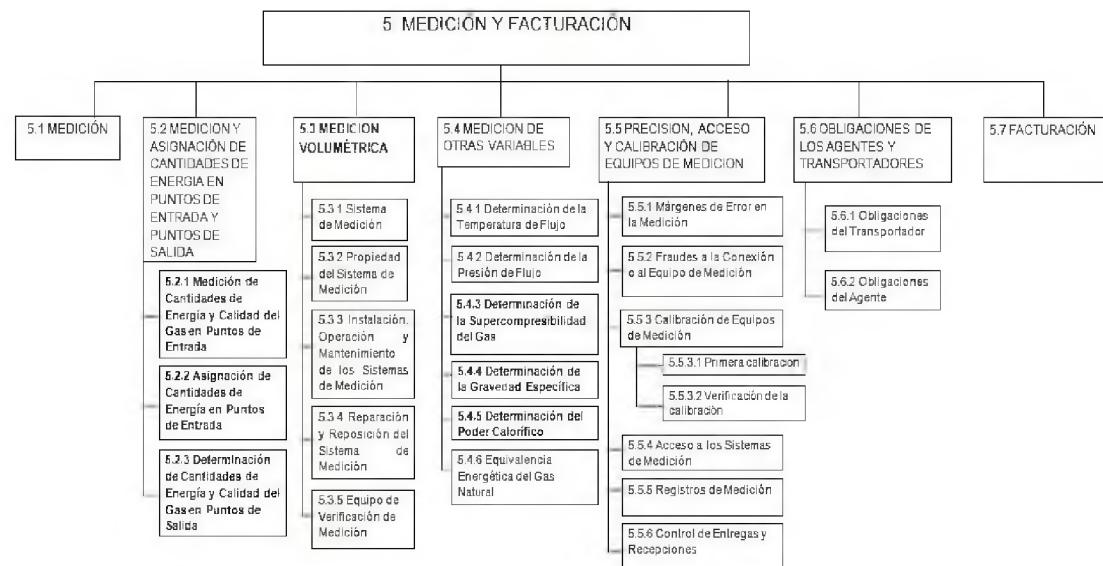
En el capítulo cuatro se encuentra la descripción del cálculo de pérdidas de gas en el Sistema Nacional de Transporte y la forma en que se realizan las nominaciones para la compra y posterior transporte del gas. La figura 1.3.10 muestra el contenido de este capítulo.

**Figura 1.3.10. Condiciones de operación del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, capítulo 4. RUT**



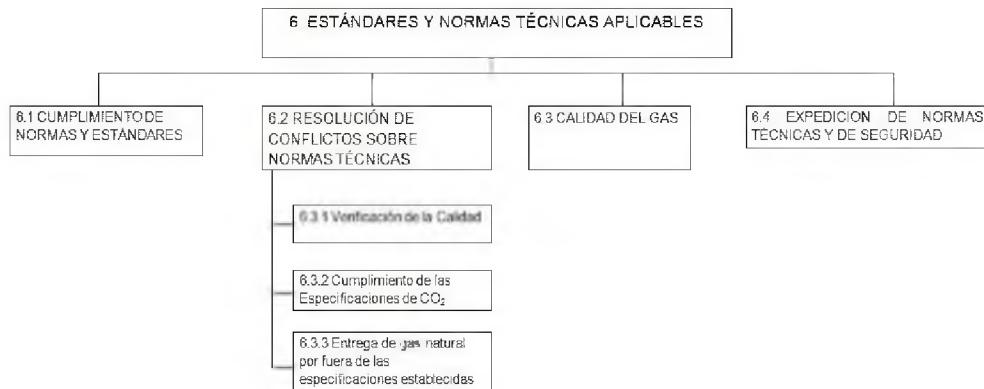
El capítulo cinco contiene información sobre la forma de realizar las mediciones en el Sistema Nacional de Transporte, así como la designación del responsable de dichas mediciones. La figura 1.3.11 muestra la estructura general de este capítulo.

**Figura 1.3.11. Medición y facturación, capítulo 5. RUT**



Por último el RUT consigna las normas y estándares aplicables en el Sistema Nacional de Transporte, así como los estándares de calidad que deben cumplir los transportadores. La figura 1.3.12 muestra su contenido.

**Figura 1.3.12. Estándares y normas técnicas aplicables al transportador, capítulo 6. RUT**



### 3.4 Resolución CREG 92 de 1999 [31]

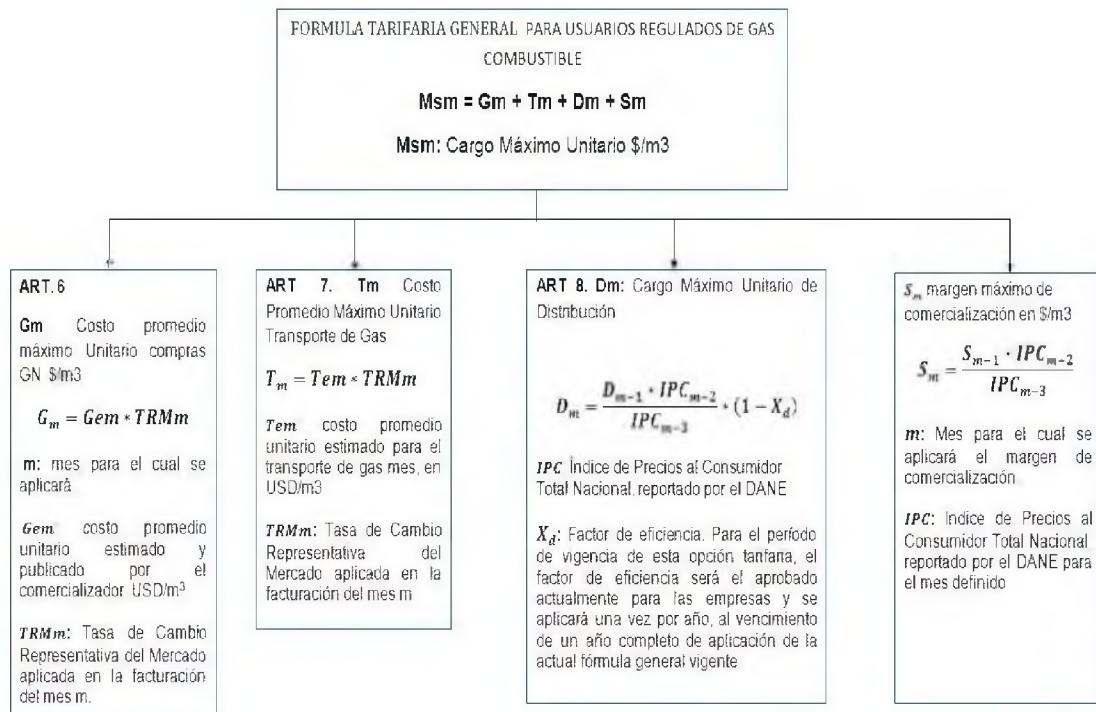
Transcurridos tres años se propuso otra opción tarifaria aplicable a los servicios de gas por redes de tuberías a usuarios regulados.

De acuerdo con el artículo 4, *las empresas pueden elegir* entre las dos tarifas aplicables: una con base en el Cargo Promedio Máximo Unitario ( $Ms_p$ ) que trata el artículo 107 de la Resolución 57 y la otra con base al Cargo Máximo Unitario ( $Ms_m$ ) previsto en esta resolución.

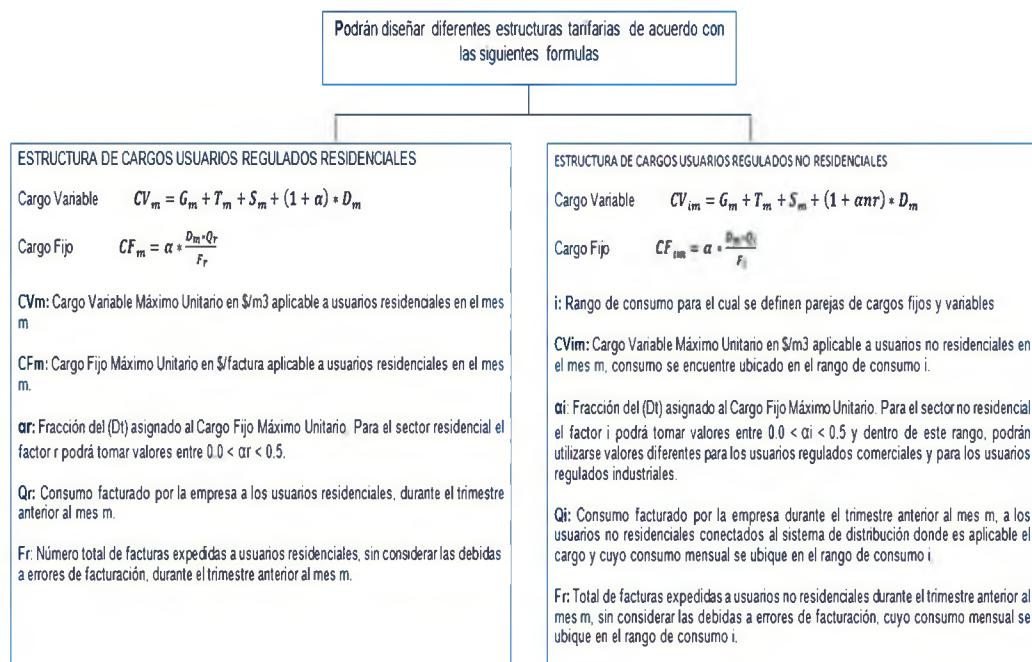
Para que la empresa pueda acogerse a la opción que brinda esta resolución, ella debe prestar el servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados, bajo condiciones de libre competencia y no de exclusividad.

Esta opción tarifaria se desglosa en las figuras 1.3.13 y 1.3.14.

**Figura 1.3.13. Fórmula tarifaria área de servicio no exclusivo, Resolución CREG 92 de 1999**



**Figura 1.3.14. Cargo fijo y variable Resolución CREG 92 de 1999**



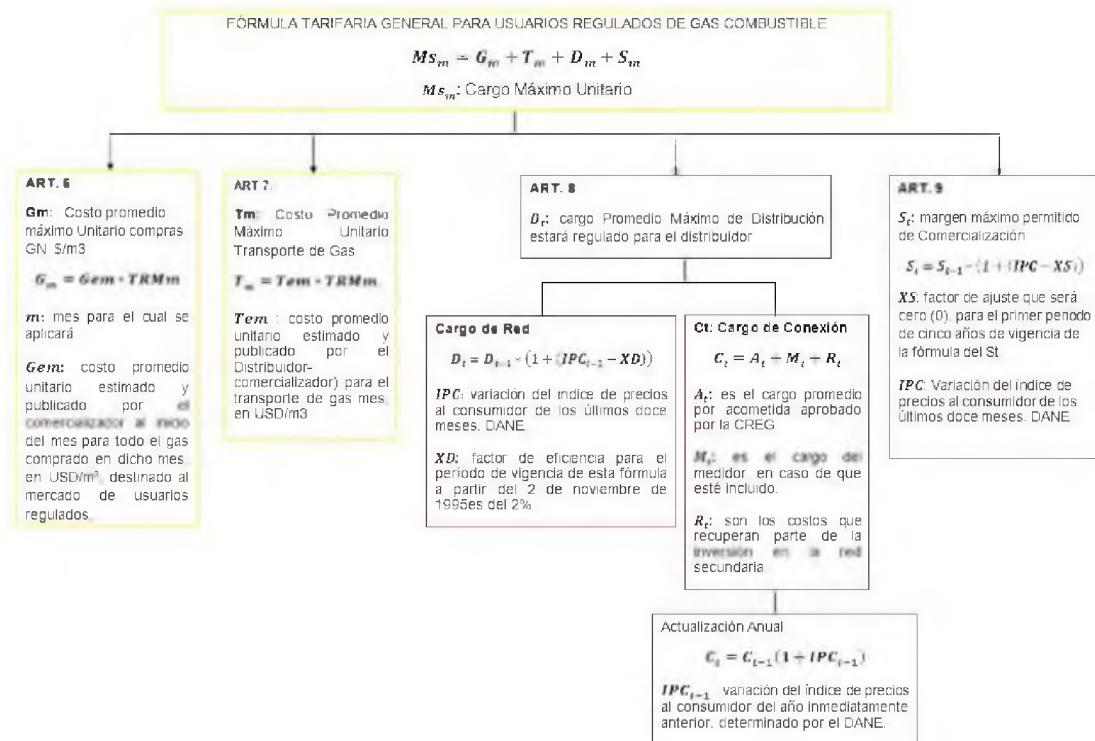
De acuerdo con los comentarios que presentaron los agentes, la Comisión consideró que se debía modificar la Resolución CREG 92 de 1999, en cuanto a la actualización de cargos y el traslado de los costos de suministro y transporte al usuario final, con el fin de promover la expansión del servicio de gas. Como resultado se propuso la Resolución CREG 7 de 2000 que acoge dichos conceptos.

### 3.5 Resolución CREG 7 de 2000 [32]

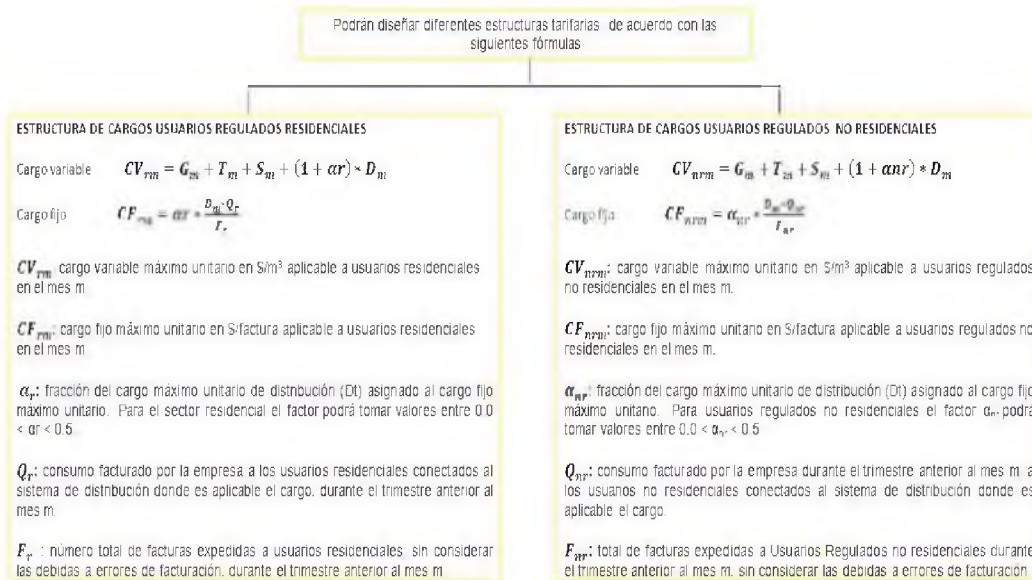
La fórmula tarifaria propuesta por la Resolución 7 de 2000 era aplicable a todas las personas que prestaban el servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados en áreas no exclusivas.

La opción tarifaria se expresan en las figuras 1.3.15 y 1.3.16.

**Figura 1.3.15. Fórmula tarifaria para área de servicio no exclusivo Resolución CREG 7 de 2000**



**Figura 1.3.16. Cargo fijo y variable Resolución CREG 7 de 2000**



Posteriormente esta Resolución fue reemplazada con la Resolución 11 del año 2003, vigente actualmente.

### 3.6 Comunicado MMCREG 1721 de 2000 para área de servicio exclusivo

En el comunicado se hace aclaración sobre la forma en que se calcula el cargo de distribución  $D_t$ , la manera en que se aplica el  $Gl_t$  y el criterio para determinar el cargo variable y el cargo fijo.

El  $Gl_t$  es un estimativo del comportamiento de compra y venta del gas para el interior y la costa atlántica, la CREG lo declara cada año y las empresas lo deben incorporar para el cálculo de la fórmula tarifaria [21]. El  $Gl_t$  se tiene en cuenta para el cálculo del cargo por compra  $G_t$  y el factor de corrección  $Kst$ . En el caso en que la CREG declare un nuevo valor para el  $Gl_t$  en medio de un año tarifario, el distribuidor debe recalcular el  $G_t$  y publicar la nueva tarifa  $Ms_t$ .

Por ejemplo el  $Gl_t$  publicado por la CREG aplicable para el año 2011 fue:

**Tabla 1.3.1. Costo del  $Gl_t$  vigente para el año 2011**

INTERIOR	GAS ASOCIADO	$Gl_t = 194.37 \text{ \$/m}^3$
	GAS NO ASOCIADO	$Gl_t = 384.47 \text{ \$/m}^3$
COSTA	GAS NO ASOCIADO	$Gl_t = 269.40 \text{ \$/m}^3$

En cuanto al  $Ks_t$  no se modifica con un cambio de  $Gl_t$ , dado que éste se calcula con el  $Gl_t$  que estuvo vigente en el año anterior.

Para determinar el término variable y fijo se debe tener en cuenta la siguiente información:

$G_t$ : cargo fijo que se da si la empresa tiene un contrato de suministro “pague lo contratado”. El cargo variable es un contrato de suministro “pague lo demandado”.

$T_t$ : cargo fijo que se da si la empresa tiene un contrato de transporte “pague lo contratado”. El cargo variable es un contrato de transporte “pague lo demandado”.

$D_t$ : componente que cuenta con dos cargos: uno variable, determinado por la inversión de la infraestructura de distribución, y un cargo fijo, compuesto por los costos de administración, facturación y medición [21].

$S_t$  y  $Ks_t$ : cargos variables.

La CREG calculó el  $D_t$  con la información que le suministró cada empresa, aplicando la metodología del costo medio de largo plazo. Para este cálculo se tuvo en cuenta la inversión en activos fijos, gastos operacionales y una rentabilidad sobre la inversión.

Para hallar el cargo máximo de distribución promedio se utilizó la fórmula de costo medio de largo plazo:

#### Ecuación 1.3.7.

$$D_t = \frac{VP(\text{inversiones} + \text{gastos})}{VP(\text{volumen en } m^3)}$$

El  $D_t$  será calculado por la CREG para cada empresa en los años  $t_0$  y  $t_1$ , a partir del año  $t_2$  se actualizará el  $D_t$  con la siguiente fórmula:

#### Ecuación 1.3.8.

$$D_t = D_{t-1} * (IPC_{t-1} - XD)$$

$IPC$ : variación del índice de precios al consumidor de los últimos doce meses, DANE.

$XD$ : factor de eficiencia para el periodo de vigencia de esta fórmula es del 2%, que se toma a partir del 2 de noviembre de 1995.

### 3.7 Resolución CREG 024 de 2001 [22]

Con la Resolución 24 de 2001 se introdujo a la fórmula CREG el concepto de gas asociado, no contenido en la Resolución CREG 57 de 1996. En la ecuación 1.2.9 se muestra la fórmula para la compra de gas asociado.

### Ecuación 1.3.9.

$$G_t = \frac{r * GYa_t}{QYa_t} + (1 - r) * Glat$$

Donde:

$r$ : 0.75 a partir de diciembre de 2000

$GYa_t$ : costo agregado de todo el gas asociado comprado, recibido y vendido en el año  $t$  (\$) por el comercializador, sin incluir los costos de transporte.

$QYa_t$ : cantidad de gas asociado, facturada y vendida en el año  $t$  por el comercializador, incluyendo pequeños y grandes consumidores ( $m^3$ ).

$Glat$ : costo índice de referencia para compras de gas asociado calculado por la CREG ( $m^3$ ).

Para la compra combinada de gas asociado y no asociado se tiene:

### Ecuación 1.3.10.

$$G_t = \frac{r * GT_t}{QT_t} + (1 - r) * \left[ \frac{Qya_t}{QT_t} * Glat + \frac{Qy_t}{QT_t} * Glt \right]$$

Donde:

$r$ : 0.75 a partir de diciembre de 2000.

$GT_t$ : costo agregado de todo el gas, tanto asociado como no asociado comprado, recibido y vendido por el comercializador, sin incluir los costos de transporte.

$QT_t$ : cantidad total de gas, tanto asociado como no asociado, facturada y vendida por el comercializador.

$Qya_t$ : cantidad de gas asociado, facturada y vendida por el comercializador ( $m^3$ ).

$Qy_t$ : cantidad de gas no asociado facturada y vendida por el comercializador ( $m^3$ ).

$Glat$ : costo índice de referencia para compras de gas asociado calculado por la CREG y determinado para el interior, de acuerdo con el precio promedio de compra de gas asociado de todos los comercializadores de pequeños consumidores.

$Glt$ : costo índice de referencia para compras de gas no asociado calculado por la CREG y determinado para el interior, de acuerdo con el precio promedio de compra de gas no asociado de todos los comercializadores de pequeños consumidores.

### 3.8 Concepto CREG 2208 de 2002

Este concepto aclara la Resolución CREG 67 de 1996 en los numerales 5.34, 5.39 y 5.41 que explica que la unidad de facturación es el metro cúbico y que al volumen medido al usuario final se le deben realizar correcciones por temperatura, presión y poder calorífico. Este concepto muestra la manera de hacer las correcciones.

La Resolución 67 de 1996 en el numeral 5.39 hace referencia a que el volumen debe corregirse por presión y temperatura estándar, además por un factor de poder calorífico. Sin embargo la Comisión no tiene normas con respecto a la aplicación de los factores de corrección del volumen consumido que permita obtener el volumen real. Como en el numeral 2.1 de la misma Resolución se establece que al no existir normas colombianas se deben emplear normas reconocidas internacionales, el concepto aclara que se debe utilizar lo establecido en el panfleto No. 7 de la American Gas Association -AGA-, para determinar el factor de corrección [23].

La ecuación de la AGA para el cálculo del factor de corrección aplicable a medidores de turbina y de desplazamiento positivo se basa en la Ley de gases ideales como se puede observar en la ecuación 1.3.11.

#### Ecuación 1.3.11.

Factor de corrección por la CREG	
$V_c = V_m * \left[ \frac{P_m + P_a}{P_b} \right] * \left[ \frac{T_b + 459.67}{T_m + 459.67} \right] * F_{pv}^2 * F_{cv}$	<p><math>V_c</math>: volumen corregido a condiciones estándar de referencia pies<sup>3</sup>.</p> <p><math>V_m</math>: volumen medido a condiciones locales, pies<sup>3</sup>.</p> <p><math>P_m</math>: presión manométrica a través del medidor individual de consumo, psig.</p> <p><math>P_a</math>: presión atmosférica local, psia.</p> <p><math>P_b</math>: presión base, 14.65 psia.</p> <p><math>T_b</math>: temperatura base, 60 °F.</p> <p><math>T_m</math>: temperatura media del gas a través del medidor, °F.</p> <p><math>F_{pv}</math>: factor de supercompresibilidad, adimensional.</p> <p><math>F_{cv}</math>: factor de poder calorífico</p>
$F_{pv} = \frac{Z_b}{Z_m}$	<p>El factor de compresibilidad (<math>F_{pv}</math>) es despreciable a presiones inferiores a 100 psig.</p> <p><math>Z_b</math>: factor de compresibilidad a condiciones estándar de referencia.</p> <p><math>Z_m</math>: factor de compresibilidad a condiciones medidas.</p>
$F_{cv} = \frac{PC_m}{PC_b}$	<p><math>F_{cv}</math>: factor de poder calorífico, adimensional.</p> <p><math>PC_m</math>: poder calorífico medio del gas suministrado, Btu/pie<sup>3</sup>.</p> <p><math>PC_b</math>: poder calorífico estándar del gas, 1000 Btu/pie<sup>3</sup>.</p>

*Las empresas determinarán en qué casos se justifica hacer correcciones de acuerdo con las condiciones y características de prestación del servicio de gas en cada localidad [23].*

### 3.9 Resolución CREG 11 de 2003

Hasta la entrada en vigencia de esta Resolución, las empresas distribuidoras de gas por tuberías aplicaban las resoluciones CREG 057 de 1996 y CREG 7 de 2000 para la determinación de la remuneración por el servicio de distribución que prestaban.

Actualmente la Resolución CREG 57 de 1996 está en vigencia para las empresas que distribuyen gas en las áreas de servicio exclusivo, mientras que la Resolución 11 de 2003 aplica para áreas de servicio no exclusivo. Además se presenta una diferencia en la aplicación de la fórmula tarifaria, en la Resolución 57 de 1996 se establece un precio máximo a aplicar y en la Resolución CREG 11 de 2003 se adopta el método de la canasta, permitiéndole al distribuidor tener diferentes precios que dependen del rango de consumo [24].

La Resolución propone una metodología que establece los lineamientos para remunerar las actividades de distribución y comercialización del gas combustible en las áreas de servicio no exclusivo y fija las fórmulas tarifarias generales con base en las observaciones de los agentes y en los análisis internos de la CREG.

Para la aplicación de la Canasta de Tarifas se partirá del cargo promedio de distribución aprobado por la CREG y se tendrá en cuenta las siguientes reglas (capítulo II, numeral 7.7.2):

- El cargo más alto aplicable al primer rango de consumo no podrá exceder el 10% del Cargo Promedio de Distribución del mercado relevante de distribución.
- El cargo más bajo o aquel que aplica a los usuarios con más alto consumo no debe ser menor al cargo promedio de distribución.
- El Cargo Promedio de Distribución, el cargo más alto y el cargo más bajo de la canasta de tarifas serán aprobados por la CREG al inicio del periodo tarifario y tendrán vigencia durante todo el periodo.

Los cargos y rangos de consumo que determine el distribuidor deben cumplir con la condición de que sus ingresos asociados no superen los ingresos asociados al Cargo Promedio de Distribución aprobado.

Dependiendo del consumo, el distribuidor podrá clasificar a sus usuarios en máximo seis rangos. En el primer rango de consumo se debe incluir a los usuarios con consumos más bajos y como mínimo a todos los usuarios residenciales.

El distribuidor debe establecer mensualmente los cargos aplicables a cada rango de consumo y los cargos se deben determinar con base en la demanda facturada para cada rango de consumo en el trimestre anterior, con la ecuación 1.3.12 se calcula los cargos.

**Ecuación 1.3.12.**

$$\frac{\sum_{j=1}^n D_{jm} Q_{j(m-3)}}{\sum_{j=1}^n Q_{j(m-3)}} \leq D_m$$

Donde:

$j$ : rango de consumo.

$m$ : mes  $m$ .

$D_m$ : cargo promedio de distribución definido por la CREG para el mercado relevante.

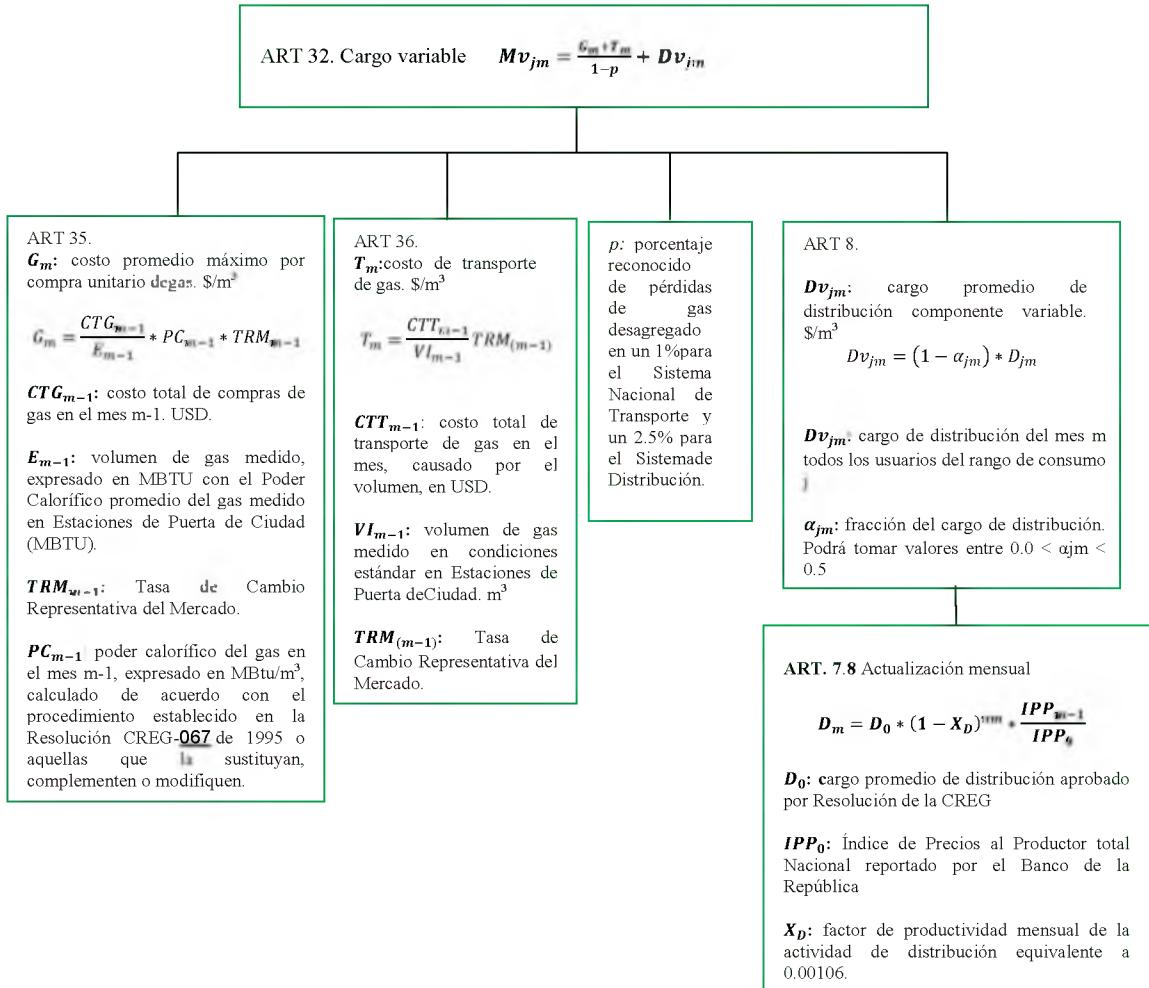
$D_{jm}$ : cargo de distribución definido por el distribuidor aplicable en el mes  $m$  a los usuarios del rango  $j$  de consumo.

$Q_{j(m-3)}$ : consumo total de los usuarios del rango  $j$  de consumo durante el trimestre anterior al mes  $m$ .

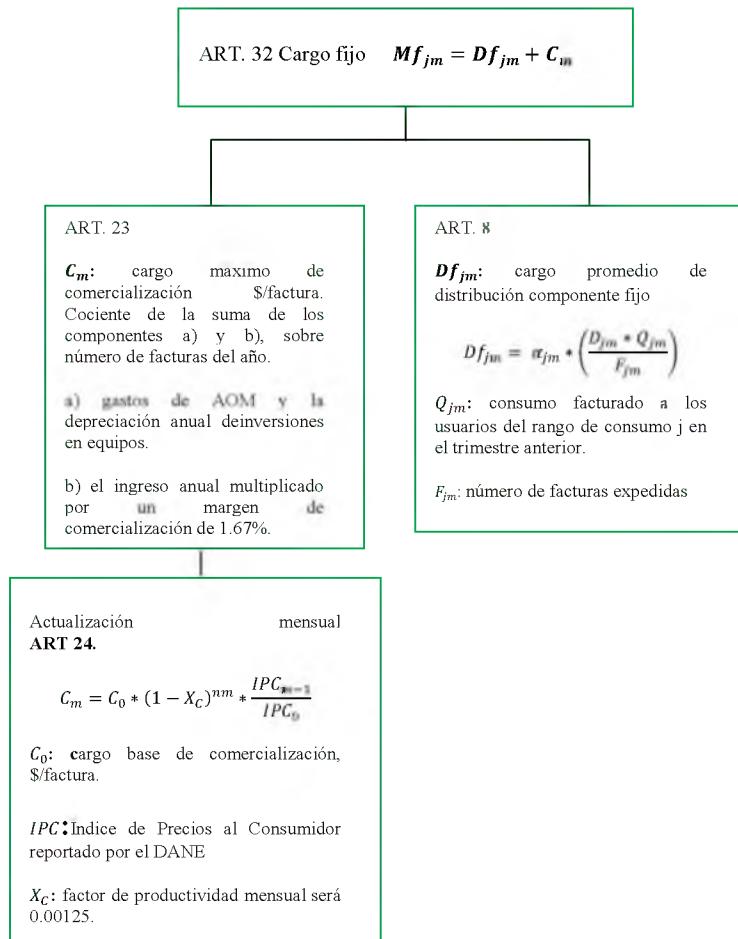
La CREG aprobará los cargos de distribución para cada mercado relevante calculados a partir de los costos medios de mediano plazo que remuneren la inversión base y los gastos de administración, operación y mantenimiento -AOM- [24]. Por mercado relevante de comercializador se entiende un conjunto de usuarios conectados directamente a un mismo sistema de distribución, para el cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha aprobado el cargo respectivo.

La opción tarifaria que se propone en esta resolución posee un componente variable y un componente fijo, como se puede observar en el siguiente esquema.

**Figura 1.3.17. Fórmula tarifaria para área de servicio no exclusivo, cargo variable**



**Figura 1.3.18. Fórmula tarifaria para área de servicio no exclusivo, cargo fijo.**



El cargo promedio de distribución debe ser aprobado por la CREG y debe ser calculado a partir de los costos medios de mediano plazo que remuneren la inversión base y los gastos de AOM respectivos. Este se basa en el cálculo de valores presentes:

- La inversión existente se refiere a los activos inherentes a la operación (puertas de ciudad, gasoductos, estaciones de regulación y accesorios). Para cada uno de los años la empresa reportará, en pesos de la fecha base, el programa de nuevas inversiones que proyecta realizar durante el siguiente periodo tarifario.
- Se calcula el valor presente de los gastos de AOM determinados con base en la metodología de análisis envolvente de datos.
- Se calcula el valor de los volúmenes anuales proyectados de consumo de los usuarios del sistema de distribución (expresados en metros cúbicos). Estos

volúmenes proyectados deben ser consistentes con la inversión existente, con el programa de nuevas inversiones y con la evolución de la demanda.

- Los costos medios correspondientes se determinarán como la relación entre el valor presente descontado de los costos de inversión y los gastos de AOM, y el valor presente descontado de la demanda de volumen.

### 3.10 Resolución CREG 41 de 2008 [30]

La Resolución modifica en diferentes aspectos técnicos y de calidad a la CREG 71 de 1999; dichas modificaciones pretenden actualizar el RUT acorde con la evolución de la industria.

Se modificaron las definiciones de: condiciones estándar, conexión, punto de entrada, punto de salida y punto de transferencia establecidas en el numeral 1.1 del anexo general. Se adicionaron las siguientes definiciones al numeral 1.1: estaciones de entrada, estaciones de salida, estaciones entre transportadores, estaciones para transferencia de custodia y volumen estándar de gas natural. También se modificaron los numerales 1.2.1, 1.2.2, 3.3, 3.4, 3.5, 4.10, 5.2.1, 5.2.3, 5.3, 5.3.1, 5.3.2, 5.4.2, 5.4.3, 5.4.4, 5.4.5, 5.5.3.1, 5.5.3.2, 5.5.4, 5.5.5, 5.6.1 y 5.7 del anexo general, los cuales tratan temas como: objetivos, condiciones de conexión, custodia y título sobre el gas, medición de cantidades de energía y calidad de gas en estaciones de transferencia de custodia de entrada, determinación de cantidades de energía y calidad del gas en estaciones de salida, determinación del poder calorífico, calibración y facturación.

### 3.11 Resolución CREG 8 de 2009 [29]

La Resolución 8 de 2009 modifica el numeral al 5.39 del Código de Distribución de gas combustible por redes, el cual quedó así:

“En caso de facturar el gas en volumen, éste debe expresarse en metros cúbicos estándar o normales a las condiciones de referencia o condiciones estándar de 15,56 °C (60 °F) y presión absoluta de 1,01008 Bar (14,65 psi absoluta). En esta facturación se asume un gas de referencia con poder calórico de 37.253 kJ/m<sup>3</sup> (1000 Btu/pies<sup>3</sup>). El cargo por metro cúbico consumido a facturar se determinará multiplicando el número de metros cúbicos de gas entregado, referidos a condiciones estándar, por el poder calórico del gas entregado expresado en kJ/m<sup>3</sup> dividido por 37.253 kJ/m<sup>3</sup>”.

Este procedimiento no será de aplicación a los cargos fijos por factura.

### 3.12 Resolución CREG 136 de 2008 [25]

Con esta resolución se le dió a conocer a las empresas prestadoras del servicio de gas y a los usuarios los términos establecidos para la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas natural, válidos para el siguiente periodo tarifario.

Mediante la Resolución CREG 11 de 2003 se establecieron los criterios para remunerar las actividades de distribución, comercialización y las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería. Teniendo en cuenta la cercana culminación de la vigencia de dicha resolución, se divulgó a las entidades prestadoras del servicio público domiciliario de gas, usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se adelantaría los estudios que permitirían establecer con posterioridad los principios, la metodología y cálculos para determinar los cargos de distribución, comercialización y las fórmulas tarifarias del servicio público de gas combustible por redes para el nuevo periodo tarifario.

El estudio de la propuesta CREG 136 se basó en: la distribución, mercado relevante, expansión y cobertura del servicio, metodología de remuneración, cálculo tarifario y la fijación de la fórmula tarifaria.

La regulación contempló tres fórmulas tarifarias para tres tipos de combustibles: (i) gas natural, (ii) gas natural comprimido y (iii) gas licuado de petróleo. Ahora bien, teniendo en cuenta la posible inclusión de otros combustibles, así como de otras tecnologías que pueden garantizar la continuidad del servicio, se revisaron las fórmulas, con el fin de incluir nuevas fórmulas o utilizar una sola que considerara todas las tecnologías posibles para prestar el servicio.

### 3.13 Resolución CREG 135 de 2009 [26]

De acuerdo con lo expuesto en la Resolución CREG 136 de 2008, el gremio de servicio de gas natural presentó los comentarios y sugerencias con relación a la fórmula tarifaria.

Los comentarios sobre la propuesta de la resolución mencionada se centraron en los siguientes temas:

- Cargo por confiabilidad.
- Costo del transporte del gas.
- Revisiones periódicas.
- Fórmula tarifaria con los siguientes componentes para determinar el precio de venta al público:
  - Costo de suministro del gas  $G_m$ .
  - Costo de transporte desde el sitio de producción hasta estaciones de puerta ciudad  $T_m$ .
  - Costo de distribución a través de las redes urbanas y de baja presión  $Dm$ .

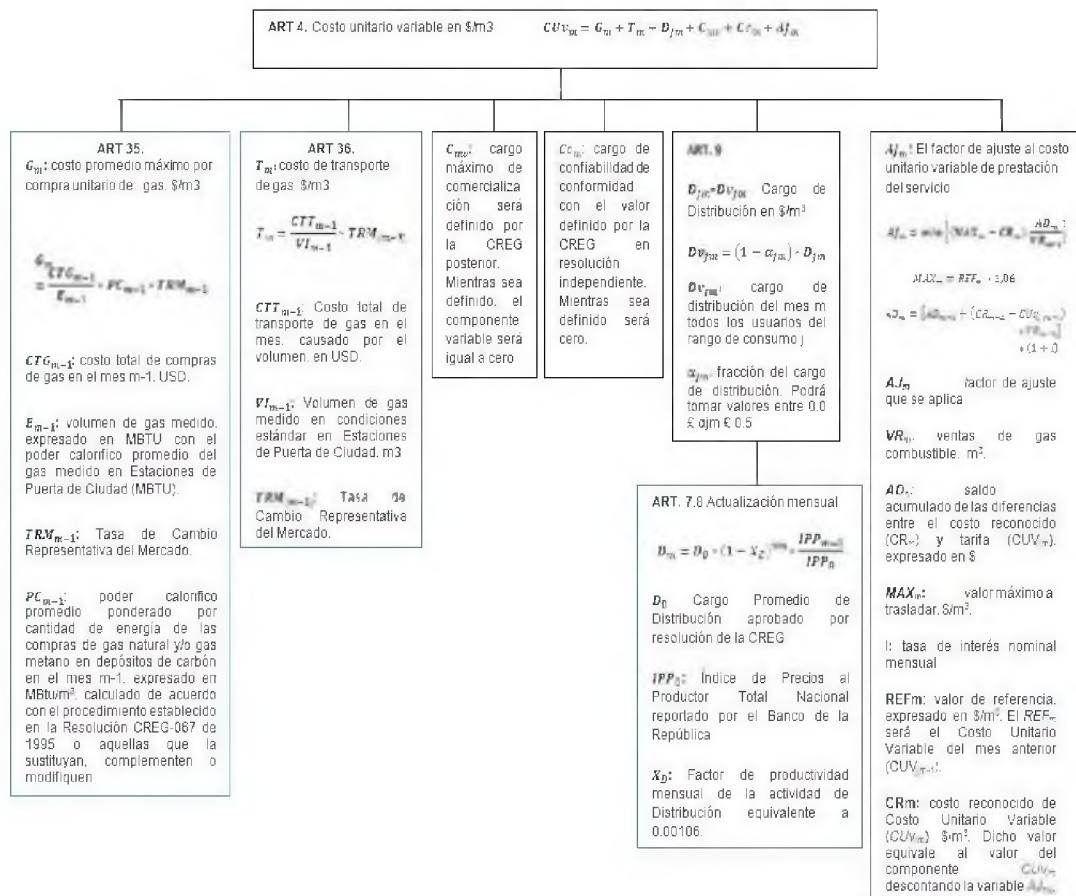
- Costo de comercialización minorista  $C_m$ .
- Confiabilidad, revisiones, pérdidas de gas.

### 3.14 Resolución CREG 178 de 2009 [27]

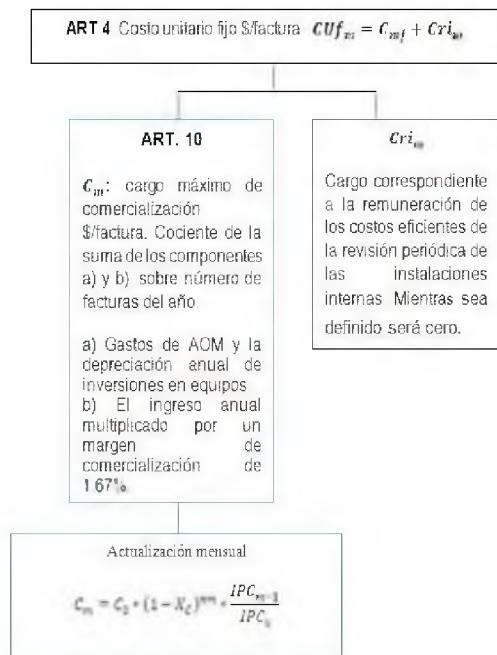
De acuerdo con los dos numerales anteriores, la CREG recibió comentarios sobre la Resolución 136 por parte de Gas Natural S.A. ESP. y Naturgas, por lo que adelantó estudios para evaluar la metodología de canasta de tarifas de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

Con base en estas observaciones y en los estudios realizados por la CREG, cuyos resultados están contenidos en el Resolución CREG 135 de 2009, la Comisión elaboró la presente propuesta en la que se ordenó publicar la fórmula tarifaria para la remuneración del servicio de gas por redes de tuberías a usuarios regulados en áreas no exclusivas.

**Figura 1.3.19. Componente variable de la fórmula tarifaria, Resolución CREG 178 de 2009**



**Figura 1.3.20. Componente fijo de la fórmula tarifaria, Resolución CREG 178 de 2009**



Para el cobro al usuario final se usará la ecuación 1.3.13.

**Ecuación 1.3.13.**

$$CONSUMO * CUv_{jm} + CUf_m$$

$CUv_{jm}$ : costo unitario variable en  $$/m^3$  aplicable en el mes  $m$  y correspondiente al rango  $j$  de la canasta de tarifas.

$CUf_m$ : costo unitario fijo en \$/factura aplicable en el mes  $m$ .

## Capítulo 2. Estado del arte de la regulación de la distribución de gas domiciliario en el ambiente internacional

Este capítulo muestra los organismos reguladores de la actividad del gas domiciliario en países como Argentina, Brasil, España, Estados Unidos y México. Se resumen, además, aspectos importantes en cuanto a la temática de los sistemas de medición e instrumentación que permiten determinar los consumos del usuario final. Específicamente se analiza la regulación de los productores, transportadores y distribuidores.

### 1. Argentina

El gas natural en Argentina es regulado por el Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas). Argentina posee grandes reservas de gas, sin embargo no es autosuficiente y hace importaciones de Bolivia y de otros países, para lo cual posee instalaciones de descarga de buques gasíferos y plantas de regasificación. Por esta razón Enargas no regula a los productores, más sí a los transportadores y distribuidores. A continuación se describe la legislación actual en Argentina.

#### 1.1 Productor

Los productores no tienen el precio del gas en boca de pozo regulado por el gobierno, sin embargo se autorregulan debido a la existencia de varios productores y tienen como referente precios internacionales.

Inicialmente, el Estado fijó un precio para el gas en el punto de ingreso al sistema de transporte como se puede observar en el siguiente texto tomado del Decreto 2255 de 1992, subanexo B1 numerales 9.4.2.1 y 9.4.2.2 del artículo 9.º: “El precio máximo del Gas en el punto de ingreso al sistema de transporte será fijado por el Ministerio durante un período de transición de un año, prorrogable por un año más a partir de la vigencia de dicha Ley. A partir de dicho período tales precios resultarán del libre juego de las fuerzas del mercado. El precio inicial fijado por el Ministerio es de \$0,0358 por m<sup>3</sup> a 9.300 kcal por m<sup>3</sup>” ; sin embargo dos años más tarde este precio fijo fue desregularizado [9].

El precio actual del gas es dado en US\$/MMBtu (millones de Btu) y cambia semestralmente, teniendo en cuenta las estaciones (invierno o verano) y el precio internacional<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup>El aumento del precio del gas en invierno publicado como referencia para cada cuenca se observa en el siguiente enlace: [<http://www.enargas.gov.ar/Tarifas/PreciosCuenca.php>] [12].

## 1.2 Transportador [9;10]

El transportador es regulado por Enargas, para lo cual establece en su legislación que el gas debe ser entregado al distribuidor dentro de unos parámetros de calidad y que la cantidad de gas entregada al distribuidor debe ser corregida por presión, temperatura y por un poder calorífico de referencia de 9.300 kcal/m<sup>3</sup>. Para asegurar que el gas entregado cumpla con las especificaciones de calidad, el transportador debe instalar puntos de medición cerca de cada punto de entrega, como se establece en el Decreto Enargas 2255 de 1992 anexo A II artículo 5 numeral a: “*....el Transportista instalará, conservará y operará, a su cargo en, o cerca de cada Punto de Entrega, estaciones de medición adecuadamente equipadas con medidores de orificio standard, acoplamientos de brida, placas orificio y otros equipos de medición necesarios u otros medidores de tipo standard apropiados para el propósito de medir y determinar las cantidades de gas natural*”.

La unidad de facturación para el transportador es el metro cúbico expresado de la siguiente forma: “*El cargo por metro cúbico transportado a facturar se determinará multiplicando el número de metros cúbicos de gas entregado por el poder calorífico del gas entregado expresado en kilocalorías dividido por 9.300*”, texto tomado del Decreto Enargas 2255 de 1992 anexo A II artículo 4 numeral b.

Los lineamientos establecidos para determinar la tarifa de transporte se especifican en el Decreto 2255 de 1992 anexo A I [9]. El gobierno establece una tarifa inicial para el transporte de gas, que se ajusta teniendo en cuenta el índice del precio del producto, la eficiencia de la transportadora, el factor de inversión y la tarifa anterior.

La fórmula puede ser vista a continuación:

### Ecuación 2.1.1.

$$A_1 = A_0 * \left( \frac{W_1}{W_0} - \frac{X}{100} + \frac{K}{100} \right)$$

$A_1$ : tarifa ajustada.

$A_0$ : tarifa anterior vigente.

$W_1$ : PPI correspondiente al segundo mes anterior al inicio de cada semestre calendario. El PPI es el Índice de Precios del Productor de bienes industriales que es publicado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos o la estadística comparable de evolución de los precios industriales.

$W_0$ : PPI correspondiente al segundo mes anterior al de la toma de posesión por parte de la Licenciataria o al del último periodo ajustado, según corresponda.

Al dividir el factor  $W_1$  por  $W_0$  se actualiza el precio que depende del PPI.

- $X$ : factor de eficiencia, indicador de las pérdidas que se pueden ocasionar en el gasoducto. A medida que estas pérdidas incrementan, el precio de transporte disminuye. Esto incentiva a las compañías a mantener sus pérdidas al mínimo.
- $K$ : factor de inversiones. El factor de inversiones busca retribuir a los transportadores el gasto por mejoras del gasoducto o expansión de sus líneas.

### 1.3 Distribuidor [8;9]

El distribuidor debe garantizar el mantenimiento de los equipos de medición instalados al usuario final como se encuentra en el Reglamento de Servicio el Decreto 2255 de 1992, subanexo II numeral h del artículo 8 : *“Ajuste y Mantenimiento de Equipo de Medición. Cada parte tendrá derecho a estar presente en el momento de instalación, lectura, limpieza, cambio, reparación, inspección, comprobación, calibración, o ajuste efectuados en conexión con el equipo de medición involucrado en la facturación y utilizado en la medición o verificación de la medición de entregas conforme a estas condiciones generales. Los registros de tal equipo de medición permanecerán en manos de su propietario, pero a solicitud, cada parte presentará a la otra copia de sus registros y gráficos, junto con sus cálculos para inspección y verificación”.*

En cuanto a la política de la revisión de las instalaciones y los equipos de medición en la dependencia del usuario final se encontró el siguiente texto en el Reglamento del Servicio en el Decreto 2252 de 1992, subanexo II numeral a del artículo 14: *“Comprobación de Medición y Equipo de Medición. La precisión de los medidores y equipo de medición de la distribuidora será verificado por la distribuidora a intervalos razonables, y de ser solicitado en presencia de representantes del cliente. En el caso que el cliente solicite una comprobación especial de cualquier equipo, las partes cooperarán para garantizar una inmediata verificación de la precisión de tal equipo. El gasto de tales comprobaciones especiales correrá por cuenta del cliente sólo si la solicitud de tales comprobaciones se efectuara con una frecuencia mayor a una vez cada 12 meses, o bien resultan en injustificadas”.*

Para facturar la cantidad de gas consumida por los usuarios, se toma el volumen medido en los medidores del consumidor y se ajusta por temperatura (temperatura estándar 15 °C), presión (presión estándar 1,01325 Bar<sup>4</sup>) y poder calorífico (poder calorífico de referencia 9.300 kcal/m<sup>3</sup>). El valor de 9.300 kcal/m<sup>3</sup> es un valor adoptado como referencia

---

<sup>4</sup>Decreto Enargas 2255/92 Anexo A II. Artículo 4.º numeral b. La presión atmosférica promedio absoluta se entenderá como de 101,325 kilo pascales. Como presión atmosférica (barométrica) para el propósito de la medición será adoptado el valor promedio anual publicado por el Servicio Meteorológico Nacional en el manual «Estadísticas Climatológicas» más reciente.

para crear una facturación uniforme a todos los usuarios, independiente de las zonas, dado que los usuarios reciben mezclas de gases procedentes de distintas cuencas que poseen diferentes calidades de gas o poderes caloríficos, lo anterior se establece en el Decreto 2255 de 1992 artículo 14, en los numerales a y c: *“La cantidad de gas medida por el medidor de la distribuidora será definitiva y concluyente a los efectos de facturación, a menos que resulte necesario un ajuste del mismo de conformidad con estas condiciones generales. La unidad de facturación del gas entregado de conformidad con estas condiciones Generales será el metro cúbico. El cargo por metro cúbico consumido a facturar se determinará multiplicando el número de metros cúbicos de gas entregado por el poder calorífico del gas entregado expresado en kilocalorías dividido por 9.300. Este procedimiento, no será de aplicación a los cargos fijos por factura, a la factura mínima para los servicios R y P, y a los cargos por reserva de capacidad de los servicios G, FD, y FT”.*

En el numeral d del artículo 14, del Decreto 2255 de 1992 subanexo II se establece como se debe determinar el poder calorífico en la zona de distribución ya que es necesario para realizar la facturación con respecto a un poder calorífico de referencia, y dice textualmente: *“El poder calorífico total promedio del gas por metro cúbico mencionado aquí se determinará mediante el calorímetro registrador de la distribuidora y se corregirá para convertirlo a base seca. El promedio aritmético del período de veinticuatro (24) horas, o aquella porción de las veinticuatro (24) horas en que el gas pasó en caso de que el gas no hubiera pasado durante el período completo, desde el calorímetro registrador, será considerado como el poder calorífico total del gas para ese día. El poder calorífico del mes de facturación es el promedio del mes de los poderes caloríficos diarios, calculados al finalizar el mes de facturación anterior”.*

El distribuidor se encuentra regulado por el gobierno argentino, quien para facturar, debe tener en cuenta el precio del gas, la tarifa de transporte y la tarifa de distribución. El gobierno fija la primera tarifa máxima que puede ser aplicada al consumidor y ésta es ajustada por el cambio en el precio del gas, en la tarifa de transporte, en el índice del precio del producto, el factor de eficiencia de los gasoductos y un factor de inversión. La fórmula utilizada puede ser vista en la ecuación 2.1.2 [8].

#### Ecuación 2.1.2.

$$T_1 = T_0 * \left( \frac{W_1}{W_0} - \frac{X}{100} + \frac{K}{100} \right) - G_0 + G_1 + \frac{A_1 * CP}{CM}$$

*CM:* consumo promedio diario de la categoría de los últimos 12 meses previos al ajuste.

*CP:* consumo pico diario de la categoría de los últimos 12 meses previos al ajuste.

*CM* y *CP* ajustan por el uso del gasoducto en hora pico, que se retribuye por la capacidad que el transportador tiene de entregar el gas.

- $T_1$ : tarifas ajustadas, es la tarifa máxima aplicable al consumidor, con la cual se crean las tablas tarifarias<sup>5</sup>.
- $T_0$ : tarifas anteriores.
- $A_1$ : variación unitaria expresada en  $m^3$  de capacidad por día, en los precios del transporte.
- $G_0$ : \$0,0358/ $m^3$  a 9.300 kcal por  $m^3$  inicialmente o el precio del gas utilizado en el último ajuste.
- $G_1$ : nuevo precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte establecido por el Ministerio.
- $W_1$ : PPI correspondiente al segundo mes anterior al inicio de cada semestre calendario. El PPI es el índice de precios del productor bienes industriales que es publicado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos o la estadística comparable de evolución de los precios industriales.
- $W_0$ : PPI correspondiente al segundo mes anterior al de la toma de posesión por parte de la Licenciataria o al del último periodo ajustado, según corresponda.

Al dividir el factor  $W_1$  por  $W_0$  se actualiza el precio que depende del PPI.

- $X$ : factor de eficiencia indicador de las pérdidas que se puedan ocasionar en el gasoducto. A medida que estas pérdidas incrementan el precio de distribución disminuye. Esto incentiva a las compañías a mantener sus pérdidas al mínimo.
- $K$ : factor de inversiones. El factor de inversiones busca retribuir a los distribuidores el gasto por mejoras del gasoducto o expansión de sus líneas.

Las tarifas que el distribuidor puede cobrar a los consumidores son publicadas por ENARGAS para cada compañía distribuidora. Estas tarifas están divididas en un cargo fijo y un cargo variable, y se establece un cargo mínimo por el servicio, como se puede observar en el siguiente texto tomado de el *Decreto 2252 de 1992, Servicio Residencial «R»*, artículo 5: “*por el servicio prestado al cliente en virtud de estas condiciones especiales, el cliente pagará a la distribuidora según la tarifa correspondiente la suma de (a) el cargo fijo por factura, (b) el cargo por metro cúbico de gas multiplicado por los metros cúbicos de consumo; y (c) los restantes cargos que resulten exigibles según lo establecido por las condiciones generales del reglamento*”.

---

<sup>5</sup> Las tarifas para cada empresa pueden ser vistas en el enlace: <http://www.enargas.gov.ar/Tarifas/Index.php>.

## 2. Brasil

El gobierno regula las tarifas de transporte y el precio del gas en boca de pozo por medio de una legislación nacional. El ente regulador en Brasil es la Agencia Nacional de Petróleo -ANP-. La jurisdicción del ANP es nacional y queda en potestad de los estados regular la distribución del gas. En este caso se analizará la legislación de São Paulo regulada por la Agencia Reguladora de Saneamiento e Energia de São Paulo -ARSESP-. El precio permitido por el gobierno para la venta de gas a los distribuidores está compuesto por el precio del gas en boca de pozo y el precio de transporte. A continuación se describirá cada uno de ellos.

### 2.1 Productor (regulado por la ANP) [15; 16;19]

Para determinar el precio de gas en boca de pozo, el gobierno establece un precio inicial del gas que es actualizado por ciclo tarifario. La actualización depende de precios internacionales del gas y la tarifa anterior. El proceso para determinar el precio del gas en boca de pozo está explicado en la *Portaría Interministerial N°3 de 17.2.2000-Dou21.2.2000* [19]. Las fórmulas usadas en este procedimiento se presentan a continuación.

#### Ecuación 2.2.1.

$$P_{GT} = 0,50 * P_{GTant} + 0,50 * P_{GT0} \left( 0,50 * \frac{F_1}{F1_0} + 0,25 * \frac{F_2}{F2_0} + 0,25 * \frac{F_3}{F3_0} \right) * \left( \frac{TC}{TC_0} \right)$$

$P_{GTant}$ : valor de  $P_{GT}$  vigente en el trimestre anterior a aquel que se esté calculando el nuevo  $P_{GT}$ . El uso del precio del gas anterior previene la volatilidad en los precios, con este factor se asegura que el 50% del precio se mantenga estable.

$P_{GT0}$ : valor inicial de  $P_{GT}$  igual a  $\frac{R\$ 110,80}{10^3 m^3}$ . Se usa este valor fijo para actualizar los precios del gas, dependiendo del mercado internacional.

$TC$ : promedio de la tasa de cambio comercial de venta del dólar norte-americano PTAX-800 publicadas en el “Sistema do Banco Central do Brasil” (SISBACEN) relativa a los meses  $m-4$ ,  $m-3$ , y  $m-2$ , siendo  $m$  el primer mes del trimestre en el cual se calcula el nuevo  $P_{GT}$ .

$TC_0$ : promedio de las tasas de cambio comercial de venta del dólar norte americano PTAX-800 publicadas en el “Sistema do banco Central do Brasil” (SISBACEN) en el periodo de Junio a Agosto de 1999 inclusive.

$TC$  y  $TC_0$  actualizan la tasa de cambio de dólares a reales.

$F_1, F_2$  y  $F_3$  es la medición media diaria de la citación superior e inferior, publicada en el Platt's Oil gran Price Report, tabla Spot Price Assessments, de los meses  $m-4, m-3, m-2$ .

- $F_1$ : producto designado en la publicación por Fuel Oil 3,5% Cargo es FOB Med Basis Italy.
- $F_2$ : producto designado en la publicación por Fuel Oil #6 Sulphur 1% US Gulf Coast Waterborne.
- $F_3$  : producto designado en la publicación por Fuel Oil 1% Sulphur cargo es FOB NWE.

$F1_0, F2_0$  y  $F3_0$  es la medición media diaria de las citaciones superior e inferior, publicada en el Plat Oilgram Price Report, tabla Spot Price Assessments, de los productos a que corresponden,  $F1, F2$  y  $F3$  así designados en el periodo de junio a agosto de 1999 inclusive.

Con los factores  $F$  se busca ajustar el precio del gas basándose en varios indicadores internacionales del precio, y se toman en cuenta los precios de los meses anteriores. Esta variación en tiempo y lugar es implementada para evitar la volatilidad y fijar un precio adecuado.

## 2.2 Transportador (regulado por la ANP) [15; 16;19]

El precio máximo del transporte de gas es determinado a partir de la demanda, el costo de operación, mantenimiento, tasa de retorno e inversión en el gasoducto. La fórmula utilizada se puede ver en la ecuación 2.2.2.

### Ecuación 2.2.2.

$$\sum_{i=1}^n \frac{Demanda_i * Tarifa}{(1 + R)'} = \sum_{i=1}^n \frac{(Inv_i + C_i - VR_n)}{(1 + R)'}$$

*Tarifa*: tarifa de transporte. Se debe expandir la fórmula para determinar la tarifa en periodo deseado ( $R$/m<sup>3</sup>$ ).

*Demanda<sub>i</sub>*: demanda en el año  $i$ .

*Inv<sub>i</sub>*: inversión en el gasoducto realizado en el año  $i$  ( $R$$ )

*C<sub>i</sub>*: costo de operación, mantenimiento e impuestos referentes al año  $i$  ( $R$$ ). Busca retribuir a las compañías los gastos operacionales y de mantenimiento.

*VR<sub>n</sub>*: valor residual del gasoducto al final del año  $n$  ( $R$$ ).

*R*: tasa de retorno. Tasa establecida para determinar el retorno a que tienen derecho las transportadoras.

*n* : periodo evaluado.

Una vez establecida la tarifa máxima, se establece un método de cobro dependiendo de la naturaleza del mercado. El método de cobro puede ser mediante un cargo fijo de transporte o un cargo variable, dependiendo de la distancia recorrida por el gas. En el cargo fijo se cobra el mismo precio a todos los distribuidores, independiente de la distancia que se encuentren del pozo. Esto es ideal para mercados ultra maduros o mercados en el que sólo existe un transportador. El otro método posible de cobro es el cobro por distancia recorrida del gas, el cual puede ser dividido en dos: cobro de zonas o cobro de punto a punto. Por el método de zonas se escoge un punto central para una zona determinada y se cobra el cargo de transporte de distancia desde el pozo hasta ese punto a una zona determinada. El método para establecer la tarifa puede ser visto a continuación.

#### Ecuación 2.2.3.

$$\text{Centro Carga Zona } T = \frac{\sum_i^n \sum_j^p C_{ij} * D_{ij}}{\text{Capacidad Contratada } T}$$

*Centro Carga Zona T*:(km).

*C<sub>ij</sub>*: capacidad contratada entre el punto de entrega *i* y el punto de recepción *j* (m<sup>3</sup>).

*D<sub>ij</sub>*: distancia entre el punto de entrega *i* y el punto de recepción *j* (km).

*n*: número de puntos de entrega.

*p*: número de puntos de recepción.

*C<sub>ij</sub>*, *D<sub>ij</sub>*, *n*, y *p* son utilizados para determinar el momento de capacidad del gasoducto. Esto es la capacidad máxima de transporte de gas del gasoducto.

El método de punto a punto es simplemente la distancia recorrida del gas desde el campo productor hasta el distribuidor. El procedimiento para la especificación del transporte es explicado en la *Nota Técnica 054/2002* [16], cuyas fórmulas puede verse a continuación.

#### Ecuación 2.2.4.

$$\text{Tarifa}_{xy} = \text{Tarifa Unitaria} * \text{Distancia}_{xy}$$

*Tarifa<sub>xy</sub>*: tarifa de transporte por unidad de volumen entre los puntos *x* y *y* (R\$/m<sup>3</sup>).

*Tarifa Unitaria*: tarifa unitaria de transporte calculada usando la capacidad del gasoducto y la demanda (R\$/ (m<sup>3</sup> · km)).

*Distancia<sub>xy</sub>*: distancia entre los puntos de recepción (*x*) y entrega (*y*) (km).

## 2.3 Distribuidor (Regulado por ARSESP) [15;18]

La tarifa que los distribuidores les pueden cobrar a los consumidores está especificada en la *Nota Técnica N° RTM/02/2009* [18] y está compuesta por la suma del costo de distribución, el costo de transporte y un margen de rentabilidad establecido por el Estado. Este margen de rentabilidad está compuesto por un término de ajuste por los desvíos de producción y un margen máximo ajustado por inflación y eficiencia. Las fórmulas para este procedimiento están descritas en la ecuación 2.2.5.

### Ecuación 2.2.5.

$$Md = Pt + Kt$$

- $Md$ : margen máximo autorizado en el año  $t$  (\$R/m<sup>3</sup>).  
 $Pt$ : margen máximo ajustado por inflación y eficiencia (\$R/m<sup>3</sup>). El método para determinar este factor puede ser visto en el apéndice I.  
 $Kt$ : término de ajuste a aplicar en el periodo “ $t$ ” (\$R/m<sup>3</sup>), tiene por objeto corregir los desvíos producidos durante el periodo ( $t-1$ ).

En Colombia se utiliza también el precio del gas y el de transporte para definir la tarifa establecida por el distribuidor. Además se aplican otros costos tales como el de distribución y el de comercialización. En éstos se establece un margen de ganancia para los distribuidores.

Al definir la tarifa máxima por distribuidor, el Estado publica tablas tarifarias para cada empresa. Estas tablas están compuestas por un cargo variable y un cargo fijo. El cargo variable depende del volumen de gas consumido por el usuario y el cargo fijo por el costo de la red. El volumen entregado al usuario es corregido por temperatura, presión y compresibilidad. Las condiciones estándar de presión y temperatura tomadas son 20°C y 101,325 kPa.

Otro factor de corrección que se debe tomar en cuenta en la facturación del gas es el poder calorífico. Dado que el calor producido en la combustión del gas varía, dependiendo de los componentes que conforman el gas natural, se necesita hacer una corrección de acuerdo con la cantidad de energía entregada al usuario. Se estableció un poder calorífico de referencia de 9.400 kcal/m<sup>3</sup> para crear un estándar por energía contenida dentro del gas.

En la siguiente ecuación se presenta la tarifa al consumidor implementada por parte del distribuidor:

### Ecuación 2.2.6

$$TT = Pg + Pt + Md$$

- $TT$ : tarifa máxima aplicable al consumidor (\$R/m<sup>3</sup>).

$Pg$ : precio del gas en boca de pozo (\$R/m<sup>3</sup>).

$Pt$ : precio de transporte (\$R/m<sup>3</sup>).

$Md$ : margen de rentabilidad (\$R/m<sup>3</sup>).

El término  $Kt$  es expresado en términos de (\$R/m<sup>3</sup>) y se calcula en la ecuación 2.2.7.

### Ecuación 2.2.7

$$Kt = \frac{(MM_{t-1} - MO_{t-1})(1 + r_{t-1})VD_{t-1}}{VPn_t}$$

$MM_{t-1}$ : margen máximo calculado en el inicio del periodo (t-1) (\$R /m<sup>3</sup>) que refleja la actualización sucesiva de  $MO$  calculado en el inicio del ciclo tarifario.

$MO_{t-1}$ : margen obtenido por la aplicación de encargos derivados del margen máximo autorizado, en el periodo (t-1) (\$R /m<sup>3</sup>).

$r_{t-1}$ : tasa de interés SELIC para el periodo (t-1).

$VD_{t-1}$ : volumen de gas realmente distribuido en el periodo (t-1) (m<sup>3</sup>).

$VPn_t$ : volumen de gas previsto para el periodo  $t$  (m<sup>3</sup>).

El precio de transporte se muestra a renglón seguido.

### Ecuación 2.2.8

$$P_t = P_{t-1} * [1 + (VP - X)]$$

$P_t$ : margen máximo ajustado por inflación y eficiencia.

$P_{t-1}$ : margen máximo ajustado por inflación y eficiencia del año anterior.

$VP$ : variación del índice de inflación en el año  $t$  (porcentual), obtenido por la división de los índices del IGPM de la fundación Getulio Vargas.

$X$ : factor de eficiencia, determinado por el Estado después de un estudio de los gasoductos.

## 3. España [39]

El método de adquisición de gas en España es particular, dado que el país no posee ninguna reserva significativa de gas natural. Por esta razón, la mayoría del consumo nacional es importado.

### 3.1 Productor

Como España no posee campos productores de gas, debe importar el producto para garantizar el servicio de distribución. Para consumir el gas importado se requiere un

proceso extenso que comienza cuando el gas llega a España en forma líquida, en buques que tienen que ser descargados. Luego el GNL es almacenado para abastecer las reservas de gas españolas y para iniciar su consumo, éste debe pasar primero por plantas de regasificación que devuelven al gas natural su forma gaseosa. En forma gaseosa, el gas puede ser inyectado a los puntos de transporte y luego distribuido a los consumidores.

### 3.2 Transportador [39]

Las etapas que sigue el gas antes de llegar a los distribuidores, implican que el gas cambia de custodia varias veces, por lo que existe la posibilidad de que haya mezcla de varios gases que provienen de diferentes partes del mundo. Por esta razón, se debe hacer un monitoreo constante de la calidad del gas para asegurar una buena calidad, con medidores instalados en varios puntos de la línea. Estos puntos están especificados por el *Protocolo de Detalle PD-01* [39] y son:

- Puntos de descarga de buques en las plantas de regasificación de GNL.
- Puntos de carga de cisternas de GNL.
- Puntos de conexión con almacenamientos subterráneos.
- Puntos de conexión con yacimiento nacional.
- Puntos de conexión con gasoductos o yacimientos internacionales, en todos aquellos puntos que puedan alterar la composición del gas o que por su representatividad sean precisos para el adecuado cálculo de composición.
- Puntos de conexión con planta de regasificación de GNL.

Podrán también disponer de equipos de análisis de los parámetros de calidad del gas las centrales de generación eléctrica.

### 3.3 Distribuidor [40]

El método para determinar la tarifa de último recurso *TUR* (tarifa al usuario) se determina por la cantidad de energía consumida (en forma de gas) por el usuario y está descrita en el *Orden ITC 1660* [40].

Como primera medida se dividen los consumidores en grupos, dependiendo de la cantidad de gas consumida en el año. La separación se explica a continuación:

*TUR 1*: consumidores que consumen menos que 5.000 kWh

*TUR 2*: consumidores que consumen entre 5.000 y 50.000 kWh

La separación de los consumidores en *TUR 1* y *TUR 2*, definirá la diferencia en la tarifa a pagar para cada uno de los procedimientos en el proceso del gas. Los costos en estos procedimientos para distribuir el gas son divididos en cargos variables y cargos fijos como se encuentra en el artículo 4 de la Orden ITC 1660: “*Las tarifas de último recurso*

se componen de un término de facturación fijo, expresado en €/mes, y un término de facturación variable por unidad de energía, expresado en cts./kWh. Las tarifas de último recurso se determinarán sin incluir los impuestos, recargos y gravámenes sobre el consumo y suministro, ni tampoco los alquileres de equipos de medida, los derechos de acometida, ni aquellos otros servicios cuya repercusión sobre el usuario esté autorizada por la normativa vigente". Los cargos fijos son independientes de la energía distribuida, con el propósito de cubrir los costos fijos de distribución. El cargo fijo incluye el término fijo de conducción, el término de reserva de capacidad, el término fijo de regasificación y el costo fijo de comercialización. Las unidades de estos cargos son € /mes. Los cargos variables dependen de la cantidad de energía distribuida, y el rubro está compuesto por la suma del término variable de conducción (costo por uso de transporte y distribución del gas), el término variable de regasificación, valor medio de descarga de buques, costo medio de almacenamiento y costo variable de comercialización. Las unidades de estos cargos son €/kWh.

La metodología para establecer el cargo variable y el cargo fijo es la suma de cada cargo que se describe en las ecuaciones 2.3.1 y 2.3.2.

### Ecuación 2.3.1

$$\text{Término fijo} = Tfi + Cr + Cfr + Cfc$$

- Tfi* : término fijo del término de conducción del peaje de transporte y distribución. Es el cargo fijo por uso de los gasoductos.
- Cr* : término de reserva de capacidad. Es la cantidad que debe permanecer en reserva para el funcionamiento adecuado del gasoducto.
- Cfr* : el costo fijo por regasificación del gas.
- Cfc* : costo fijo de comercialización.

### Ecuación 2.3.2.

$$\text{Término variable} = Tvi + Cvr + Cmd + Cma + Cvc + Cn$$

- Tvi* : término variable del término de conducción del peaje de transporte y distribución. Es el cargo variable por uso de los gasoductos.
- Cvr* : cargo variable por regasificación del gas.
- Cmd* : valor medio de descarga de buques.
- Cma* : costo medio del canon de almacenamiento.
- Cvc* : costo variable de comercialización.
- Cn* : costo de la materia prima (se toma en cuenta la inversión hecha por la compañía y las pérdidas del sistema, y se normaliza por el precio internacional del gas, el precio del gas cambia dependiendo si es en verano o invierno).

En cuanto al factor de corrección de volumen, en el numeral 1 del Protocolo de detalle pd-01 se encuentra el siguiente planteamiento:

La conversión de los  $m^3$  que mide el contador a  $m^3(n)$  se realiza mediante el empleo de equipos electrónicos de conversión o utilizando un factor de conversión  $F_c$  que viene dado por la fórmula:

**Ecuación 2.3.3.**

$$F_c = \frac{P_{c.\text{suministro}}}{P_{c.\text{normales}}} * \frac{T_{c.\text{normales}}}{T_{c.\text{suministro}}} * \frac{Z_{c.\text{normales}}}{Z_{c.\text{suministro}}} = K_p * K_T * K_z$$

$K_T$ : factor de corrección por temperatura.

$K_p$ : factor de corrección por presión.

$K_z$ : factor de corrección por compresibilidad

Tomando su valor próximo a la unidad para el  $K_z$ , el factor de conversión por el que hay que multiplicar el volumen medido en  $m^3$  para expresarlo en condiciones normales de presión y temperatura es:

**Ecuación 2.3.4.**

$$F_c \left[ \frac{m^3(n)}{m^3} \right] = \frac{P_{c.\text{suministro}}}{P_{c.\text{normales}}} * \frac{T_{c.\text{normales}}}{T_{c.\text{suministro}}} = K_p * K_T$$

El factor de corrección por temperatura se calcula de acuerdo con la ecuación 2.3.5.

**Ecuación 2.3.5.**

$$K_T = \frac{273,15 + T_{ref}}{273,15 + T_{gas}}$$

En la ecuación 2.3.6 se puede observar como se calcula el factor de corrección por presión:

**Ecuación 2.3.6.**

$$K_p = \frac{P_c + P_{atm}}{1,01325}$$

$P_c$ : presión relativa de suministro (bar).

$P_{atm}$ : presión atmosférica (bar).

El valor de la presión atmosférica puede relacionarse con la altitud  $A$  del municipio donde se encuentre el punto de suministro, de la forma siguiente:

**Ecuación 2.3.7.**

$$P_{atm} = 1,01325 - k * A$$

$A$ : es la altitud en metros del municipio donde se encuentre situado el punto de suministro, según los organismos oficiales de estadística de las Comunidades Autónomas correspondientes. En la ecuación 2.3.8 se tiene la conversión de metros a bares.

**Ecuación 2.3.8**

$$k \left[ \frac{\text{bar}}{\text{m}} \right] = \frac{g * d}{100000}$$

$d$ : densidad aire interpolada a  $T_{gas}$ .

$g$ : aceleración estándar de la gravedad ( $\text{m/s}^2$ ).

Para efectuar la conversión de la unidad de medida de los contadores,  $\text{m}^3$  a la unidad de medida establecida en las tarifas,  $\text{kWh}$ , y teniendo en cuenta que el valor energético del gas natural se entenderá referido al poder calorífico superior (PCS.) medido en condiciones normales de presión y temperatura, considerando como tales (1,01325 bar y 273,15 K), el procedimiento de cálculo será el siguiente:

**Ecuación 2.3.9.**

$$E[\text{kWh}] = V[\text{m}^3] * Fc' \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \right]$$

$E$ : energía entregada en el punto de suministro.

$V$ : volumen medido en las condiciones de suministro.

$Fc'$ : factor de corrección por las condiciones de medida.

El factor de corrección por las condiciones de medida se calcula como:

### Ecuación 2.3.10.

$$Fc' \left[ \frac{kWh}{m^3} \right] = PCS \left[ \frac{kWh}{m^3(n)} \right] * Fc \left[ \frac{m^3(n)}{m^3} \right]$$

PCS: poder calorífico del gas en el punto de medida, medido en condiciones normales (1,01325 bar y 273,15 K).

Fc: factor de corrección de volumen por las condiciones de medida.

### . Estados Unidos

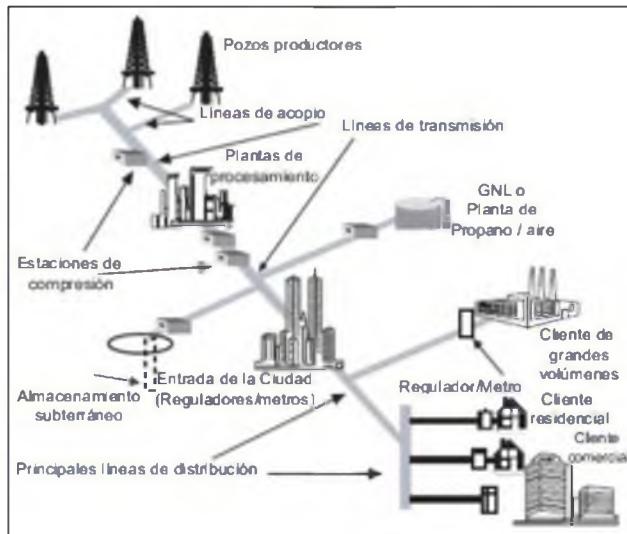
Para tener una visión más general de la cadena de gas en EUA, necesariamente se tiene que analizar en conjunto con Canadá y México debido a que manejan intercambios comerciales interesantes.

Las industrias de gas natural de Canadá, México y los Estados Unidos de América pueden ser divididas en tres secciones o corrientes: *upstream*, *midstream*, y *downstream*. Estas corrientes engloban todas las actividades industriales incluyendo exploración, extracción, producción, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y consumo.

El segmento *upstream* representa la etapa inicial de la producción y el descubrimiento de gas natural; el segmento *midstream* representa su procesamiento; y, finalmente, el segmento *downstream* representa el transporte y uso de los productos de gas natural comerciables.

A pesar de que los países asignan individualmente un énfasis diferente a cada uno de estos aspectos, juntos han desarrollado un método eficiente y altamente consistente para proveer gas natural a los sectores residencial, comercial, industrial, y de generación de electricidad; así como también reconocer e implementar importaciones y exportaciones de gas natural a lo largo de las fronteras nacionales para poder satisfacer la demanda. La figura 2.1 muestra un esquema detallado de la trayectoria del gas natural desde la fuente hasta su destino final.

Figura 2.1. Esquema del gas natural en América del Norte



Fuente: DOE, *Office of Fossil Energy*

Inicialmente el gas natural en Estados Unidos era distribuido localmente dentro de los estados. Los estados crearon formas de regular el gas natural dado que la industria en sí tenía tendencias monopolistas. Posteriormente comenzaron a regular las tarifas establecidas por las compañías de gas y a medida que las compañías de gas crecían y comenzaban a suministrar a otros estados, se hacía imposible regularlas, por lo que fue necesario crear una regulación estatal.

Con la regulación se implementaron tarifas para el comercio interestatal del gas, sin embargo estas tarifas no cubrían los costos de producción. Con ocasión de lo anterior era más rentable para las compañías comercializar el gas dentro del mismo estado, generando una escasez de gas en Estados Unidos.

La nueva ley de gas solucionó este problema al desregularizar las compañías de gas, pues habían varias compañías que servían de proveedores en varias ciudades. De esta manera el mercado se auto reguló.

Hoy el mercado de gas natural en Estados Unidos es utilizado como un indicador del precio internacional del gas. Esto se debe a que pocos países tienen suficientes productores de gas para crear un mercado desregularizado.

En algunos estados permanecen compañías que están reguladas por el gobierno estatal, pero éstas sólo le pueden suministrar gas a personas de bajos ingresos y personas con un mal histórico de crédito a las cuales no se les permite afiliarse a ningún proveedor normal. Las tarifas establecidas por estas compañías no son afectadas por el estado del mercado.

El ente regulador de gas en Estados Unidos es el Federal Energy Regulatory Commission -FERC-. Bajo la regulación actual, solamente el cargo de servicios de los distribuidores locales está directamente regulado. Cada estado se encarga de regular a los distribuidores. A los productores y transportadores del gas natural no se les regula el precio, debido a que se presentan casos de compañías que explotan y transportan el gas natural al mismo tiempo.

#### 4.1 Productor [44]

La producción y procesamiento de gas natural en Estados Unidos se denominan *upstream* y *midstream* donde la actividad *upstream* comprende la exploración, desarrollo, producción y acumulación, mientras que *midstream* comprende el proceso que se debe realizar el gas para retirarle componentes como aceite y agua, y cumplir con las especificaciones de calidad. Estas restricciones regulatorias de seguridad son impuestas por el *U.S. Department of Transportation*. La mayor parte del procesamiento de gas natural ocurre cerca del pozo.

A partir del *U.S. Wellhead Decontrol Act* de 1989, las fuerzas de oferta y demanda del mercado determinan los precios del gas natural a boca de pozo.

Los sistemas de entrega y almacenaje son un elemento fundamental para convertir el gas natural en una fuente económica de combustible para el consumo de energía. El cada vez más competitivo mercado mundial de gas natural ha llevado a los países a aumentar la capacidad de almacenamiento; tanto para asegurar el suministro del combustible como para incrementar la eficiencia y, subsecuentemente, el crecimiento del mercado. Esto ha sido particularmente evidente en los países de América del Norte, donde las importaciones, desregulación y competencia han incrementado la demanda con mecanismos flexibles para suministrar el gas natural a los clientes.

#### 4.2 Transportador [44]

La actividad del Transporte se denomina *downstream*, este sector tuvo cambios por la Orden 636 de la FERC, emitida por EUA en abril 9 de 1992, la cual liberó el nexo entre la fuente principal y el usuario final a través del requerimiento a las compañías de gasoductos de separar sus servicios de ventas de gas de sus servicios de transporte.

Las compañías locales de distribución transportan el gas natural desde los puntos de entrega a lo largo de gasoductos interestatales e intra estatales, a través de miles de millas de tubería de distribución de menor diámetro. Los puntos de entrega a las compañías locales de distribución, especialmente para áreas grandes, son comúnmente calificadas como *city gate*, y son los centros mercantiles más importantes para fijar los precios del gas natural. Cualquiera de las compañías locales de distribución toman la posesión del

gas natural en el *city gate* y lo entregan a cada cliente individual a través de la extensiva red de ductos de distribución de diámetro pequeño o, como es el caso en la mayoría de los Estados hoy en día, las compañías de distribución tienen permitido transportar el gas natural a los clientes sin tomar posesión del mismo.

Las tarifas de los gasoductos a nivel intra e interestatal para los servicios de transporte de las compañías están regulados por las agencias Federales y Estatales, respectivamente. Estas agencias regulatorias establecen una cuota máxima tarifaria, que pueden cobrar dichos gasoductos, con base en el costo de provisión de servicios de transporte del gas natural.

#### 4.3 Distribuidor [45]

Con respecto a los distribuidores locales, estos son regulados por los estados. Sin embargo actualmente hay 23 estados donde el precio del gas está desregularizado y entre estos se incluyen: California, Georgia, Florida, Illinois y New York. En este caso se analizó Georgia. En el caso de los estados regulados se analizó Arizona.

##### **Georgia – Estado Desregularizado<sup>6</sup> [43]**

En Georgia existen varias compañías que distribuyen gas. Por esta razón se pudo desregularizar el mercado, fijando precios adecuados para el consumo de gas. Las empresas en Georgia proponen varios planes de pago a los consumidores. Todas las tarifas están basadas en un precio fijo y un precio variable, dependiendo del plan. También ofrecen precios más bajos a ciudadanos de tercera edad. En general existen dos planes que se utilizan en Georgia: precio de distribución de mercado y precio de distribución fijo.

En el precio de distribución de mercado, el precio del gas consumido varía de mes a mes dependiendo del precio del gas en el mercado.

En el precio fijo de distribución, el consumidor paga un precio fijo independiente del precio del mercado por un periodo determinado. Para esto se requiere un contrato que previene el cambio de distribuidor por el periodo determinado y un depósito inicial que tendrá retorno al final del periodo especificado.

En Georgia<sup>7</sup> existe una compañía que si está regulada. Pero el propósito de esta compañía es proveer servicio de gas a gente de bajo ingreso o gente con un mal historial crediticio, a los cuales las compañías de gas les rehúsan el servicio de gas.

---

<sup>6</sup>Se puede consultar la lista de las empresas desregularizadas de Georgia en el enlace [http://www.psc.state.ga.us/gas/certified\\_marketers.asp](http://www.psc.state.ga.us/gas/certified_marketers.asp), donde se encuentran sus tarifas y planes de pago.

## **Arizona – Estado Regulado**

Todas las empresas de gas que estén en la jurisdicción de la Arizona Corporation Commission -ACC- deben someterse a la regulación del título 14, artículo 3.<sup>º</sup> de la Arizona Administrative Code.

Las tarifas en el estado de Arizona están constituidas por:

- Costo de servicio básico: es un costo fijo mensual que representa algunos de los costos fijos que permiten la distribución del gas para uso residencial y comercial, independiente del uso, el periodo del año o el precio del gas en el mercado.
- Factor de cobro: factor usado para convertir la cantidad de gas en unidades de energía de calor, therm (1 therm = 100,000 Btu). Este cálculo asegura que todos los consumidores tengan un cargo equivalente por el uso del gas.
- Uso del gas: representa el costo por therm del gas consumido. Esta tarifa es determinada por la ACC después de examinar los costos de distribución. Una porción de esta tarifa refleja lo que la comisión determinó era el costo de compra del gas a la hora que la tarifa fue impuesta.
- Ajuste de la tarifa: subcosto que toma en cuenta programas para familias de bajos ingresos. El ACC determina si estos costos deben incrementar o disminuir.
- Ajuste mensual del costo: factor que refleja la diferencia entre los precios actuales del transportador y el uso del gas, y aumenta o disminuye la tarifa.
- Ajuste por compra de gas: factor que refleja el costo medio del gas en un mercado de precios fluctuantes. Este indicador debe ser monitoreado para prevenir las ganancias de los distribuidores a costas del gas comprado.

Las tarifas que las compañías pueden cobrar a los consumidores son establecidas por el estado de Arizona. Estas tarifas son determinadas para proveer un retorno razonable a las empresas, pero tomando en cuenta las necesidades de los consumidores. Para establecer las tarifas se debe hacer un estudio extensivo de la compañía, monitoreando sus gastos, inversiones y eficiencia. Generalmente cambios en las tarifas pueden durar meses hasta que sean justificados. Al final del proceso, la tarifa se establece por voto entre los miembros de la comisión reguladora en Arizona<sup>8</sup>.

---

<sup>7</sup>Las tarifas de esta empresa pueden ser vistas en el enlace: [http://www.psc.state.ga.us/consumer\\_corner/cc\\_gas/regulated\\_provider/regulated\\_provider.asp](http://www.psc.state.ga.us/consumer_corner/cc_gas/regulated_provider/regulated_provider.asp).

<sup>8</sup>Las tarifas de las compañías de gas en Arizona pueden ser vistas en el enlace: <http://www.azcc.gov/Divisions/Utilities/Tariff/Tariff-Gas.asp>.

El promedio del poder calorífico entregado a los usuarios debe ser superior a 900 Btu/pie<sup>3</sup>. La presión del gas debe ser 0,25 psi. Se corrige por altura y presión atmosférica para asegurar un cobro uniforme a todos los usuarios.

La combinación de la desregulación a boca de pozo, el transporte de acceso abierto y la desagregación de las ventas de gas natural de la función transportadora de los ductos, crearon mercados más eficientes y competitivos para el gas como mercancía y su transporte.

## 5. México [63]

México cuenta con 15 interconexiones de gas natural hacia el Sur de los Estados Unidos de América, lo que añade una capacidad de importación de 3,887 mmmpcd.

De estos puntos surgen seis líneas de ductos con una capacidad total de 1,410 mmmpcd diarios, que se conectan al Sistema Nacional de Gasoductos de Pemex en los Estados de Tamaulipas y Nuevo León. El resto de las interconexiones (1,977 mmmpcd de capacidad) se ligan a los sistemas aislados de Pemex Gas (en los Estados de Chihuahua y Sonora) y a otras empresas en México (Sempra en Baja California, Gasoducto del Río-Electricité de France, (EDF) en Tamaulipas, Gasoductos de Chihuahua en Chihuahua).

Asimismo, todas las interconexiones en Tamaulipas son bidireccionales, permitiendo el transporte tanto para importación como para exportación.

El régimen tarifario Mexicano regula a los distribuidores, transportadores y productores de gas. Se regula a los productores aunque haya importación del producto desde Estados Unidos, el precio comprado en campo productor es definido por indicadores internacionales del precio del gas.

El gas se factura en energía, las tarifas de distribución, transporte y almacenamiento para cada empresa son publicadas en la página web de la Comisión Reguladora de Energía de México. A continuación se describirá la metodología para determinar estas tarifas.

### 5.1 Productor [62]

En México la venta de gas en el campo productor se llama venta de primera mano. Esta metodología depende del precio de referencia Henry Hub, de la diferencia de éste con el precio del gas en el mercado de Texas y de los costos de transporte de zona fronteriza. También existen factores que influencian el precio del gas, dependiendo si el origen es nacional o internacional.

## 5.2 Transportador [63]

Para regular al distribuidor y transportador, el gobierno mexicano establece lineamientos para definir las tarifas máximas que permiten la transferencia de costos a los usuarios. Sin embargo, hay lugares en México sin regulación, dado que existen suficientes proveedores de gas que permiten una libre competencia, previniendo tendencias monopolistas. Estos procedimientos son delineados en el *DIR-GAS-001-2007*.

La tarifa de los transportadores está compuesta por la suma del cargo por capacidad y el cargo por uso. El cargo por capacidad tiene como fin recuperar los costos fijos que forman parte del requerimiento para la entrega del gas y se calculan con base en la capacidad requerida para prestar los servicios durante el periodo pico del sistema. El cargo por uso tiene por objetivo permitir la recuperación de los costos variables para la entrega del gas y depende de la cantidad de gas conducida al usuario (pesos por unidad). El cargo por capacidad y el cargo por uso son establecidos al inicio, y actualizados en cada periodo. Las fórmulas para esta actualización se presentan a continuación.

### Ecuación 2.5.1.

$$CC_{i,t} = \left[ 1 + \left( \frac{P_t - X_t}{100} \right) \right] * CCI_{i,t-1} + Y_{i,t}^c$$

$CC_{i,t}$ : límite máximo del cargo por capacidad que forma parte de la tarifa máxima del grupo tarifario  $i$ , vigente en el año  $t$  (pesos/unidad).

$P_t$ : índice de inflación aplicable en el año  $t$ , donde  $P_1$  es igual a cero (porcentaje). Este factor busca retribuir a la compañía por la inflación en el año.

$X_t$ : factor de ajuste por eficiencia aplicable en el año  $t$ , (porcentaje), que depende de la eficiencia del gasoducto. Este factor incentiva a las compañías a tener un gasoducto con pocas pérdidas.

$CCI_{i,t-1}$ : valor del cargo por capacidad que forma parte de la tarifa máxima inicial para el grupo tarifario  $i$  ( $CCI_i, 0$ ), ajustado por el factor  $(P_t - X_t)$  entre el primer año y el año  $t-1$  dentro del quinquenio correspondiente (pesos/unidad).

$Y_{i,t}^c$ : factor unitario de costos trasladables que se adicionará al cargo por capacidad correspondiente a la tarifa máxima del grupo tarifario  $i$  en el año  $t$  (pesos/unidad). Estos incluyen los costos derivados de los cambios en el régimen fiscal.

### Ecuación 2.5.2.

$$CU_{i,t} = \left[ 1 + \left( \frac{P_t - X_t}{100} \right) \right] * CUI_{i,t-1} + Y_{i,t}^u$$

- $CU_{i,t}$ : límite máximo del cargo por uso que forma parte de la tarifa máxima del grupo tarifario  $i$ , vigente en el año  $t$  (pesos/unidad).
- $P_t$ : índice de inflación aplicable en el año  $t$ , donde  $P_1$  es igual a cero (porcentaje). Este factor busca retribuir a la compañía por la inflación en el año.
- $X_t$ : factor de ajuste por eficiencia aplicable en el año  $t$ , (porcentaje). Este factor depende de la eficiencia del gasoducto. Este factor incentiva a las compañías a tener un gasoducto con pocas perdidas.
- $CUI_{i,t-1}$ : valor del cargo por uso que forma parte de la tarifa máxima inicial para el grupo tarifario  $i$  ( $CCI_{i,0}$ ), ajustado por el factor  $(P_t - X_t)$  entre el primer año y el año  $t-1$  dentro del quinquenio correspondiente (pesos/unidad).
- $Y_{i,t}^u$ : factor unitario de costos trasladables que se adicionará al cargo por capacidad correspondiente a la tarifa máxima del grupo tarifario  $i$  en el año  $t$  (pesos/unidad). Estos incluyen los costos derivados de los cambios en el régimen fiscal.

Las tarifas máximas de transporte varían por región, distancia entre punto de origen y punto de destino, y rango de volumen. Para los transportistas los cargos por capacidad corresponden a la distancia de conducción del gas (pesos por unidad de kilómetro), regiones recorridas (pesos por unidad por región), ruta de menor costo (pesos por unidad por trayecto) y puntos de inyección y de extracción en el sistema de transporte (pesos por unidad por trayecto). Estos son los parámetros para establecer la tarifa que el transportador le puede cobrar al distribuidor.

La medición del gas se hace cada que exista transferencia de custodia. Se hace obligatoriamente en cada uno de los puntos de inyección de gas natural a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, así como en los principales puntos de mezcla de dichos sistemas. La norma *NOM-001-SECRE-2010* especifica las propiedades del gas natural, bajo condiciones estándar de 101,325 kPa y 288,15 °K. El propósito de esto es asegurar que la calidad del gas se mantenga a lo largo del recorrido y que se facture adecuadamente.

### 5.3 Distribuidor

Las tarifas máximas para el servicio de distribución varían de acuerdo con el rango del volumen y presión de entrega a cada consumidor. El cargo a los usuarios también depende de grupos tarifarios en el cual se encuentra el consumidor, con estos parámetros se pueden determinar el precio máximo de comercialización que constituye el límite superior permisible para el cargo unitario que el distribuidor podrá cobrar a los usuarios, con el fin de recuperar los costos de la adquisición del gas y de la contratación de los servicios de transporte y almacenamiento.

El precio máximo de comercialización (*PMC*) se calcula mensualmente y se compone del precio máximo de adquisición (que representa la cantidad máxima que se le pueden

cobrar a los usuarios por el costo del gas), los ajustes de esquemas para mitigar la volatilidad en el precio, los costos incurridos a la contratación de los servicios de transporte y almacenamiento, y los costos de servicio.

Fórmulas para determinar las tarifas en México para venta de primera mano diario (ecuación 2.5.3) y mensual (ecuación 2.5.4):

**Ecuación 2.5.3.**

$$VPMR_j^d = [HH_{j-1}^d - \mu^d * ST_{j-1}^d] + [\alpha * TF_i] - \beta * [TP_G + TP_{EN}]$$

**Ecuación 2.5.4.**

$$VPMR_j^m = [HH_i^m - \mu^m * ST_i^m] + [\alpha * TF_i] - \beta * [TP_G + TP_{EN}]$$

Donde:

$VPMR_j^d$ : precio máximo de venta de primera mano ( $VPM$ ) en Reynosa en el día  $j$  (dólares/unidad).

$VPMR_j^m$ : precio máximo de  $VPM$  en Reynosa en el mes  $i$  (dólares/unidad).

$HH_{j-1}^d$ : es el precio cotizado en Henry Hub el día anterior al día  $j$ , publicado en el Gas Daily, renglón Henry Hub, encabezado Louisiana-Onshore South, columna midpoint (convertido de dólares/MMBtu a dólares/unidad).

$HH_i^m$ : el mínimo de los valores siguientes:

El índice del Henry Hub, encabezado South Louisiana, publicado en el Inside FERC's correspondiente al mes  $i$  (convertido de dólares/MMBtu a dólares/unidad), y el promedio de los precios correspondientes al renglón Henry Hub, encabezado Louisiana-Onshore South, de la publicación Gas Daily, para los últimos cinco días hábiles del mes  $i-1$  (convertido de dólares/MMBtu a dólares/unidad).

$\mu^d$ : parámetro que permite calcular el diferencial entre las cotizaciones diarias de referencia en Henry Hub y el sur de Texas.

$\mu^m$ : parámetro que permite calcular el diferencial entre los índices mensuales de referencia en Henry Hub y el sur de Texas.

$ST_{j-1}^d$ : el promedio aritmético de los precios siguientes:

El precio cotizado en el sistema Texas Eastern Transmission Corp., renglón Texas Eastern STX, encabezado South Corpus Christi, de la publicación Gas Daily, Daily Price Survey, columna midpoint, para el día  $j-1$  (convertido de dólares/MMBtu a dólares/unidad).

El precio cotizado en el sistema Tennessee Gas Pipeline Corp., renglón Tennessee, Zone 0, encabezado South Corpus Christi, de la publicación Gas Daily, Daily Price Survey, columna midpoint, para el día  $j-1$  (convertido de dólares/MMBtu a dólares/unidad).

$ST_i^m$  : promedio aritmético de los precios cotizados en los sistemas Texas Eastern Transmission Corp. y Tennessee Gas Pipeline Co., donde:

El precio de Texas Eastern Transmission Corp. es el valor mínimo que resulte entre:

El índice de Texas Eastern Transmission Corp., renglón South Texas Zone, publicado en el Inside FERC's del mes  $i$  (convertido de dólares/MMBtu a dólares/unidad), y el promedio de los precios correspondientes al renglón Texas Eastern STX, encabezado South Corpus Christi, de la publicación Gas Daily, Daily Price Survey, columna midpoint, para los últimos cinco días de cotización del mes  $i-1$  (convertido de dólares/MMBtu a dólares/unidad).

El precio de Tennessee Gas Pipeline Co. es el valor mínimo que resulte entre:

El índice de Tennessee Gas Pipeline Co., renglón Texas Zone 0, publicado en el Inside FERC's del mes  $i$  (convertido de dólares/MMBtu a dólares/unidad), y el promedio de los precios correspondientes al renglón Tennessee, Zone 0, encabezado South Corpus Christi, de la publicación Gas Daily, Daily Price Survey, columna midpoint, para los últimos cinco días de cotización del mes  $i-1$  (convertido de dólares/MMBtu a dólares/unidad).

$\alpha$  : variable que define la aplicación de  $TF_i$  en función del escenario de comercio exterior de acuerdo con lo siguiente: -1 cuando el escenario de comercio exterior sea de exportación neta; 0 cuando el balance de comercio exterior sea de equilibrio, y 1 cuando el escenario de comercio exterior sea de importación neta.

$\beta$  : es la variable que define la aplicación de las tarifas de transporte en la Zona Golfo en función del escenario de comercio exterior con base en lo siguiente: 1 cuando el escenario de comercio exterior sea de exportación neta, y 0 cuando el balance de comercio exterior sea de equilibrio o de importación neta.

$TP_G$  : tarifa máxima autorizada a Petróleos Mexicanos para prestar el servicio de transporte en base firme en la Zona Golfo del Sistema Nacional de Gasoductos, considerando un factor de utilización de 100%, convertida, en su caso a dólares.

$TP_{EN}$  : tarifa máxima nacional autorizada a Petróleos Mexicanos para prestar el servicio de transporte en base firme en el Sistema Nacional de Gasoductos.

El costo de transporte,  $TF_i$ , el costo de los servicios de transporte requeridos para efectuar la importación dentro de Estados Unidos. Precio máximo de comercialización

#### Ecuación 2.5.5.

$$PMC_t = \frac{G_t + T_t + A_t + C_t}{V_t}$$

- $G_t$ : costo de las unidades de gas vendidas por el distribuidor a los usuarios en el mes  $t$  ( $V_t$ ), avaluadas al precio máximo de adquisición aprobado por la Comisión para el periodo correspondiente (pesos);
- $T_t$ : cantidad que podrá ser trasladada a los usuarios por concepto de costo del servicio de transporte en el mes  $t$  (pesos);
- $A_t$ : cantidad que podrá ser trasladada a los usuarios por concepto del costo del servicio de almacenamiento en el mes  $t$  (pesos);
- $C_t$ : cantidad que podrá ser trasladada a los usuarios por concepto de costos por servicios de entrega del gas en el mes  $t$ , en su caso (pesos), y
- $V_t$ : cantidad de gas vendida a los usuarios en el mes  $t$  (unidades).

En la tabla 3 se puede observar un resumen comparativo de las actividades de producción, transporte y distribución de gas natural de los países mencionados anteriormente.

**Tabla 2. Cuadro comparativo de los cinco países**

PAÍS	PRODUCCIÓN	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN
Argentina	<p>No está regulada por el gobierno. El precio se auto regula de acuerdo con el mercado internacional sin la necesidad de la intervención del Estado.</p> <p>Unidad de Facturación: energía (MMBtu)</p>	<p>Regulación nacional: Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS)</p> <p>La tarifa de transporte, se ajusta teniendo en cuenta el índice del precio del producto, la eficiencia de la transportadora, el factor de inversión y la tarifa anterior. La tarifa inicial es publicada por el gobierno.</p> <p>Tarifa: especificada en el Decreto 2255/92 anexo A I</p> <p>Calidad del gas y corrección por <math>PC_{ref}</math>. Decreto 2255/92 anexo A II.</p> <p>Unidad de Facturación: Volumen (<math>m^3</math>)</p> <p>El cargo por metro cúbico transportado se determina multiplicando la cantidad de gas entregado por el poder calorífico del gas entregado (<math>kcal/m^3</math>) dividido por <math>9.300\text{ kcal}/m^3</math>.</p>	<p>Regulación nacional: Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS)</p> <p>La tarifa de distribución, es ajustada por el cambio en el precio del gas, cambio en la tarifa de transporte, cambio en el índice del precio del producto, el factor de eficiencia de los gasoductos y un factor de inversión. La tarifa inicial es publicada por el gobierno.</p> <p>Tarifa: especificada en el Decreto 2255/92 anexo B I.</p> <p>Unidad de Facturación: Volumen (<math>m^3</math>)</p> <p>La unidad de volumen a los efectos de la medición será un <math>m^3</math> de gas a una temperatura de <math>15^\circ\text{C}</math> y una presión de <math>101,325\text{ kPa}</math>.</p> <p>El cargo por metro cúbico transportado se determina multiplicando la cantidad de gas entregado por el poder calorífico del gas entregado (<math>kcal/m^3</math>) dividido por <math>9.300\text{ kcal}/m^3</math>.</p>
Brasil	<p>Regulación nacional: Agencia Nacional de Petróleo (ANP)</p> <p>Gobierno establece un precio inicial del gas que es actualizado por ciclo tarifario. La actualización depende de precios internacionales del gas y la tarifa anterior.</p> <p>Tarifa: Portaría Interministerial N°3 de 17.2.2000- Dou 21.2.2000</p> <p>Unidad de Facturación: Volumen (mil <math>m^3</math>)</p>	<p>Regulación nacional: Agencia Nacional de Petróleo (ANP)</p> <p>El precio máximo es determinado al tomar en cuenta la demanda, el costo de operación y mantenimiento, la tasa de retorno e inversión en el gasoducto.</p> <p>Tarifa: especificada en la Nota Técnica 054/2002</p> <p>Unidad de Facturación: Volumen (mil <math>m^3</math>)</p>	<p>Regulación estatal</p> <p>En São Paulo: regulado por la Agencia Reguladora de Saneamiento e Energía de São Paulo (ARSESP).</p> <p>La tarifa está compuesta por la suma del costo de distribución, el costo de transporte y un margen de rentabilidad establecido por el Estado.</p> <p>Tarifa: especificada en la Nota Técnica N° RTM/02/2009.</p> <p>Unidad de Facturación: Volumen (<math>m^3</math>)</p> <p>El volumen medido es corregido por los factores de corrección de poder calorífico, temperatura, y compresibilidad.</p> $V_2 = V_1 * \frac{T_2}{T_1} * \frac{P_{man} + P_{atm}}{P_2} * \frac{Z_1}{Z_2} * \frac{PCSM}{PCS}$ <p><math>PCS = 9.400\text{ kcal}/m^3</math> <math>T_2 = 293,15\text{ K}</math></p> <p><math>P_2 = 1,033\text{ kgf}/cm^2</math> <math>P_{atm} = 0,92\text{ kg}/cm^2</math></p>
España	<p><b>Boletín Oficial Del Estado BOE, Orden ITC 1660:</b> establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso (tarifa al consumidor)</p> <p><b>Todo se encuentra regulado por el estado</b></p> <p>Las tarifas de último recurso <i>TUR</i> se componen de un término de facturación fijo, expresado en €/mes, y un término de facturación variable por unidad de energía, expresado en cts/kWh. El cálculo de la <i>TUR</i> incluirá de forma aditiva el costo de la materia prima, los peajes de acceso en vigor, los costos de comercialización y los costos derivados de la seguridad de suministro. El término fijo de la tarifa se determinará como la suma de los costos que corresponden al término fijo del término de conducción del peaje de transporte y distribución, al término de reserva de capacidad, al término fijo del peaje de regasificación y al costo fijo de comercialización. El término variable de la tarifa se determinará como la suma de los costos que corresponden al término variable del término de conducción del peaje de transporte y distribución, al término variable del peaje de regasificación, al valor medio del peaje de descarga de buques, al costo medio del canon de almacenamiento subterráneo, al costo medio del canon de almacenamiento de</p>		

	<p>GNL, al costo variable de comercialización, y al costo de la materia prima, que incluirá el costo asociado a las mermas y al riesgo de cantidad.</p> <p>Unidad de Facturación: Energía (kWh)</p> $E = V * PCS * \frac{273,15}{273,15 + T_{gas}} * \frac{P_c + 1,01325 - \frac{g * d}{100000} * A}{1,01325} * K_z$ <p>g : gravedad (m/s<sup>2</sup>) A : altura sobre el nivel del mar del punto de entrega de gas (m)</p> <p>Tgas: temperatura del gas (°C) d : densidad del aire interpolada con altura y temperatura (kg/m<sup>3</sup>)</p> <p>Pc: presión medida del gas (Pa) Kz : factor de corrección por compresibilidad</p> <p>V : volumen medido del gas (m<sup>3</sup>) PCS: poder calorífico real del gas (kWh/m<sup>3</sup>)</p>		
Estados Unidos	<p>No está regulado por el gobierno. El precio se auto regula de acuerdo con el principio de libre comercio sin necesidad de la intervención del Estado.</p> <p>Unidad de Facturación: energía (MMBtu)</p>	<p>No está regulado por el gobierno. El precio se auto regula de acuerdo con el principio de libre comercio sin necesidad de la intervención del Estado.</p> <p>Unidad de Facturación: energía (MMBtu)</p>	<p>Regulación Estatal</p> <p>Los distribuidores están desregularizados en 23 estados, dependiendo del mercado. Estados donde no se aplique el principio de libre comercio por falta de un mercado competitivo las compañías son reguladas.</p> <p>En Georgia: Georgia Public Service Comision (PSC), el mercado es desregularizado. Sólo una empresa regulada (SCADA) para usuarios de bajos ingresos y personas con un mal historial crediticio.</p> <p>En Arizona: Arizona Corporation Commission (ACC), el mercado es regulado. La tarifa depende del costo de servicio básico, subsidio a familias de bajos ingresos y costo de transporte y se determina por votación por los representantes de la Comisión.</p> <p>Unidad de Facturación: energía (therm)</p>
México	<p>Regulación nacional: Comisión Reguladora de Energía (CRE)</p> <p>El gobierno establece una metodología para determinar el precio máximo del gas comprado. El precio depende del Henry Hub y las cotizaciones del gas en los mercados del sur de Texas.</p> <p>Tarifa: especificada en la DIR-GAS-001-2009</p> <p>Unidad de Facturación: energía (MJ)</p>	<p>Regulación nacional: Comisión Reguladora de Energía (CRE)</p> <p>El precio máximo de transporte es determinado por el cargo por capacidad del gasoducto, y el cargo por uso del gasoducto.</p> <p>Tarifa de transporte: especificada en la DIR-GAS-001-2009</p> <p>Cargo por capacidad y uso: especificada en la DIR-GAS-001-2007</p> <p>Unidad de Facturación: energía (MJ)</p>	<p>Regulación nacional: Comisión Reguladora de Energía (CRE)</p> <p>El precio máximo de comercialización del gas es determinado por los componentes del costo del gas en boca de pozo, el costo transporte, el costo de almacenamiento, el costo de servicio y la cantidad de gas vendida a los usuarios.</p> <p>Tarifa: especificada en la DIR-GAS-001-2007</p> <p>Unidad de Facturación: energía (MJ)</p> <p>Corrección por volumen:</p> $V_2 = V_1 * \frac{T_2}{T_1} * \frac{P_1}{P_2} * FZ$ <p>Se utiliza el poder calorífico para expresar el volumen en energía.</p>



## Capítulo 3. Análisis de las resoluciones CREG respecto a la medición y las fórmulas tarifarias

Después de observar el estado del arte de la regulación de gas en Colombia, se analizaron las resoluciones que se encuentran en vigencia con respecto a la medición y las fórmulas tarifarias con relación a las buenas prácticas de la ingeniería y la normatividad internacional.

### 1. Medición y corrección del volumen de gas medido

#### 1.1 El transportador

En el RUT, el artículo 5.<sup>º</sup> numeral 5.2.3 establece que para la medición de las cantidades de energía en las estaciones de salida del sistema de transporte, el remitente suministrará los equipos necesarios y el transportador será el responsable de la medición [34].

El transportador calculará el volumen ingresado y tomado del Sistema Nacional de Transporte a condiciones estándar; los equipos utilizados deben estar aprobados por la Superintendencia de Industria y Comercio y se compondrán de diferentes elementos agrupados por su función:

- *Elemento primario: medidores de orificios, turbinas, ultrasónicos, rotatorios, básicos o de diafragma.*

En Colombia las siguientes normas reglamentan las características físicas y metrológicas de los medidores: para medidores tipo placa orificio la norma ISO 5167-2 de 2003 [3] “Measurement of Fluid Flow by Means of Pressure Differential Devices Inserted in Circular-Cross Section Conduits Running Full” y la norma AGA reporte No. 3 de 2000 [2] “Orifice Metering of Natural Gas Part 2: Specification and Installation Requirements”; para medidores tipo turbina la norma ISO 9951 [57] “Measurement of Gas Flow in Closed Conduits – Turbine Meters” y la norma AGA reporte No. 7 de 2006 [4] “Measurement of Natural Gas by Turbine Meter”; para medidores ultrasónicos la norma AGA reporte No. 9 de 2007 [3] “Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters”; para medidores rotativos la norma NTC 4136 [48] “Medidores de gas tipo rotatorio”; medidores tipo coriolis la norma ISO 10790 de 1999 [55] “Measurement of Fluid Flow in Closed Conduits – Guidance to the Selection, Installation and Use of Coriolis Meters” y la norma AGA reporte No. 11 del 2003 [1] “Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter”.

- *Elementos secundarios: elementos registradores, transductores o transmisores que proporcionan datos de presión estática, temperatura, presión diferencial y densidad relativa.*

Las normas que reglamentan las características de los elementos secundarios son: para sistemas de medición de temperatura la norma ISO 15970 de 2008 [58] “Natural Gas – Measurement of Properties– Volumetric Properties: Density, Pressure, Temperature and Compression Factor” y la norma ANSI B 109.3 de 2000 [5] “Rotary-Type Gas Displacement Meters” y para sistemas de medición de presión la norma ISO 15970 del 2008 [5] “Natural Gas –Measurement of Properties– Volumetric Properties: Density, Pressure, Temperature and Compression Factor” y la norma API RP 551 del 1993 [7] “Process Measurement Instrumentation”.

- *Elemento terciario: corresponde a un computador o corrector electrónico, programado para calcular adecuadamente el flujo. Es de carácter obligatorio para el manejo de volúmenes iguales o mayores a 100.000 PCED (pies cúbicos estándar por día) [34].*

Para la instalación y manejo de los acondicionadores y rectificadores de flujo se tienen las siguientes normas: para computadoras de flujo la norma API MPMS 21.1 de 1993 [6] “Electronic Gas Measurement”; para acondicionadores de flujo ISO 5167-1 de 2001 [54] “Measurement of Fluid Flow by Means of Pressure Differential Devices Inserted in Circular Cross-Section Conduits Running Full-Part 1: General Principles and Requirements”; para rectificadores de flujo la norma AGA reporte No. 3 del 2003 [2] “Orifice Metering of Natural Gas Part 2: Specification and Installation Requirement”.

Sobre la determinación de la presión absoluta de flujo, el artículo 5.<sup>º</sup> numeral 5.4.2 del RUT dice textualmente:

*“La presión de flujo manométrica (estática y diferencial) será determinada utilizando transductores, operando en tiempo real y de manera continua, con capacidad de suministro de información electrónica, la cual será manejada por el computador o corrector de flujo. En su defecto, se determinará a partir de la mejor información de campo, con la siguiente prioridad: transductores electrónicos ubicados en la misma corriente de flujo de gas. Transductores mecánicos o manómetros ubicados en la misma corriente de flujo de gas. Cualquier otro procedimiento acordado entre las partes. Para determinar la presión absoluta se utilizará la presión atmosférica (barométrica) del sitio donde esté el medidor. La presión atmosférica (barométrica) se determinará a partir de la mejor información de campo” [34].*

A diferencia de Colombia que se calcula la presión atmosférica (barométrica) con la información tomada en campo, en Argentina se toma el valor promedio anual que se publica en el Servicio Meteorológico Nacional en el manual «Estadísticas Climatológicas»<sup>9</sup>, como se observa en el capítulo 2, sección 1.3.

---

<sup>9</sup>Confrontar: [[www.smn.gov.ar](http://www.smn.gov.ar)].

Para determinar el factor de compresibilidad el artículo 5.<sup>º</sup> numeral 5.4.3 del RUT se remite a los métodos de la AGA, en el Reporte número 8 “Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases”.

*“Previo acuerdo entre las partes, el factor de compresibilidad para el cálculo de las propiedades del gas a baja presión (100 psig o menos) y bajos volúmenes (inferiores a 100.000 PCED), podrá determinarse con el método AGA-NX-19”.*

Para la verificación de la medición que entrega el transportista, los distribuidores pueden contar con otro equipo que compruebe la medida en caso que el medidor oficial presente descalibración o para que el distribuidor haga el control de su consumo. El suministro, mantenimiento y operación será responsabilidad del distribuidor de conformidad con el artículo 5.<sup>º</sup> numeral 5.3.5 del RUT.

El transportador, de acuerdo con la normativa antes mencionada, debe referir el volumen a condiciones estándar de presión absoluta de 14,65 psi y a una temperatura de 60 °F, datos contenidos en las definiciones del RUT.

Se puede decir que el RUT, respecto a la medición y corrección de volumen de gas es claro en exigir la aplicación de:

- Condiciones estándar ( $P = 14,65$  psi y  $T = 60$  °F).
- Equipos de medición aprobados por la Superintendencia de Industria y Comercio.
- La normatividad que reglamenta las características físicas y metrológicas de los elementos primarios, secundario y terciarios.
- El cálculo de volumen corregido según AGA reporte 7.

## 1.2 El distribuidor

Para la determinación de consumo en el numeral 5.31 de la sección V de la Resolución 67 de 1995 se establece: *“La cantidad de gas registrada por el medidor sujeta a las correcciones aplicables por presión, temperatura, calidad del gas y del medidor, será definitiva y concluyente para los efectos de facturación. Se tomarán los valores oficiales de temperatura y altura”*, (subrayas nuestras).

Con relación a la calidad del medidor (interpretado como exactitud del medidor) es importante resaltar que los distribuidores garanticen por medio de laboratorios de metrología acreditados y certificados por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia -ONAC- el cumplimiento de los estándares de calidad de los medidores en verificación inicial y en servicio, de acuerdo con lo establecido en la regulación. Por lo anterior *la utilización de factores de corrección por descalibración o por calidad del medidor no cuenta con sentido alguno*.

La Resolución CREG 67 de 1995 establece en el numeral 5.27 de la sección V que para la correcta medición del gas entregado se deben usar equipos de medición que cumplan con las Normas Técnicas Colombianas o las homologadas por la Superintendencia de Industria y Comercio [20].

Para ampliar esta información, se añade lo relacionado con las Normas Técnicas Colombianas que reglamentan las características físicas y metrológicas de los medidores: NTC 2826 Aparatos mecánicos y dispositivos generales para medidores de volumen de gas; NTC 2728 Medidores de gas tipo diafragma; NTC 3950 Medidores de gas tipo diafragma. Características físicas; NTC 4554 Medidores de gas tipo diafragma con capacidad superior a  $16 \text{ m}^3/\text{h}$ . Características Físicas y la NTC 4136 Medidores de gas tipo rotatorio.

En las tablas 3.1.1 y 3.1.2 se exponen los errores máximos permisibles de acuerdo con las Normas Técnicas Colombianas 2728 y 4136, en el caso de medidores tipo diafragma y tipo rotativo.

**Tabla 3.1.1. Errores permisibles para medidores tipo diafragma NTC 2728[48]**

Tasa de flujo	Errores máximos permisibles	
	En verificación inicial	En servicio
$Q_{\min.} \leq Q \leq 0.1Q_{\max.}$	$\pm 3\%$	$+6\%, -3\%$
$0.1Q_{\max.} \leq Q \leq Q_{\max.}$	$\pm 1,5 \%$	$\pm 3\%$

**Tabla 3.1.2. Errores permisibles para medidores tipo rotativo NTC 4136 [51]**

Tasa de flujo	Errores máximos permisibles	
	En examen de modelo y verificación inicial	En servicio
$Q_{\min.} \leq Q \leq 0.1Q_{\max.}$	$\pm 2\%$	$\pm 3\%$
$0.1Q_{\max.} \leq Q \leq Q_{\max.}$	$\pm 1\%$	$\pm 1,5\%$

Nótese que si se da aplicación a lo exigido por la NTC 2728 para medidores tipo diafragma y NTC 4136 para medidores tipo rotativo en cuanto a los errores máximos permisibles (tolerancia), esto difiere de forma general con lo dispuesto en la Resolución CREG 67 numeral 5.30, dado que ésta establece dentro de su contexto que: *“Si al efectuarse la comprobación de un equipo se encontrara que cualquier medidor o equipo de medición fuera inexacto (léase: error máximo permisible) en un dos por ciento (2%) o más, por exceso o por defecto, el equipo será ajustado para el volumen de gas entregado...”*. Por lo anterior se sugiere que la normatividad de la CREG se ajuste a las Normas Técnicas Colombianas.

De no estar vigentes las Normas Técnicas Colombianas, se recomienda aplicar los referentes internacionales de las NTC correspondientes y/o sus modificaciones en relación a los medidores de flujo de gas. Por ejemplo se puede utilizar el referente OIML

R-137 en caso de no estar vigente la NTC 2728, tabla 3.1.3 clase 1.5 para medidores tipo diafragma de uso residencial, tanto para contadores en servicio como para aquellos que requieran verificación inicial.

**Tabla 3.1.3. Errores máximos permisibles para los medidores de gas, OIML R-137 [59]**

Flujo Q	Sobre la homologación y la verificación inicial			En servicio		
	Clase de precisión			Clase de precisión		
	0.5	1	1.5	0.5	1	1.5
$Q_{\min} \leq Q < Q_t$	$\pm 1\%$	$\pm 2\%$	$\pm 3\%$	$\pm 2\%$	$\pm 4\%$	$\pm 6\%$
$Q_t \leq Q < Q_{\max}$	$\pm 0.5\%$	$\pm 1\%$	$\pm 1.5\%$	$\pm 1\%$	$\pm 2\%$	$\pm 3\%$

En cuanto a la comprobación del equipo en la misma resolución, el numeral 5.29 dice: *“Comprobación de medición y equipo de medición. La exactitud de los equipos de medición será verificada por el distribuidor o el comercializador a intervalos razonables y como máximo cada cinco años y, de ser solicitado, en presencia de representantes del usuario. En caso que el usuario solicite una comprobación especial de cualquier equipo, las partes cooperarán para garantizar una inmediata verificación de la exactitud de tal equipo. El gasto de tales comprobaciones especiales correrá por cuenta del usuario. La calibración de los medidores la realizará el distribuidor en sus propios laboratorios, o podrá contratarla con firmas debidamente autorizadas por la Superintendencia de Industria y Comercio”*.

En relación con lo anterior se encontró un párrafo similar en el Reglamento de Servicio Argentino que se puede observar en el capítulo 2, sección 1.3.

De acuerdo con la comprobación y ajuste del medidor en el numeral 5.30 la regulación establece: *“Si, al efectuarse la comprobación, se encontrare que cualquier medidor o equipo de medición fuera inexacto en un dos por ciento (2%) o más, por exceso o por defecto, el equipo será ajustado para el volumen de gas entregado y calibrado. El distribuidor o el comercializador y el usuario podrán acordar que el medidor será calibrado cuando presente un margen de error menor al aquí establecido, o se podrá hacer un ajuste en la facturación mediante la utilización de factores de corrección hasta que se efectúe la calibración”* [20].

Es de resaltar que no existe claridad en cuanto a la interpretación del término “exactitud” en el numeral 5.29 y del término “inexacto” en la 5.30. Para aclarar aquí lo enunciado se deben definir los dos términos, lo cual se hace como recomendación para la CREG de acuerdo con este análisis y se complementa con la información del párrafo siguiente.

La GTC-ISO/IEC 99 en el numeral 2.13 define la exactitud como *“Proximidad del acuerdo entre un valor medido y un valor verdadero de un mensurando. El concepto “exactitud de medición” no es una magnitud y no se expresa numéricamente. Se dice que una medición es más exacta cuanto más pequeño es el error de medición”*. [53]. Este es un concepto cualitativo, por lo tanto cuando se vaya a dar en porcentaje se debe dar en

términos del máximo error permitido GTC-ISO/IEC 99 numeral 4.26. Por lo anterior, se sugiere a la CREG acogerse a la GTC-ISO/IEC 99 en cuanto a las definiciones de parámetros y unidades metrológicas.

En cuanto a las correcciones del volumen, el Concepto 2208 de 2002 de la CREG determina que:

**Tabla 3.1.4. Factor de corrección por la CREG**

Factor de corrección por la CREG	
$V_c = V_m * \left[ \frac{P_m + P_a}{P_b} \right] * \left[ \frac{T_b + 459.67}{T_m + 459.67} \right] * F_{pv}^2 * F_{cv}$	<p><math>V_c</math>: volumen corregido a condiciones estándar de referencia, pies<sup>3</sup>.</p> <p><math>V_m</math>: volumen medido a condiciones locales, pies<sup>3</sup>.</p> <p><math>P_m</math>: presión manométrica a través del medidor individual de consumo, psig.</p> <p><math>P_a</math>: presión atmosférica local, psia.</p> <p><math>P_b</math>: presión base, 14.65 psia.</p> <p><math>T_b</math>: temperatura base, 60 °F.</p> <p><math>T_m</math>: temperatura media del gas a través del medidor, °F.</p> <p><math>F_{pv}</math>: factor de supercompresibilidad, adimensional.</p> <p><math>F_{cv}</math>: factor de poder calorífico</p>
$F_{pv} = \frac{Z_b}{Z_m}$	<p>El factor de compresibilidad (<math>F_{pv}</math>) es despreciable a presiones inferiores a 100 psig.</p> <p><math>Z_b</math>: factor de compresibilidad a condiciones estándar de referencia.</p> <p><math>Z_m</math>: factor de compresibilidad a condiciones medidas.</p>
$F_{cv} = \frac{PC_m}{PC_b}$	<p><math>F_{cv}</math>: factor de poder calorífico, adimensional.</p> <p><math>PC_m</math>: poder calorífico medio del gas suministrado, Btu/pie<sup>3</sup>.</p> <p><math>PC_b</math>: poder calorífico estándar del gas, 1000 Btu/pie<sup>3</sup>.</p>

En este estudio se determina que la lectura de volumen que arroja el medidor debe ser sometida únicamente a correcciones por temperatura, presión y compresibilidad, y se debe eliminar la corrección por poder calorífico. Es de aclarar que las correcciones por temperatura y presión se deben realizar en la zona de medición, tomando el promedio mensual de la temperatura y presión del gas en la tubería. Para realizar estas correcciones se debe usar la ecuación de corrección de volumen que se encuentra en las normas AGA reporte 7 “Measurement of Fuel Gas by Turbine Meters” [4].

El método de corrección del volumen por presión, temperatura, compresibilidad y poder calorífico es similar al realizado en Brasil. La diferencia son las condiciones estándar: en Colombia se maneja 60 °F, 14.65 psi y 1.000 Btu/pie<sup>3</sup>, y en Brasil 68 °F y 14.7 psi, y 1.045 Btu/pie<sup>3</sup>, además el precio del gas se encuentra fijado a un poder calorífico de referencia.

Un análisis similar para la corrección de volumen es aplicado por la reglamentación española. En ambos países con fines de facturación se corrige el volumen al usuario final

por presión, temperatura y compresibilidad. Pero en España no se corrige por poder calorífico ya que se factura en energía (capítulo 2, sección 3.2).

El uso de la energía para facturar con relación al volumen ha mostrado ser una metodología simple de aplicar, pero se requiere el uso de calorímetros en puntos donde los poderes caloríficos de las mezclas de gases son desconocidos. De otro lado, no se requiere hacer correcciones por poder calorífico. Una metodología que use energía a lo largo de todos los trayectos demuestra ser simple y eficaz.

Dado lo anterior se dan a conocer los comentarios de la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico en su estudio “Metodologías para cálculo tarifario en el sector de distribución de gas en Colombia” en cuanto al cálculo y ajuste del volumen vendido.

Como resultado de la aplicación de la ecuación 4, se obtiene la expresión de los volúmenes medidos a los usuarios a condiciones estándar.

Esta operación es necesaria por los efectos compresibles del gas.

#### Ecuación 4

$$V_{DIST} = V_m * \left[ \frac{P_m}{P_b} \right] * \left[ \frac{T_b}{T_m} \right] * \left[ \frac{Z_b}{Z_m} \right]$$

Adicionalmente, el Código de Distribución considera que para propósitos de facturación, el volumen de gas medido y corregido con la ecuación 4 debe ser objeto de una nueva corrección, esta vez de carácter netamente “práctico”, para considerar el efecto del poder calorífico.

Es una medida de carácter práctico porque su objeto es compensar el efecto de la energía contenida en el volumen de gas, con base en una referencia establecida por convención (1000 Btu/ft<sup>3</sup> – 37253 kJ/m<sup>3</sup>).

Cuanto más alto sea el poder calorífico del gas entregado a los usuarios, más energía contiene para los procesos de combustión, por lo que requiere un menor volumen para los procesos y, en este orden de ideas, mayor es su valor (\$) y viceversa.

De esta manera, el volumen reportado al usuario sería:

#### Ecuación 5

$$V_{DIST} = V_m * \left[ \frac{P_m}{P_b} \right] * \left[ \frac{T_b}{T_m} \right] * \left[ \frac{Z_b}{Z_m} \right] * \left[ \frac{\rho_{DIST}}{\rho_{REF}} \right]$$

Esta particularidad del sector distribución, a diferencia de las actividades de producción y transporte, donde las operaciones se basan en energía, indica que el modelo de facturación consignado en el Código de Distribución es un modelo “híbrido” puesto que no está basado puramente en volumen o en energía.

La ecuación 5 es consistente con lo expresado en el Código de Distribución; sin embargo, vale la pena dejar claro que no representa una solución técnica perfecta, es una simplificación del problema, pues desde el punto de vista técnico el problema sólo puede resolverse basando el modelo exclusivamente en energía. Es decir, que al incluir reglas de tipo “práctico”, como por ejemplo el uso del poder calorífico de referencia, es posible realizar varias interpretaciones que se adapten a lo exigido, permaneciendo en la frontera entre lo técnico y lo económico, comercial e inclusive jurídico.

El concepto por corrección de volumen es correcto dado que todo debe ser llevado a condiciones estándar; lo que no está definido es el factor de corrección por poder calorífico agregado por la CREG para efectos de facturación  $Fcv$ , ya que los costos asociados para áreas de servicio exclusivo y no exclusivo deben estar referidos a un poder calorífico de referencia y no lo están.

El concepto de la CREG 2208 de 2002 finaliza diciendo *“Las empresas determinarán en qué casos se justifica hacer correcciones, siendo éstas dependientes de las condiciones y características de prestación del servicio de gas en cada localidad”*. Contrario a la Resolución CREG 67 de 1995 numeral 5.34 que dice *“Los volúmenes registrados en los medidores serán corregidos a condiciones de referencia de presión y temperatura, salvo que el medidor utilizado tenga incorporados los mecanismos para realizar en forma automática tales correcciones”*. En todo caso se reitera en recomendarle a la CREG ser más taxativos en cuanto al cálculo de volumen corregido (recomendación en el capítulo 5, sección 3).

Mediante la modificación que se realizó al Código de distribución a partir de la Resolución 8 de 2009 se igualaron las condiciones de temperatura y presión estándar que se establecen en la Resolución 67 de 1995 y la Resolución 71 de 1999. Antes de esta modificación, las condiciones estándar variaban de una Resolución a la otra como se muestra en la tabla 3.1.5, lo que provocaba errores al momento de la aplicación de las fórmulas tarifarias.

**Tabla 3.1.5. Condiciones estándar**

Condiciones estándar antes de la modificación	
Código de Distribución Resolución 67 de 1995	Reglamento Único de Transporte Resolución 71 de 1999
Presión 14.69 psia (1.01325 bar absoluto) Temperatura 60 °F (15.56 °C)	Presión 14.65 psia (1.01 bar absoluto) Temperatura de 60 °F (15.56 °C).
Condiciones estándar después de la modificación	
Código de Distribución Resolución 67 de 1995	Reglamento Único de Transporte Resolución 71 de 1999
Presión 14.65 psia (1.01 bar absoluto) Temperatura de 60 °F (15.56 °C).	Presión 14.65 psia (1.01 bar absoluto) Temperatura de 60 °F (15.56 °C).

## 2. Poder calorífico

En el numeral 6.3 de la Resolución 71 de 1999 se dan las especificaciones de calidad que el gas debe tener al ser entregado al Transportador por el Agente, en el punto de entrada del sistema de transporte y por el transportador en el punto de salida, en la tabla 3.2.1 se pueden observar dichas especificaciones.

**Tabla 3.2.1. Especificaciones de calidad del gas [31]**

Especificaciones	Sistema internacional	Sistema inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	42.8 MJ/m <sup>3</sup>	1.150 Btu/ft <sup>3</sup>
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	35 MJ/m <sup>3</sup>	950 Btu/ft <sup>3</sup>
contenido líquido	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H <sub>2</sub> S	6 mg/m <sup>3</sup>	0.25 grano/100 PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m <sup>3</sup>	1,0 grano /100 PCS
Contenido CO <sub>2</sub> , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido N <sub>2</sub> , máximo en % volumen	3%	3%
Contenido de inertes máximo en % volumen	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m <sup>3</sup>	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120 °F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvo	1,6 mg/m <sup>3</sup>	grano/1000 pc

Todos los datos sobre metro cúbico o pie cúbico de gas están referidos a condiciones estándar.

El transportador es el responsable de realizar las mediciones de calidad del gas y determinar si se encuentran en los estándares de calidad a la entrada y salida del Sistema Nacional de Transporte.

En la Resolución 67 de 1995, en los numerales 5.37 y 5.38 de la sección V se establece que si la facturación se hace con base en el poder calorífico del gas por metro cúbico, éste se determinará mediante un calorímetro y se corregirá para convertirlo a base seca, o a partir de la composición del mismo. El poder calórico del mes de facturación es el promedio mensual de los poderes calóricos diarios [20].

Los costos de gas en Colombia dependen del campo del productor. Para Ballenas – Guajira, por ejemplo, el precio se encuentra regulado según la Resolución CREG 119 de 2005 y modificada por la Resolución CREG 187 de 2010, el precio tiene como índice de referencia el Platts US Gulf Coast Residual Fuel No.6 1.0% Sulfur Fuel Oil de la Resolución CREG 187 de 2010. El precio del gas regulado se estima tomando el equivalente que produce la misma energía que el *fuel oil* (anexo 8).

Nótese que el costo del gas [\$/m<sup>3</sup>] a un poder calorífico de referencia sólo tiene sentido si se cuenta con una política nacional para regular el precio a los distribuidores con valores establecidos por la CREG y que deben ser de conocimiento público (sección 4.3).

En Argentina se hace necesario que la distribuidora tenga calorímetros dado que la red de distribución no es unidireccional, por lo que se generan mezclas en diferentes partes del sistema de distribución. Además se reciben gases de diferentes campos productores con características químicas disímiles. De otro lado, el Gobierno cuenta con tarifas reguladas a un poder calorífico de referencia para todo el sector gasífero, con el fin de controlar el mercado (capítulo 2, sección 1.3).

El único caso que se encontró en Colombia que presenta las mismas condiciones de distribución que en Argentina es Gas Natural en Bogotá, el cual cuenta con un diseño a partir de anillos y mallas con entradas de gases con diferentes poderes caloríficos. Por lo anterior es necesaria la utilización de cromatógrafos o calorímetros para efectos de facturación.

Haciendo referencia a la Resolución 67 de 1995, numeral 5.39, el Concepto CREG 2208 de 2002, se define el factor de corrección de volumen a partir del reporte 7 titulado “Measurement of Fuel Gas By Turbine Meters” de la normas American Gas Association - AGA-, sección 6 numeral 6.1.1. En cumplimiento de este numeral el concepto CREG 2208 de 2002 propone la siguiente expresión para la corrección del volumen medido [23]:

**Tabla 3.2.2. Fórmula de corrección de volumen**

Fórmula de corrección de volumen	
$V_c = V_m * \left[ \frac{P_m + P_a}{P_b} \right] * \left[ \frac{T_b + 459.67}{T_m + 459.67} \right] * F_{pv}^2 * F_{cv}$ $V_c = V_m * K_p * K_T * F_{pv}^2 * F_{cv}$	$V_c$ : volumen corregido a condiciones estándar de referencia, pies <sup>3</sup> . $V_m$ : volumen medido, pies <sup>3</sup> $P_m$ : presión manométrica a través del medidor individual de consumo, psig. $P_a$ : presión atmosférica local, psia. $P_b$ : presión estándar, 14.65 psia. $T_b$ : temperatura base, 60 °F. $T_m$ : temperatura media del gas a través del medidor, °F. $F_{pv}$ : factor de compresibilidad, adimensional. $F_{cv}$ : factor de poder calorífico.
$F_{pv} = \frac{Z_b}{Z_m}$	El factor $F_{pv}$ se asume igual a 1 para presiones inferiores de 100 psig. $F_{pv}$ : factor de supercompresibilidad. $Z_b$ : factor de compresibilidad a condiciones estándar de referencia. $Z_m$ : factor de compresibilidad a condiciones medidas.
$F_{cv} = \frac{PC_m}{PC_b}$	$F_{cv}$ : factor de poder calorífico, adimensional. $PC_m$ : poder calorífico medio del gas suministrado, Btu/pie <sup>3</sup> $PC_b$ : poder calorífico estándar del gas, 1000 Btu/pie <sup>3</sup> .

Las variables que afectan los componentes  $K_p$  y  $K_T$  como la presión manométrica, presión atmosférica y la temperatura medida deben ser leídas y/o verificadas lo más cerca posible a la línea de distribución que llega al medidor del usuario.

El poder calorífico de referencia, que se incluye como parte del factor de corrección para ajustar el volumen medido, tiene sentido cuando se relacionan todos los componentes tarifarios a este poder calorífico de referencia. Dicho costo de [\$/m<sup>3</sup>] a poder calorífico de referencia debe ser conocido de manera oficial para todos los distribuidores de gas.

En cuanto a los componentes de la fórmula tarifaria para áreas de servicio exclusivo como no exclusivo no se relacionan con base en un poder calorífico de referencia, tal como se observará en el capítulo 3.

De otro lado, la calidad del gas para el país está definida por la Resolución CREG 71 de 1999, la composición del gas debe verificarse antes de ingresar al sistema nacional de transporte, por lo que los ajustes de volumen por calidad del gas al usuario final carece de sentido.

La Resolución 71 dispone que el transportador es el responsable de determinar la calidad del gas cuando existen mezclas de gases (artículo 5 numeral 5.4.3) [36], y que el instrumento de medición para determinar la calidad del gas transportado es el cromatógrafo, para la instalación y funcionamiento de los cromatógrafos se tiene la norma API MPMS 14.1 del 2006 “Manual of Petroleum Measurement Standards - Chapter 14—Natural Gas Fluids Measurement - Section 1 - Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer”.

Además el RUT es claro al establecer que para determinar las propiedades físicas y la calidad del gas se deben realizar exactamente a 14,65 psia (1,01 bar absoluto) y 60 °F (15,56 °C), de conformidad con la AGA.

En la Norma AGA Reporte No. 3 “Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydro Carbón Fluids” [2], parte 3, en el numeral 3.2.3.4 se definen las condiciones estándar a una presión absoluta de 14,73 psi y a una temperatura absoluta de 519,67 °R (60 °F), contrarias a las condiciones anotadas en el párrafo anterior. Se sugiere quitar la mención que reza: “de conformidad con la AGA”.

En el artículo 5.º numeral 5.4.5 de la Resolución 71 de 1999 se define que el transportador será el responsable de la determinación del poder calorífico del gas en los puntos de entrada y salida del Sistema Nacional de Transporte, utilizando cromatógrafos de registro continuo. En el caso del punto de entrada y en el punto de salida se determinará según acuerdo de las partes. Para la conversión del poder calorífico de (Btu/PCE) al Sistema Internacional de Unidades (MJ/MCE) se usará el BtuIT, como se establece en la tabla 3-E-3, del reporte AGA número 3.

En cuanto a la aplicación del BtuIT para la conversión de unidades del poder calorífico el CDT hace un comentario como se muestra a continuación.

Metodologías para cálculo tarifario en el sector de distribución de gas en Colombia. CDT

“La Unidad Térmica Británica Internacional (BtuIT), tal y como la adoptó el GISB (Gas Industry Standards Board) y la Asociación Americana de Gas (AGA), es una unidad de energía definida como la cantidad de energía calorífica requerida para incrementar la temperatura de 1 libra masa de agua en 1°F partiendo de unas condiciones de 60°F y 14,73 psia. Por lo tanto 1 BtuIT es equivalente a 1055,056 J.

En el Código de Distribución se establece que 1.000 Btu/ft<sup>3</sup> equivalen a 37253 J/m<sup>3</sup>, sin embargo de acuerdo con lo expuesto anteriormente, a las condiciones base de distribución, 1.000 Btu/ft<sup>3</sup> (a condiciones de Transporte) equivalen a 37.375,24 J/m<sup>3</sup> (a condiciones de

distribución) representando una diferencia de aproximadamente -0,33% respecto a lo indicado en la Resolución” anexo 10.

Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico de Gas [38]

En el Reporte No. 3 de la AGA, parte 3, en la tabla3-E-3 se establecen las conversiones del Sistema Inglés a Sistema Internacional de Unidades [2]. En ésta se define que:

1 Btu<sub>IT</sub> = 1.055,056 J, bajo condiciones de presión de 14,73 psia y temperatura de 60 °F, es decir que para estas condiciones 1 Btu<sub>IT</sub>/pie<sup>3</sup> sería igual a 37,244 kJ/m<sup>3</sup>. Sin embargo, en el Código de Distribución de la Resolución 67 de 1995, se define que:

*“En caso de facturar el gas en volumen, éste debe expresarse en metros cúbicos a temperatura de 15,56 grados centígrados, y a una presión atmosférica absoluta de 1,01325 Bar. En esta facturación se asume un gas de referencia con poder calorífico de 37.253 kJ/m<sup>3</sup>, (1.000 Btu/pies<sup>3</sup>)”.*

La Resolución CREG 8 de 2009 modifica la Resolución 67 de 1996 en las condiciones estándar así:

- Cambia la presión estándar de 14,73 psi a 14,65 psi
- Se conserva la temperatura estándar 60 °F (15,56 °C) y
- Se conserva el poder calorífico de 37,253 kJ/m<sup>3</sup>

Dadas las condiciones de presión y temperatura estándar se debió modificar el poder calorífico de referencia a 37,447kJ/m<sup>3</sup> (Reporte 3 de la AGA), como se ilustra en la tabla.3.2.3 para una presión de 14,65 psi y una temperatura de 60 °F.

**Tabla 3.2.3. Poder calorífico a condiciones estándar [4]**

Presión (psia)	Temperatura (°F)	Convertir de Btu <sub>IT</sub> /ft <sup>3</sup> a MJ/m <sup>3</sup>
14,4	60	0,03809801
14,65	60	0,03744787 ←
14,696	60	0,03733066
14,7	60	0,03732050
14,73	60	0,03724449
14,7347	60	0,03723261
14,735	60	0,03723185
14,9	60	0,03681955
15,025	60	0,03651323

De acuerdo con el artículo 5.<sup>o</sup> numeral 5.6.1, una de las obligaciones del transportador es “*facilitar el acceso al remitente a sistemas de medición*”.

A pesar de ser una obligación del transportador facilitar el acceso a sistemas de medición, al realizar la visita a los distribuidores, éstos manifestaron que no es sencillo llegar a acuerdos con los transportadores del interior del país con el fin de acceder a estos sistemas.

El distribuidor puede acceder a las bases de datos de los sistemas de medición mediante sistemas Scada proporcionados por el transportador.

La facturación debe ser realizada mensualmente de acuerdo con la medición de volumen transportado equivalente a la energía medida en el punto de ingreso al Sistema Nacional de Transporte artículo 5.<sup>º</sup> numeral 5.7.

Vemos que en Argentina, de acuerdo con el Reglamento de Servicio, el costo de transporte se calcula con base en el poder calorífico de referencia, lo que hace que su propuesta del uso de poder calorífico de referencia sea consistente (capítulo 2, sección 1.2).

### 3. Fórmulas tarifarias

La Resolución CREG 67 de 1995 establece que la unidad de facturación son los metros cúbicos de acuerdo con el texto del numeral 5.39 sección V, citado a continuación: “*Al facturar el gas en volumen, éste se debe expresar en metros cúbicos estándar o normales a las condiciones de referencia o condiciones estándar de 15,56 °C (60 °F) y presión absoluta de 1,01008 Bar (14,65 psi absoluta). En esta facturación se asume un gas de referencia con poder calorífico de 37.253 kJ/m<sup>3</sup> (1.000 Btu/pies<sup>3</sup>). El cargo por metro cúbico consumido a facturar se determinará multiplicando el número de metros cúbicos de gas entregado, referidos a condiciones estándar, por el poder calorífico del gas entregado expresado en kJ/m<sup>3</sup> dividido por 37.253 kJ/m<sup>3</sup>*”. [20]

Con relación a la expresión “*En esta facturación se asume un gas de referencia con poder calorífico de 37.253 kJ/m<sup>3</sup> (1.000 Btu/pie<sup>3</sup>)*”, no se indica en ninguna parte de la reglamentación o documento soporte de la CREG por qué se toma este valor y por qué es necesario usar un poder calorífico de referencia para la facturación. Tampoco se conoce a nivel oficial cuál es el valor único de \$/m<sup>3</sup> de gas a un poder calorífico de referencia que le dé sentido a este numeral.

Nótese que los únicos campos productores regulados son OPON y Ballenas, y su fórmula tarifaria sólo se encuentra regulada en cuanto al precio máximo que tiene como referente el de Platts US Gulf Coast Residual Fuel No.6 1.0 % Sulfur Fuel Oil de la Resolución CREG 187 de 2010. Además el precio del gas no está referenciado a un poder calorífico.

Con relación a la expresión “*El cargo por metro cúbico consumido a facturar se determinará multiplicando el número de metros cúbicos de gas entregado, referidos a condiciones estándar, por el poder calorífico del gas entregado expresado en kJ/m<sup>3</sup> dividido por 37.253 kJ/m<sup>3</sup>*”, lo anterior no cuenta con significado, dado que lo lógico es que se corrija el volumen por el factor de corrección por poder calorífico, cuando se establece un costo de \$/m<sup>3</sup> a un poder calorífico de referencia y este costo se encuentra inmerso en los diferentes componentes tarifarios.

En Argentina se regula el precio por  $$/m^3$  a un poder calorífico de referencia, por tanto el volumen registrado en el medidor del usuario es corregido por poder calorífico de referencia de  $9.300 \text{ kcal/m}^3$ , el cual es equivalente al punto de ingreso al sistema para determinar el costo del gas (capítulo 2, sección 1.3).

En Colombia se calcula una nueva tarifa cada año para determinar el precio del servicio de distribución de gas, mientras que Argentina se usa la tarifa anterior pero se actualiza anualmente. Esto hace que la fórmula en Argentina sea más simple por su constante actualización (capítulo 2 sección 1).

### 3.1. Áreas de Servicio Exclusivo (ASE)

La masificación del servicio de distribución de gas por redes de tubería se ha logrado a través de la Ley 142 la cual crea las áreas de servicio exclusivo con el fin de masificar el servicio garantizando el acceso a los estratos bajos. El término de áreas de servicio exclusivo consiste en que solamente el distribuidor al que se le adjudica el contrato de concesión especial será el único que prestará el servicio en la zona de exclusividad.

Las zonas de exclusividad que se definieron son la zona Occidente y la zona Centro Oriente que comprende las siguientes áreas: Norte del Valle, Quindío, Risaralda, Caldas, Tolima y el Altiplano Cundiboyacense.

Para las áreas de servicio exclusivo se cuenta con una fórmula tarifaria expresada en la Resolución 57 de 1996, en el numeral 107.1.1 determina que el distribuidor tiene la opción de establecer las tarifas a consumidores residenciales con los siguientes cargos mensuales:

- Un cargo fijo ( $$/mes$ ).
- Un cargo por unidad de consumo ( $$/m^3$ ) que refleje siempre el nivel y la estructura de los costos económicos que varían con el nivel de consumo.

Los cargos por unidad de consumo serán estructurados de tal forma que señalen que el consumo básico es de  $20 \text{ m}^3$ .

En el artículo 149 de la Resolución 57 de 1996 se aclara que los distribuidores de gas natural por redes de tubería de las áreas de servicio exclusivo podrán fijar directamente sus fórmulas tarifarias específicas y sus tarifas o precios al usuario, con sujeción a las normas, metodologías y fórmulas contenidas en este capítulo y en el contrato. Los distribuidores al que se refiere este artículo deberán informar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas las fórmulas tarifarias específicas y las tarifas y sus modificaciones antes o en el momento de su aplicación, y finalmente la Comisión revisará su concordancia con el régimen aplicable y las condiciones del contrato [25].

Como puede verse, este artículo es demasiado flexible, por lo cual la fórmula tarifaria debe ser taxativa, sin derecho a interpretaciones que vayan más allá de la normatividad.

Existe similitud en el reglamento de Argentina y España con el colombiano respecto a que la tarifa se compone de cargos fijos y variables (secciones 1.3 y 3.2 del capítulo 2)

Se realizará el análisis dimensional de la fórmula del cargo promedio máximo unitario,  $M_{s_t}$  y de los factores de corrección por presión, temperatura, compresibilidad y poder calorífico que afectan el volumen.

**Tabla 3.3.1. Definición de los factores de presión, temperatura y poder calorífico**

Definición de los factores de presión, temperatura y poder calorífico	
$K_P = \frac{P_f}{P_b}$	$K_P$ : factor de corrección por presión. $P_f$ : presión manométrica medida del gas suministrado, más la presión atmosférica local, psia. $P_b$ : presión estándar, 14,65psia
$K_T = \frac{T_b + 459.67}{T_f + 459.67}$	$K_T$ : factor de corrección por temperatura. $T_f$ : temperatura medida del gas suministrado, °F. $T_b$ : temperatura estándar, 60 °F
$K_{PC} = \frac{PC_{med}}{PC_{ref}}$	$K_{PC}$ : factor de corrección por poder calorífico. $PC_{med}$ : poder calorífico medido del gas suministrado, Btu/pie <sup>3</sup> . $PC_{ref}$ : poder calorífico de 1.000 Btu/pie <sup>3</sup> que se establece en la Resolución 67 de 1995.

#### *Análisis dimensional de los componentes de la fórmula tarifaria*

Para el análisis dimensional se tomará inicialmente el componente de compras de gas, éste se calcula como lo muestra la siguiente tabla:

**Tabla 3.3.2. Componente de compra  $G_t$**

Componente de compra $G_t$	
$G_t = \frac{r * GY_t[\$]}{QY_t[m_{K_P K_T}^3]} + (1 - r) * Glt[\frac{\$}{m_{K_P K_T}^3}]$	$GY_t$ : costo total de todo el gas comprado (\$) $QY_t$ : la cantidad de gas no asociado facturada y vendida en el año $t$ , por el comercializador (m <sup>3</sup> ) $Glt$ : índice de referencia (\$/m <sup>3</sup> )
$G_t = \left[ \frac{\$}{m_{K_P K_T}^3} \right]$	

La variable  $QY_t$  del componente de compra está definida como la cantidad de gas no asociado facturada y vendida en el año  $t$  por el comercializador, lo que conlleva a que las pérdidas volumétricas sean asumidas por el usuario, por tanto aumenta el costo del gas.

**Tabla 3.3.3. Componente de transporte  $T_t$**

<i>Componente de transporte <math>T_t</math></i>	
$T_t \left[ \frac{\$}{m^3} \right] = \frac{CTt[\$]}{Qt[m^3_{KPKT}]} \quad$	$CTt$ : costos totales de transporte incluyendo los cargos por capacidad y los cargos por volumen (\$) $Qt$ : volumen efectivamente transportado ( $m^3$ )
$T_t = \left[ \frac{\$}{m^3_{KPKT}} \right]$	

El componente de distribución  $D_t$  y de comercialización  $St$  es publicado por la CREG y está dado para un volumen a presión y temperatura estándar.

En Argentina, en lugar de aplicar el cargo de comercialización y el de distribución, se hace un ajuste a la tarifa anterior, dependiendo de la eficiencia y las inversiones del distribuidor (capítulo 2 sección 1).

**Tabla 3.3.4. Componente de factor de corrección  $Ks_t$**

<i>Componente de factor de corrección <math>Ks_t</math></i>	
$K_{st} = \left[ M_{s(t-1)} \left[ \frac{\$}{m^3_{KPKT}} \right] - \frac{INR_{(t-1)}[\$]}{QR_{(t-1)}[m^3_{KPKT}]} \right] * (+J_{t-1})$	$M_{s(t-1)}$ : cargo promedio permitido por unidad. $INR_{(t-1)}$ : ingreso total por ventas de gas natural a los pequeños consumidores residenciales. $QR_{(t-1)}$ : cantidad de gas natural vendida en $m^3$ al mercado residencial a presión y temperatura estándar. $J_{t-1}$ : promedio de la tasa diaria de DTF en el año $t-1$ , expresada como interés anual.
$K_{st} = \left[ \frac{\$}{m^3_{KPKT}} \right]$	

Con estos valores se completa la fórmula del cargo promedio máximo unitario  $Ms_t$ , con unidades de  $$/m^3$  así:

<b>Ecuación 3.3.1</b>
$Ms_t = G_t \left[ \frac{\$}{m^3_{KPKT}} \right] + T_t \left[ \frac{\$}{m^3_{KPKT}} \right] + D_t \left[ \frac{\$}{m^3_{KPKT}} \right] + St \left[ \frac{\$}{m^3_{KPKT}} \right] + Ks_t \left[ \frac{\$}{m^3_{KPKT}} \right]$

Como el costo final aduce que se multiplique el  $Ms_t$  por el volumen consumido y corregido por factores de presión, temperatura, compresibilidad y poder calorífico, ver Concepto 2208 del 2002, se tiene:

**Ecuación 3.3.2**

$$FACTURACIÓN = Ms_t \left[ \frac{\$}{m^3_{KPKT}} \right] * V [m^3_{KPKT}]$$

$$FACTURACIÓN = Ms_t * \frac{\$}{V_1} * V_2$$

Obsérvese que los volúmenes no son consistentes dado que  $V_1$  (volumen en puertas de ciudad) está corregido a presión y temperatura estándar, mientras que el  $V_2$  (volumen medido al usuario) está corregido por presión estándar, temperatura estándar y por un factor de poder calorífico.

En visitas realizadas a algunas distribuidoras que operan en áreas de servicio exclusivo, se encontró que no se aplica la Resolución 57 de 1996, debido a que la firma Proyectos de Ingeniería Itansuca en su carácter de interventor para las áreas de servicio exclusivo hizo recomendaciones en cuanto a la interpretación de la Resolución 57 que presenta errores en su lóbulo. Véase en el anexo 8 la recomendación de Itansuca y en el anexo 5 el análisis a la recomendación de Itansuca.

Es de anotar que los distribuidores de áreas exclusivas se acogen a las recomendaciones de Itansuca en su carácter de interventor para áreas de servicio exclusivo desconociendo la reglamentación de la CREG.

### 3.2. Área de Servicio No Exclusivo (ASNE)

En este momento la Resolución CREG 57 de 1996 sólo está vigente para las empresas que distribuyen en las áreas de servicio exclusivo, mientras que la Resolución 11 de 2003 aplica para áreas de servicio no exclusivo. La diferencia en la aplicación es que la Resolución 57 de 1996 establece un precio techo para todo el mercado, es decir, un precio máximo a aplicar; mientras que en la Resolución CREG 11 de 2003 se adopta el método de la canasta, permitiéndole al distribuidor tener diferentes precios que dependen del rango de consumo [24].

En este método de la canasta cada distribuidor cuenta con tarifas diferentes al usuario final, que conlleva a que el costo del gas por metro cúbico no pueda darse a un poder

calorífico de referencia. Lo anterior dado que existen tantos costos referenciados como distribuidores y se desvirtúa el poder contar con un control del precio para todos los distribuidores.

#### **Análisis dimensional de la tarifa área no exclusiva**

Para el análisis dimensional se tomará inicialmente el costo promedio máximo unitario para compras de gas, que es el componente que presenta más conflicto a la hora de su aplicación, éste se calcula como lo muestra la siguiente tabla:

**Tabla 3.3.5. Componente de compra  $G_m$**

<i>Componente de compra <math>G_m</math></i>	
$G_m = \frac{CTG_{m-1}}{E_{m-1}} * PC_{m-1} * TRM_{m-1}$	<p><math>CTG_{m-1}</math>: costo por la cantidad de energía comprada. US\$</p> <p><math>E_{m-1}</math>: volumen de gas medido en las estaciones de puerta de ciudad, expresado en términos de energía con el poder calorífico promedio del gas medido en dichas estaciones de puerta de ciudad (MBtu).</p> <p><math>PC_{m-1}</math>: poder calorífico del gas en el mes <math>m-1</math>, expresado en MBtu/m<sup>3</sup>, calculado de acuerdo con el procedimiento establecido en la Resolución CREG-067 de 1995 o aquellas que la sustituyan, complementen o modifiquen.</p> <p><math>TRM_{m-1}</math>: Tasa de Cambio Representativa del Mercado del último día del mes <math>m-1</math>.</p>
$E_{m-1} = V_{cg} * PC_{cg}$	<p><math>V_{cg}</math>: volumen medido en puerta de ciudad</p> <p><math>PC_{cg}</math>: poder calorífico medido en puerta de ciudad</p>
$PC_{m-1} = PC_{ref}$ (distribuidores del interior del país) $PC_{m-1} = PC_{cg}$ (distribuidores de la costa)	<p>Interpretación del artículo 35 de la Resolución por parte de los distribuidores.</p> <p>Quienes utilizan el <math>PC_{ref}</math>, corrigen el volumen por el factor de poder calorífico. Los que utilizan <math>PC_{cg}</math>, no corrigen el volumen por poder calorífico.</p>
$G_m = \frac{CTG_{m-1}}{V_{cg} * PC_{cg}} * PC_{ref} * TRM_{m-1}$	Reemplazando $E_{m-1}$ en la fórmula del $G_m$
$G_m = \frac{CTG_{m-1} [\text{US\$}]}{V_{cg} [m_{KPKT}^3] * PC_{cg} \left[ \frac{\text{Btu}}{\text{pie}^3} \right]} * PC_{ref} \left[ \frac{\text{Btu}}{\text{pie}^3} \right] * TRM_{m-1} \left[ \frac{\text{Col \$}}{\text{US\$}} \right]$	Análisis dimensional del $G_m$
$G_m = \frac{\text{Col \$}}{m_{KPKT}^3 K_{PC}}$	Simplificando

El poder calorífico de referencia genera mucho ruido, confunde a los distribuidores e induce a errores en la fórmula tarifaria. Este poder calorífico de referencia no es necesario debido a que no se tiene un costo unitario del gas a un poder calorífico de referencia.

El utilizar  $PC_{m-1} = PC_{ref}$  en el cálculo del componente  $G_m$  equivale a corregir el volumen en puerta de ciudad por poder calorífico. Este término sería correcto si el precio del gas se calculará con base en un poder calorífico de referencia.

Sin embargo, se encuentra que las distribuidoras visitadas no tienen clara la aplicación de la fórmula para determinar el componente de compras  $G_m$ . Es necesario que la CREG defina de manera precisa la forma del cálculo tarifario de cada componente.

**Tabla 3.3.6. Componente Tm**

Componente $T_m$	
$T_m = \frac{CTT_{m-1}}{VI_{m-1}} * TRM_{(m-1)}$	$CTT_{m-1}$ : costo total de transporte de gas. US \$ $VI_{m-1}$ : volumen de gas medido a condiciones de presión y temperatura estándar en puerta de ciudad. $m^3$ $TRM_{m-1}$ : Tasa de Cambio Representativa
$T_m = \frac{CTT_{m-1} [US\$]}{VI_{m-1} [m_{KPKT}^3]} * TRM_{(m-1)}$	Análisis dimensional
	$T_m = \left[ \frac{Col \$}{m_{KPKT}^3} \right]$

El componente de distribución es publicado por la CREG para cada distribuidor en  $"/m^3$ .

Reemplazando estos componentes en la fórmula del cargo variable se obtiene:

**Ecuación 3.3.3**

$$Mv_{jm} = \frac{\left[ \frac{\$}{m_{KPKT}^3} \right] + \frac{\$}{m_{KPKT}^3}}{1 - p} + \frac{\$}{m_{KPKT}^3}$$

Se observa que el componente de compra está calculado con base en un poder calorífico de referencia, pero los otros componentes no; por lo tanto, el valor no es consistente con un costo referenciado a un poder calorífico. Se recomienda usar el sistema internacional de unidades para todos los cálculos (anexo 3).

Como el costo final aduce que se multiplique el cargo variable por el volumen consumido y corregido por factores de presión, temperatura, compresibilidad y poder calorífico, de acuerdo con el Concepto 2208 del 2002, se tiene:

**Ecuación 3.3.4**

$$FACTURACIÓN = \left[ \frac{\left[ \frac{\$}{m^3_{KPKTKPC}} \right] + \frac{\$}{m^3_{KPKT}}}{1 - p} + \frac{\$}{m^3_{KPKT}} \right] * V[m^3_{KPKTKPC}]$$

Obsérvese que los volúmenes no son consistentes dado que el volumen del componente de compra está corregido a presión, temperatura y poder calorífico; el volumen del componente de transporte está corregido por presión y temperatura, y el volumen del componente de distribución variable está corregido por presión y temperatura, mientras que el volumen medido al usuario está corregido por presión estándar, temperatura estándar y por un factor de poder calorífico.

La percepción del grupo de trabajo con relación al traslado de pérdidas por parte del distribuidor al usuario final es que éstas se hacen dos veces. La primera, cuando al componente  $T_i$  se le asocian las pérdidas por parte del transportador (art. 36, Res. 11) en la variable  $CTT_{n-i}$ ; la segunda, cuando se le asocia al factor de pérdidas  $p$  el equivalente al factor de transporte, igual al 1% (art. 32, Res. 11).

## Capítulo 4. Diagnóstico de la aplicación de la normatividad por parte de los distribuidores a nivel Nacional

Con el fin de hacer el diagnóstico tendiente al cumplimiento de las resoluciones que regulan el servicio público de la distribución de gas combustible por redes de tubería, se visitaron las siguientes distribuidoras de gas en el país: Efigas de Pereira, Gases de Occidente de Cali, Surtigas de Cartagena, Gas Natural de Bogotá y EPM de Medellín, específicamente se analizaron los procedimientos que realizan las distribuidoras con relación a : i) Aplicación de las fórmulas tarifarias según las resoluciones CREG 57 de 1996 y CREG 11 de 2003 y sus correspondientes modificaciones; ii) Revisión del procedimiento para generar el balance volumétrico; iii) Revisión de los procedimientos que establecen las exigencias del código de distribución, Resolución CREG 67 de 1995 con relación a la clase de los medidores, sus procedimientos de calibración y sus sistemas de instrumentación, y iv) Revisión de los procedimientos que corrigen la lectura del volumen leído al consumidor de acuerdo con la resolución CREG 67 de 1995 y sus modificaciones.

Debido a que con este proyecto se busca realizar el balance volumétrico, se hace importante conocer el procedimiento que sigue el transportador para determinar el volumen y las pérdidas cobradas a los distribuidores. Además el balance volumétrico se realiza como la suma de los volúmenes reportados por el transportador contra la suma de los volúmenes medidos a los usuarios, es por esto que se hizo una revisión integral del RUT y su aplicación por parte del transportador Promigas de Barranquilla en cuanto a los procedimientos de: i) Facturación; ii) Balance volumétrico y análisis de pérdidas; iii) Calibración de los sistemas de medición e integrabilidad del sistema de instrumentación y control; iv) Procedimientos de traslado de custodia del gas en puntos de entrada y salida.

Finalmente se hizo un análisis de las percepciones del grupo de trabajo en cuanto a los procedimientos descritos a las empresas visitadas. En el anexo 6 se enseñan las notas completas de los aspectos tratados en las visitas realizadas.

### 1. Efigas

La empresa Efigas es una sociedad anónima que se inició a partir de la fusión de las empresas de Gas Natural del Centro, Gas de Risaralda y Gases del Quindío, cuenta con un socio común llamado Grupo Gases del Caribe con una participación del 80%. La empresa Efigas es la quinta empresa del sector de gas, después de Gas Natural de Bogotá, Gases de Occidente, Gases del Caribe y Surtigas.

Efigas presta el servicio de distribución de gas en Caldas, Risaralda y Quindío con exclusividad, es decir que la fórmula tarifaria que aplican para la remuneración del servicio es la establecida por la Resolución 57 de 1996.

La cobertura de Efigas es mostrada en la tabla:

**Tabla 4.1.1. Cobertura del servicio de distribución de Efigas<sup>10</sup>**

Cobertura	
Caldas	Chinchiná
	Manizales
	Neira
	Palestina
	Villamaría
Quindío	Armenia
	Calarcá
	Circasia
	Filandia
	Montenegro
	La Tebaida
	Quimbaya
	Salento
Risaralda	Balboa
	Cuba
	Dosquebradas
	La Celia
	La Virginia
	Marsella
	Pereira
	Santa Rosa de Cabal

## 1.1 Fórmula tarifaria

En la visita realizada a la empresa Efigas se detectó la no aplicación de la fórmula tarifaria correspondiente a la Resolución CREG 57 de 1996 para áreas de servicio exclusivo.

Se encontró que la empresa Efigas está utilizando desde el año 2010 una fórmula que obedece a la interpretación de Itansuca -interventor del Ministerio de Minas y Energía-, quien argumenta deficiencias en la aplicación de la Resolución 57.

Las deficiencias en la aplicación de la Resolución 57 de 1996 en cuanto a la interpretación encontradas por Itansuca son con respecto a: 1) Los factores  $G_t$ ,  $T_t$ ,  $D_t$ ,  $S_t$  y  $Ks_t$ ; 2) El poder calorífico de referencia establecido por la CREG, y 3) El volumen corregido. Dado lo anterior el interventor justificó y recomendó la aplicabilidad del poder calorífico de referencia en los componentes  $G_t$ ,  $T_t$ ,  $D_t$  y  $S_t$  (anexo 7).

---

<sup>10</sup> Información tomada de la pagina web:  
[http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/COBERTURAS\\_JUNIO\\_2011\\_PUBLI CAR\\_PARCIAL\\_1.pdf](http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/COBERTURAS_JUNIO_2011_PUBLI CAR_PARCIAL_1.pdf)

La recomendación de Itansuca de cómo aplicar la fórmula tarifaria de la Resolución 57 de 1996 fue la siguiente:

#### Ecuación 4.1.1

$$T_u = \frac{\gamma\delta}{10^6} P_G \rho^* + \frac{\gamma\delta}{10^3} P_T \frac{\rho^*}{\rho} + P_D^* + P_C^*$$

- $T_u$ : tarifa al usuario final (Col \$/m<sup>3</sup>).  
 $\gamma$ : tasa de cambio aplicable (Col\$/ US \$).  
 $\delta$ : factor de conversión métrico de pies cúbicos a metros cúbicos  $\delta = 35,315 \text{ pc/m}^3$ .  
 $P_G$ : precio del gas comprado por el concesionario e ingresado al sistema de transporte (US \$/MBtu).  
 $\rho^*$ : poder calorífico del gas de referencia de 1.000 Btu/pc como propósito del cobro al consumidor final.  
 $P_T$ : tarifa de transporte tal como aparece en las facturas (US \$ /kpc).  
 $\rho$ : poder calorífico real del gas comprado por el concesionario (Btu/ pc).  
 $P_D^*$ : tarifa cargo de distribución para gas con poder calorífico de referencia  $\rho^*$  (Col \$/m<sup>3</sup>).  
 $P_C^*$ : margen de comercialización para gas con poder calorífico de referencia  $\rho^*$  (Col \$/m<sup>3</sup>).

## 1.2 Corrección del volumen

De acuerdo con lo comentado por la empresa en la reunión de forma verbal (no se tiene un documento soporte), el volumen medido a los usuarios es corregido por factores de presión, temperatura, compresibilidad y por poder calorífico,

#### Ecuación 4.1.2

$$V_{corregido} = V_{medido} * K_P * K_T * K_Z * K_{PC}$$

Donde:

- $K_P$  : factor de presión  
 $K_T$  : factor de temperatura  
 $K_Z$  : factor de compresibilidad  
 $K_{PC}$ : factor de poder calorífico

Durante la visita realizada, no se encontró de forma específica en ningún documento o comentario el modo de calcular los valores de  $K_P$  y  $K_T$  aplicados a los usuarios. Es por esto que se solicita la información del anexo 9.

### 1.3 Balance volumétrico

El balance volumétrico de Efigas cuenta con el siguiente procedimiento: en puertas de ciudad se recibe el gas nominado y demandado en unidades de kilo pie<sup>3</sup> y se convierte a unidades de energía, multiplicándolo por el poder calorífico del transportador de acuerdo con promedios mensuales del gas en el tramo Mariquita–Cali. Esta información es entregada por el transportador mensualmente para efectos de balance. Posteriormente cada mes se registra el volumen medido al usuario y se corrige por presión y temperatura y compresibilidad, en resumen se aplica la ecuación 4.1.3.

#### Ecuación 4.1.3

$$V_{cg} * K_P * K_T * K_Z = \sum V_{medido\ a\ usuario} * K_P * K_T * K_Z$$

En dicha sesión la empresa comentó la existencia de pérdidas negativas en algunos meses, lo que se aducen a ajustes en los ciclos de facturación.

### 1.4 Instrumentación y medida

Efigas Pereira cuenta con una red radial conectada a un solo punto de entrada que se encuentra localizada en el km 6 vía Pereira- La Virginia, atendida por el transportador TGI. Este tramo puede contener mezcla de gases proveniente en su gran mayoría de los campos productores de Ballenas y de Cusiana. Por lo anterior y de acuerdo con lo establecido en el RUT el transportador cuenta en la estación de entrada con un sistema de instrumentación y medida necesario para atender a Efigas, pero no cuenta con calorímetro ya que las concentraciones del gas son medidas por Cromatógrafos en los puntos Mariquita y Cali. En conclusión el poder calorífico del gas de la empresa Efigas es reportado por el transportador.

Con relación al sistema de instrumentación y medida de Efigas es modesto en cuanto a los sistemas de control por Scada.

Finalmente Efigas Pereira cuenta con un laboratorio de calibración ubicado en Manizales y da cumplimiento a la Resolución CREG 67 de 1995 en cuanto a la periodicidad en la verificación de la calidad de los medidores en servicio y los errores máximos permisibles por la resolución.

## 2. Gases de Occidente

Gases de Occidente es una sociedad anónima que distribuye y comercializa gas natural en el suroccidente de Colombia. Tiene 700.000 usuarios en el Valle del Cauca y cuenta con un mercado de servicio exclusivo y no exclusivo.

La cobertura del servicio de gas natural para zona residencial, comercial e industrial abarca los municipios relacionados en la tabla:

**Tabla 4.2.1. Cobertura de servicio de distribución de Gases de Occidente<sup>11</sup>**

Área de servicio exclusivo			Área de servicio no exclusivo
Municipios	Corregimientos		Municipios
Andalucía	Amaime	Pajaro de Oro	Cali
Ansermanuevo	Buchitolo	Pedregal	Buenaventura
Buga	Campo Alegre	Poblado Campestre	Puerto Tejada
Bugalagrande	La Paz	Quebreda Seca	Santander de Quilichao
Caicedonia	Chococito	Remolino	Villarica
Candelaria	Costa Rica	San Antonio de los Caballeros	-----
Cartago	El Arenal	San Luis	-----
El Cerrito	El Cabuyal	San Joaquin	-----
Florida	El Carmelo	San Pedro	-----
Ginebra	El Guaval	Santa Elena	-----
Guacarí	El Placer	Tarragona Alta	-----
Jamundí	El Tiple	Tarragona Baja	-----
La Dolores	Ginebra	Todos los Santos	-----
La Unión	Guabas	Villagorgona	-----
La Victoria	Guabitas	Zaragoza	-----
Obando	Hormiguero	-----	-----
Palmira	Juanchito	-----	-----
Pradera	La Campesina	-----	-----
Roldanillo	La Granja	-----	-----
San Pedro	La Paila	-----	-----
Sevilla	Limones	-----	-----
Tuluá	Montebello	-----	-----
Yumbo	Nariño	-----	-----
Zarzal	Overo Maria	-----	-----

<sup>11</sup> Información tomada de la pagina web:  
[http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/COBERTURAS\\_JUNIO\\_2011\\_PUBLI CAR\\_PARCIAL\\_1.pdf](http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/COBERTURAS_JUNIO_2011_PUBLI CAR_PARCIAL_1.pdf)

## 2.1 Fórmula tarifaria

Para áreas de servicio no exclusivo Gases de Occidente aplica la fórmula tarifaria que establece la Resolución CREG 11 del 2003 e interpreta las variables que afectan a la componente de compra  $G_m$  dado por la ecuación 4.2.1:

- $CTG_{m-1}$ : costo total de compra en el mes  $m-1$  tal como lo factura el productor.  
 $E_{m-1}$ : energía comprada en MBtu en el mes  $m-1$  dividida por el poder calorífico de referencia.  
 $PC_{m-1}$ : poder calorífico de referencia, 1.000 Btu/pie<sup>3</sup>.

Reemplazando los elementos en el componente de compra  $G_m$ :

### Ecuación 4.2.1

$$G_m = \frac{\text{Compra de gas a poder calorífico de referencia [\$]}}{\frac{\text{Energiafacturada [Mbtu]}}{\text{poder calorífico de referencia} \left[ \frac{\text{Btu}}{\text{pie}^3} \right]}}$$

Esta información se tomó de manera verbal de la reunión que se realizó con Gases de Occidentes, no se cuenta con comprobante escrito.

Como para el componente  $T_m$  no se obtuvo mayor información, es necesario precisarla por escrito (anexo 9).

En cuanto a la fórmula tarifaria de la Resolución CREG 57 de 1996 para áreas de servicio exclusivo, igual que en el caso de Efigas, aplican la recomendación entregada por Itansuca (anexo 7).

## 2.2 Volumen corregido

El volumen es corregido por presión, temperatura, compresibilidad y poder calorífico, el valor de poder calorífico es cambiado mensualmente de acuerdo con lo reportado por el transportador en sus facturas. En cuanto a los valores específicos de presión y temperatura se observa que se toma la misma temperatura (18 °C) para todos los usuarios de la red. Para el caso de la presión atmosférica se toma constante de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar de cada municipio y para la presión en tuberías se cuenta con valores fijos dependiendo del tipo de usuarios: residenciales, comerciales o industriales.

### Ecuación 4.2.2

$$V_{corregido} = V_{medido} * K_P * K_T * K_Z * K_{PC}$$

## 2.3 Balance volumétrico

Las cantidades de gas nominadas se definen teniendo en cuenta los datos estadísticos de consumo, nuevos volúmenes de gas requeridos y proyecciones de crecimiento de número de usuarios. Dichas cantidades serán informadas tanto al productor-comercializador como al transportador, mediante las comunicaciones de solicitud de suministro o transporte de gas que se realicen.

En cuanto a las pérdidas éstas cuentan con el siguiente procedimiento de cálculo: una vez se reporta el volumen corregido en condiciones estándar por el transportador, se verifica a partir de la suma de todos los consumos el volumen de los usuarios ajustados por presión, temperatura y el factor de compresibilidad que para bajas presiones se asume en 1. Para algunos períodos de facturación las pérdidas pueden ser positivas o negativas, esto debido a los ciclos de facturación que no se ajustan de manera precisa en los inventarios mensuales de gas entregado y consumido. La ecuación 4.2.4 enseña la igualdad.

### Ecuación 4.2.3

$$V_{cg} * K_P * K_T * K_Z = \sum V_{medido\ a\ usuario} * K_P * K_T * K_Z$$

## 2.4 Instrumentación y medida

La inspección de las características físico-químicas del gas natural se evidencia con el reporte oficial entregado por el transportador mediante una toma o muestra de gas periódicamente en la puerta de ciudad de Yumbo, los registros del cromatógrafo de registro continuo instalado en Mariquita (Tolima) y del cromatógrafo de Gases de Occidente S.A. ESP instalado en Yumbo. Estos Cromatógrafos se autocalibran mensualmente mediante una corriente de gas de referencia. En el momento en que el gas natural recibido no llegare a cumplir las especificaciones exigidas, se dará un aviso inmediato a los productores y transportadores, sin interrumpir los recibos de gas. Dependiendo de la respuesta se estudiará la posibilidad de suspender los recibos y entregas de gas natural previo aviso a los clientes. Adicionalmente, mediante el Scada se lleva a cabo un monitoreo en tiempo real acerca de la presión existente en la red matriz junto a cada una de las *Estaciones de Distrito*. Esta información permanece en la memoria del Scada durante 30 días; igualmente se cuenta con sistemas de telemetría en los municipios y grandes industrias ubicadas en el Valle del Cauca.

El laboratorio de metrología cuenta con un banco de calibración para medidores tipo diafragma, la calibración la realizan con aire. El laboratorio cumple con la ISO 17025 y se encuentra certificado por la ONAC, con relación a las condiciones de calidad del laboratorio y la calibración de equipos se da cumplimiento con la norma NTC 2728.

### 3. Surtigas

La empresa distribuidora de gas natural Surtigas S.A en el Caribe cuenta con 42 años de servicio. En 1968 inició con la comercialización de gas propano que se distribuía en cilindros y carro tanques; en 1979 Surtigas empezó a comercializar y distribuir el gas natural domiciliario por redes de tubería. Inicialmente este proyecto benefició en Cartagena a los barrios Alto de Bosque, Bocagrande, Pie de la Popa, Castillo Grande y Laguito.

Surtigas actualmente presta el servicio de distribución de gas en áreas de servicio no exclusivo, en las cuales comprende municipios de los departamentos de Bolívar, Sucre y Córdoba.

**Tabla 4.3.1. Cobertura del servicio de distribución de Surtigas<sup>12</sup>**

Cobertura			
Antioquia		Cordoba	
Caucasia		Sahagun	Chima
<b>Bolívar</b>		San Andres	Chinu
Cartagena	Turbaco	Tuchin	Ciénaga de Oro
Arjona	San Jacinto	Montería	Montelíbano
Magangué	El Carmen de Bolívar	Cereté	Planeta Rica
Mompox	Clemencia	Pueblo Nuevo	
Pta Cartagena- limón (Corregimiento)	Santa Rosa	Lorica	San Pelayo
San Juan Nepomuce.	Santa Catalina	Momil	San Carlos
Talaigua Nvo. Vjo	Maria la Baja	Purisima	Ayapel
Villanueva	Turbana	San Antero	Buenavista
Granada (Corregimiento)	Mahate	Tierra Alta	Cotorra
Zambrano		Valencia	San Bernardo del Viento
<b>Magdalena</b>		La apartada	
Santa Ana	Plato		
<b>Sucre</b>			
Oveja	Buena Vista		
Sincelejo	San Pedro		
San Onofre	Tolú		
Coroza	Tolú Viejo		
Los Palmito	Morroa		
Sampues	Galeras		
San Marcos	Betulia (Corregimiento)		
Since	Coveñas		
El Porvenir	La Unión		

<sup>12</sup> Información tomada de la pagina web:  
[http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/COBERTURAS\\_JUNIO\\_2011\\_PUBLI CAR\\_PARCIAL\\_1.pdf](http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/COBERTURAS_JUNIO_2011_PUBLI CAR_PARCIAL_1.pdf)

### 3.1 Fórmula tarifaria

La fórmula tarifaria que se debe aplicar para este tipo de servicio es la que establece la CREG en la Resolución 11 del 2003, Surtigas aplica la fórmula de la siguiente forma:

$CTG_{m-1}$ : costo total de compra tal como lo factura el productor.

$E_{m-1}$ : volumen medido en puerta de ciudad en el mes  $m-1$  por el poder calorífico entregado por el transportador.

$PC_{m-1}$ : poder calorífico entregado por el transportador.

#### Ecuación 4.3.1

$$G_m = \frac{\text{Costo total del gas} [\$]}{\text{volumen}_{citygate} [m^3] * \text{poder calorífico trans} \left[ \frac{Btu}{pie^3} \right]} * \text{poder calorífico trans} \left[ \frac{Btu}{pie^3} \right]$$

$$G = \frac{\text{Costo total del gas} [\$]}{\text{volumen}_{citygate} [m^3]}$$

El factor de transporte  $T_m$  no fue expuesto, por tal razón se solicitará dicha información (anexo 9).

### 3.2 Volumen corregido

Para determinar el volumen corregido, Surtigas utiliza los factores  $K_p$  de presión,  $K_T$  de temperatura y  $K_m$  como el ajuste debido al instrumento de medida.

#### Ecuación 4.3.2

$$V_{corregido} = V_{medido} * K_p * K_t * K_z * K_m$$

Donde el producto de los factores  $K_p$  y  $K_T$  se toma igual a 1 debido a que las condiciones geográficas y meteorológicas de las ciudades costeras son similares a las condiciones estándar.

El factor  $K_m$ , denominado factor por corrección de ajuste del instrumento de medida, está basado en estudios conjuntos con la empresa distribuidora de gas EPM, donde se aduce que el medidor cuenta con un error estadísticamente conocido y estable a caudales conocidos y es válido únicamente para usuarios que consuman más de  $45 \text{ m}^3$  mes.

### 3.3 Balance volumétrico

El balance volumétrico se realiza de acuerdo con la información remitida por el transportador en su factura mensual; el transportador remitirá al distribuidor las cantidades de gas demandadas en puertas de ciudad en pies cúbicos corregidas por presión, temperatura y compresibilidad, además remitirá el costo de las pérdidas asociadas al transporte. Las cantidades de gas entregadas por el transportador son comparadas con las lecturas de los consumos de gas de los usuarios que también son corregidas por presión, temperatura, compresibilidad y el ajuste del instrumento de medida.

En dicho balance se observó que las cantidades de gas entregado por el transportador son menores que las entregadas a los usuarios, es decir existen pérdidas negativas, aunque según la apreciación de Surtigas, se consideran estas pérdidas como positivas. En la ecuación 4.3.3 se observa la relación de igualdad que aplica Surtigas.

#### Ecuación 4.3.3

$$\sum V_{cg} * K_p * K_T = \sum V_{medido\ a\ usuario} * K_p * K_T * K_Z * K_m$$

Surtigas considera que estas “pérdidas positivas” se deben al volumen no medido en puertas de ciudad por el medidor del transportador, cuando se tiene un bajo consumo por parte de sus usuarios. El distribuidor ha observado que en estos períodos, el medidor del transportador no cuenta estos volúmenes a pesar de tener certeza de que se está consumiendo gas. Los costos de pérdidas los incluyen en el cálculo del costo del componente  $T_m$ .

### 3.4 Instrumentación y medida

El transportador en puertas de ciudad cuenta con toda la instrumentación necesaria para ajustar las lecturas de volumen a condiciones estándar y a condiciones de presión y temperatura propias del lugar. El sistema de distribución de Surtigas se encuentra bien implementado y cuenta con un sistema de monitoreo y control de las Estaciones de Distrito bien definido, el sistema de monitoreo es complementado por grandes usuarios de industrias y de comercio que cuentan con medidores especiales para su lectura.

Con relación a la aplicabilidad de los procedimientos para mantener los medidores de gas de sus usuarios dentro de un límite máximo permitido, Surtigas cuenta con un laboratorio de calibración de medidores tipo diafragma, homologado por la ONAC. Las tolerancias permitidas se encuentran especificadas dentro de la normatividad de la NTC 2728.

## 4. Gas Natural

Se constituyó como sociedad comercial el 13 de abril de 1987, con una participación inicial mayoritaria por parte de Ecopetrol del 80.71% del total de la composición de la compañía. En 1999 quedó definida la participación accionaria del Grupo Inversor Español a través de Gas Natural Internacional SDG. Gas Natural es el accionista mayoritario en Gas Natural Cundiboyacense y de Gasoriente.

Gas Natural tiene cobertura en Bogotá, Soacha, Subaté, en 11 municipios de Santander y dos de sus corregimientos, además maneja todos los mercados regulados, no regulados y gas comprimido.

Para el caso de Bogotá la infraestructura de tubería de gas cuenta con un complejo e interesante sistema de mallas y de dos puntos de entrada, puertas de ciudad, a poderes caloríficos diferentes. Zona Suba alimentada por Cota y zona Usme alimentada por el campo de Cusiana.

### 4.4.1 Cobertura del servicio de distribución de Gas Natural<sup>13</sup>

Gas Natural		
Cundinamarca	Bogotá	Área de servicio no exclusivo
	Soacha	
	Sibaté	
	La Calera	
Gas Natural Cundiboyacense área de servicio exclusivo		
Boyacá	Belén	Santa Rosa de Viterbo
	Nazareth- Belencito	Santa Sofía
	Briceño	Sogamoso
	Caldas	Sora
	Cerinza	Sutamarchán
	Cómbita	Tibasosa
	Cucaita	Tinjaca
	Chinquiquirá	Tunja
	Duitama	Tunungua
	Floresta	Tuta
	Motavita	Villa de Leyva
	Nobsa	Raquirá
	Oicata	Sáchica
	Paipa	Samacá
Cundinamarca	Bojacá	Mosquera
	Cajica	Nemocón
	Cogua	Simijaca
	Cota	Sopó
	Cucunubá	Susa

<sup>13</sup> Información tomada de la pagina web:

[http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/COBERTURAS\\_JUNIO\\_2011\\_PUBLI CAR\\_PARCIAL\\_1.pdf](http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/COBERTURAS_JUNIO_2011_PUBLI CAR_PARCIAL_1.pdf)

Santander	Capellania	Sutatausa
	Chía	Tabio
	Facatativá	Tausa
	Funza	Tenjo
	Fúquene	Tocancipá
	Gachancipá	Ubaté
	Guatancuy	Zipacón
	Madrid	Zipaquirá
	Albania	La Belleza
	Florian	
Gasorient		
Santander	Bucaramanga	Floridablanca
	Girón	Piedecuesta
	Sabana de Torres	Puerto Wilches
	Lebrija	Barrancabermeja
	Puente Sogamoso	El pedral
Bolívar	Cantagallo	San Pablo
Antioquia	Yondo	

## 4.1 Fórmula tarifaria

Para las áreas de servicio no exclusivo Gas Natural aplica la Resolución 11 del 2003 de acuerdo con las siguientes expresiones:

- $CTG_{m-1}$ : costo total de compra tal como lo factura el productor.
- $E_{m-1}$ : volumen medido en puertas de ciudad en el mes  $m-1$  por el poder calorífico promedio en puertas de ciudad.
- $PC_{m-1}$ : poder calorífico de referencia, 1000 Btu/pie<sup>3</sup>.

### Ecuación 4.4.1

$$G_m = \frac{\text{Costo total del gas} [\$]}{\text{volumen}_{citygate} [m^3] * PC_{citygate} \left[ \frac{Btu}{pie^3} \right]} * PC_{referencia} \left[ \frac{Btu}{pie^3} \right]$$

Para área de servicio exclusivo aplican la fórmula tarifaria recomendada por Itansuca (anexo 7).

## 4.2 Volumen corregido

La empresa Gas Natural para la corrección de volumen aplica cinco factores: a) Corrección por presión, b) Corrección por temperatura, c) Corrección por compresibilidad, d) Corrección por poder calorífico y e) Corrección de presión puntual para cambios de presión debidos a consumos significativos del usuario.

#### Ecuación 4.4.2

$$V_{corregido} = V_{medido} * K_p * K_T * K_Z * K_{PC} * K_{PT}$$

El factor de corrección por presión puntual  $K_{PT}$  está asociado a empresas cuyo consumo es relativamente alto y deban manejarse presiones entre 5 psi y 15 psi en la tubería de entrega. En el caso de usuarios residenciales el  $K_{PT}$  es 1, ya que la presión en dichas líneas por lo general es de 0,25 psi.

### 4.3 Balance volumétrico

El balance se calcula a partir del volumen entregado por el transportador corregido por presión, temperatura, compresibilidad y poder calorífico versus la suma de los volúmenes consumidos y corregidos a presión, temperatura, compresibilidad y poder calorífico. Es de anotar que Gas Natural cuenta en su infraestructura de gas con un modesto sistema que le permite medir el poder calorífico de la mezcla de gases en diferentes zonas de la ciudad.

#### Ecuación 4.4.3

$$\sum V_{cg} * K_p * K_T * K_Z * K_{PC} = \sum V_{medido\ a\ usuario} * K_p * K_T * K_Z * K_{PC}$$

### 4.4 Instrumentación y medida

El sistema de instrumentación de Gas Natural le permite monitorear todas las estaciones de distrito y consultar las presiones, temperaturas y poderes caloríficos correspondientes. La aplicación de la normatividad en cuanto a los máximos errores permisibles tanto para medidores en servicio y nuevos es llevado a cabo en su laboratorio de metrología, homologado por la ONAC y donde se da cumplimiento a la NTC 2728.

## 5. EPM

La empresa EPM es de propiedad del municipio de Medellín y fue creada en 1955. En 1997 se inauguró la nueva sede ubicada en el Edificio Inteligente. Desde el año 1996 presta el servicio de distribución de gas natural a la zona residencial, industrial, comercial y vehicular. EPM atiende a 541.887 hogares del Valle de Aburrá y cinco municipios más.

#### 4.5.1 Cobertura del servicio de distribución de EPM<sup>14</sup>

Antioquia	<b>Barbosa</b>
	<b>Bello</b>
	<b>Caldas</b>
	<b>Copacabana</b>
	<b>Envigado</b>
	<b>Girardota</b>
	<b>Itagui</b>
	<b>La Estrella</b>
	<b>Medellín</b>
	<b>Sabaneta</b>
	El peñol
	El Retiro
	Guatapé
	La Ceja
	La Unión

### 5.1 Fórmula tarifaria

En EPM se manejan áreas de servicio no exclusivo que se rigen por la fórmula tarifaria de la Resolución CREG 11 de 2003. Lo observado en la visita es que la empresa da aplicabilidad a la Resolución como se muestra a continuación:

- $CTG_{m-1}$ : costo total de compra tal como lo factura el productor.  
 $E_{m-1}$ : energía expresada en términos del volumen medido en puertas de ciudad en el mes  $m-1$  y el poder calorífico promedio en puertas de ciudad.  
 $PC_{m-1}$ : poder calorífico de referencia, 1.000 Btu/pie<sup>3</sup>.

#### Ecuación 4.5.1

$$G_m = \frac{\text{Costo total del gas} [\$]}{\text{volumen}_{citygate} [m^3] * PC_{citygate} \left[ \frac{Btu}{pie^3} \right]} * PC_{referencia} \left[ \frac{Btu}{pie^3} \right]$$

### 5.2 Volumen corregido

En cuanto al volumen corregido, se observó que aparte de los factores de corrección estipulados en el concepto CREG 2208 de 2002 la empresa aplica un factor de corrección por calidad del medidor llamado  $K_m$ ; esta constante depende de la precisión de los medidores según datos de calibración en el laboratorio del equipo de medida de EPM.

---

<sup>14</sup> Información tomada de la pagina web:  
[http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/COBERTURAS\\_JUNIO\\_2011\\_PUBLI CAR\\_PARCIAL\\_1.pdf](http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/COBERTURAS_JUNIO_2011_PUBLI CAR_PARCIAL_1.pdf)

### Ecuación 4.5.2

$$V_{corregido} = V_{medido} * K_P * K_T * K_Z * K_{PC} * K_m$$

También se puede observar que EPM realiza ajustes a los factores de presión y temperatura tomando en cuenta la zona geográfica específica donde se encuentre el usuario, además ajusta los cálculos de los factores citados a las presiones y temperaturas en las estaciones de distrito.

## 5.3 Balance volumétrico

El balance consiste en la diferencia entre los volúmenes entregados por el transportador en la puerta de ciudad “La Tasajera” y los volúmenes facturados a los diferentes usuarios en un periodo determinado.

El proceso para determinar el balance es el siguiente:

En el caso del volumen entregado en puertas de ciudad, el ingeniero de compras de gas recibe por medio escrito o a través de BEO del transportador la información relacionada con las entregas de gas natural en puertas de ciudad (presión, temperatura, volumen horario y diario, y poder calorífico).

Para los volúmenes facturados a los usuarios, gerencia comercial informa al ingeniero de compras de gas los volúmenes facturados a los sectores de consumo en el periodo de cálculo, utilizando la siguiente relación.

### Ecuación 4.5.3

$$V_{cg} * K_P * K_T * K_Z = \sum V_{medido a usuario} * K_P * K_T * K_Z * K_m$$

## 5.4 Instrumentación y medida

Para la calibración de los medidores se cuenta con dos bancos de calibración, uno de los bancos es una mesa automática BPG-R SN4 de marca Schlumberger que contiene un bloque de 6 toberas sónicas que están construidas en aluminio y cuya capacidad va desde un caudal mínimo de  $0,016 \text{ m}^3/\text{h}$ , hasta un caudal máximo de  $6 \text{ m}^3/\text{h}$ , que permite calibrar medidores de gas 2, 5 y 6 ; el banco semiautomático “*Pascal Control*” cuenta con cuatro medidores patrón de tipo cámara húmeda marca Elster tamaños 00, 0, 3 y 4. El conjunto de medidores permite realizar calibraciones con tasas de flujo entre  $0,002 \text{ m}^3/\text{h}$  y  $10 \text{ m}^3/\text{h}$ . Esta capacidad instalada permite calibrar medidores hasta del tipo 10. Se componen de dos bastidores uno de 9 medidores y otro de 4 medidores.

Los tipos de calibración que el laboratorio realiza según la NTC 2728 son de verificación inicial y de verificación posterior.

El porcentaje de error promedio de las calibraciones debe satisfacer los rangos que se establecen en la NTC 2728.

Para saber si un dato es aceptable o no dentro de la calibración es necesario tener en cuenta entre otros procedimientos el criterio de Grubbs, el cual evalúa si un dato es consistente con el promedio de las demás mediciones y/o la desviación estándar, el criterio de Grubbs se expresa por medio de la fórmula estadística que se muestra en la siguiente ecuación.

#### Ecuación 4.5.4

$$G = \frac{X_s - \bar{X}}{S}$$

Donde

$G$ : resultado arrojado

$X_s$ : dato a evaluar

$\bar{X}$ : promedio

$S$ : desviación estándar

$G$  es comparado con los límites definidos en tablas, si este es mayor que los valores de las tablas (1,15 para tres datos) se rechaza, en caso de que un dato sea rechazado este punto se debe repetir.

## 6. Promigas

Se constituyó en 1976 como sociedad anónima a partir del descubrimiento de los campos gasíferos de la Guajira, la principal actividad de Promigas es el transporte de gas, pero también participa en la distribución de gas en la ciudad de Barranquilla.

### 6.1 Medición

Para la medición Promigas cuenta en su mayoría con computadores de flujo, con estos el volumen entregado y tomado del Sistema Nacional de Transporte se corrige por presión y temperatura a condiciones estándar ( $P = 14,65$  psi y  $T = 60$  °F) de forma instantánea. Con estos medidores se tiene medición del volumen a condiciones estándar para cada instante y se puede determinar el volumen suministrado a los distribuidores cada día.

### 6.2 Balance de gas

En cuanto al balance de gas Promigas tienen diferentes fuentes de información volumétrica:

- Puntos de salida de señales Scada con computadores de flujo en el sistema de medición.
- Puntos de salida de sistema de telemetría.
- Puntos de salida con computadores de flujo en el sistema de medición sin Scada.
- Puntos de salida con computadores sin correctores.

Para usuarios con medidores antiguos sin telemedición, se mide la presión y temperatura en el instante de la toma de medición del volumen final, a la medición inicial o del mes anterior se le restan la medición final y después se aplican los factores de corrección por presión y temperatura.

### 6.3 Porcentajes de pérdidas

Para calcular el porcentaje de pérdidas en el transporte se realiza una comparativa de los puntos de entrada que son Ballenas, Arianna, Campo Guepajé, Pacific y La Creciente con respecto a los 318 puntos de salida del sistema.

El cálculo de la existencia en línea se realiza mediante software, el modelo de flujo del sistema es alimentado por todo el Scada en tiempo real. Con la existencia en línea en tiempo real, se calcula el inventario de un modo muy preciso. Este inventario es necesario para el balance volumétrico.

Las pérdidas calculadas por el transportador están alrededor del 0,3%; éstas son distribuidas proporcionalmente entre los distribuidores y son incluidas en la facturación.

### 6.4 Facturación

Promigas afirma que se realiza la facturación a los distribuidores por el volumen transportado, aunque podrían acogerse a la facturación por energía sin ningún problema.

El transportador entrega el volumen transportado a los distribuidores y la energía equivalente de este volumen. Se toma la energía equivalente al volumen registrado en el sistema en MBtu y se pasa a kpc dividiéndola por el poder calorífico de cada periodo.

### 6.5 Operacional

El tratamiento hidráulico del sistema de transporte se realiza teniendo en cuenta los puntos de entrada de Estación Ballenas (asociación Chevron) donde el gas se deshidrata y se comprime, pasa por el sistema de medición e ingresa al sistema de transporte; desde allí sigue su camino hacia la estación La Heroica en Cartagena donde se inicia el segundo tramo que termina en Jobo. Las otras estaciones (Palomino, Caracolí, La Heroica y

Sahagún) comprimen el gas para cumplir con los requerimientos de los clientes y aumentar la capacidad de transporte del gasoducto.

Promigas garantiza la calidad de las mediciones a través de calibraciones trazables en banco de calibración (AGA 7) de medidores (tipo turbina, ultrasónico, másico) de alto caudal y alta presión instalados en la estación Arenosa.

De la visita realizada a Promigas se concluye que trabajan acorde con la normatividad vigente.

## 7. Diagnóstico

El diagnóstico se expresa a partir de comentarios a la fórmula tarifaria, volumen corregido, balance volumétrico y la instrumentación para la medición.

### 7.1 Fórmula tarifaria

*Áreas de servicio exclusivo.* De las visitas realizadas a los distribuidores que prestan el servicio de distribución en áreas exclusivas, se encontró la no aplicación de la fórmula tarifaria contenida en la Resolución CREG 57 de 1996. Lo anterior debido a que el interventor del Ministerio de Minas y Energía Itansuca en el año 2010 recomendó a los distribuidores de áreas de servicio exclusivo la forma en que ésta se debía aplicar, el procedimiento y las recomendaciones que el interventor realizó se encuentran en el anexo 7. Las deficiencias argumentadas por Itansuca se reflejaron en el cálculo de: 1) Los factores  $G_t$ ,  $T_t$ ,  $D_t$ ,  $S_t$  y  $Ks_t$ ; 2) El poder calorífico de referencia establecido por la CREG, y 3) El volumen corregido.

A pesar de las recomendaciones dadas por el interventor, se observó que el espíritu de la CREG no fue plasmado en dichos comentarios, aún más, en el anexo 5 el grupo de trabajo de la UTP hace un análisis detallado del informe de Itansuca donde se comentan las inconsistencias del informe.

En resumen, la recomendación de la firma interventora Itansuca sobre la aplicación de la fórmula tarifaria es la de utilizar la variable poder calorífico de referencia en las componentes  $G_t$ ,  $T_t$ ,  $D_t$  y  $S_t$  pero de acuerdo con el análisis realizado a esta recomendación (ver anexo 5) se concluye que los poderes caloríficos se terminan cancelando en los componentes y resulta innecesaria la aplicación del factor de corrección por poder calorífico. Además Itansuca divide todos los costos de compra, transporte, distribución y comercialización por un factor  $V_D^*$ , que conlleva a que las pérdidas volumétricas sean asumidas por el usuario, aumentando el costo unitario del gas por metro cúbico. Cabe anotar finalmente que las recomendaciones eliminan los factores  $r$  y  $G_t$  del componente de compra  $G_t$ .

*Áreas de servicio no exclusivo.* Se encontró que los distribuidores que prestan el servicio de distribución de gas natural en áreas no exclusivas aplican la fórmula tarifaria de la Resolución CREG 11 de 2003, pero cada distribuidor interpreta los componentes de manera diferente. En la tabla 4.7.1 se muestra como define cada distribuidor las variables de la componente de compra  $G_m$  y se compara con las definidas por la Resolución 11.

**Tabla 4.7.1. Comparativo de los componentes del  $G_m$  usado por los distribuidores**

Componentes del $G_m$			
	$CTG_{m-1}$	$E_{m-1}$	$PC_{m-1}$
Resolución CREG 11 de 2003	Costo total de compras de gas en el mes $m-1$ , en USD, destinado al mercado de usuarios regulados.	Volumen de gas medido en el mes $m-1$ en las estaciones de puerta de ciudad, expresado en términos de energía con el poder calorífico promedio del gas medido en dichas estaciones de puerta de ciudad (MBtu).	Poder calorífico del gas en el mes $m-1$ , expresado en MBtu/m <sup>3</sup> , calculado de acuerdo con el procedimiento establecido en la Resolución CREG-067 de 1995.
Gases de Occidente	Costo total de compra en el mes $m-1$ tal como lo factura el productor.	Energía comprada en MBtu en el mes $m-1$ dividida por el poder calorífico de referencia.	Poder calorífico de referencia, 1.000 Btu/pie <sup>3</sup> .
Surigas	Costo total de compra tal como lo factura el productor.	Volumen medido en puerta de ciudad en el mes $m-1$ por el poder calorífico entregado por el transportador.	Poder calorífico entregado por el transportador.
Gas Natural	Costo total de compra tal como lo factura el productor.	Volumen medido en puerta de ciudad en el mes $m-1$ por el poder calorífico promedio en puerta de ciudad.	Poder calorífico de referencia, 1.000 Btu/pie <sup>3</sup> .
EPM	Costo total de compra tal como lo factura el productor.	Energía expresada en términos del volumen medido en puerta de ciudad en el mes $m-1$ y el poder calorífico promedio en puerta de ciudad.	Poder calorífico de referencia, 1.000 Btu/pie <sup>3</sup> .

La fórmula para calcular el componente de compra  $G_m$  se interpretar de diferentes maneras de acuerdo al distribuidor, en la tabla 4.7.2 se observa como lo hacen y se compara con la fórmula definida por la Resolución 11.

**Tabla 4.7.2. Comparativo del cálculo del  $G_m$  que aplican los distribuidores**

Cálculo del $G_m$		
Resolución CREG 11 de 2003	$G_m = \frac{\text{Costo total del gas} [\$]}{V_{citygate}[m_3] * PC_{cg} \left[ \frac{Btu}{pie^3} \right]} * PC_{m-1} \left[ \frac{Btu}{pie^3} \right]$	$V_{cor} = V_{med} * K_p * K_T * K_Z * K_{PC}$
Gases de Occidente	$G_m = \frac{\text{Compra gas a PCref} [\$]}{\frac{\text{Energia facturada} [Mbtu]}{\text{poder calorífico de referencia} \left[ \frac{Btu}{pie^3} \right]}}$	$V_{cor} = V_{med} * K_p * K_T * K_Z * K_{PC}$
Surigas	$G_m = \frac{\text{Costo total del gas} [\$]}{v_{citygate}[m_3] * PC_{trans} \left[ \frac{Btu}{pie^3} \right]} * PC_{trans} \left[ \frac{Btu}{pie^3} \right]$	$V_{cor} = V_{med} * K_p * K_T * K_Z * K_{medidor}$
Gas Natural	$G_m = \frac{\text{Costo total del gas} [\$]}{v_{citygate}[m_3] * PC_{citygate} \left[ \frac{Btu}{pie^3} \right]} * PC_{ref} \left[ \frac{Btu}{pie^3} \right]$	$V_{cor} = V_{med} * K_p * K_T * K_{pc} * K_Z * K_{pt}$
EPM	$G_m = \frac{\text{Costo total del gas} [\$]}{v_{citygate}[m_3] * PC_{citygate} \left[ \frac{Btu}{pie^3} \right]} * PC_{ref} \left[ \frac{Btu}{pie^3} \right]$	$V_{cor} = V_{med} * K_p * K_T * K_Z * K_{pc} * K_m$

La aplicación que le dan los distribuidores de área de servicio no exclusivo a la fórmula tarifaria establecida por la Resolución CREG 11 del 2003 depende de si el volumen leído de los usuarios está siendo corregido por poder calorífico o por otros factores, pero en general la aplicación que le dan es correcta ya que finalmente los poderes caloríficos se eliminan al multiplicar el componente de compra  $G_t$  por el volumen corregido.

Con respecto a la aplicación de la fórmula de Surigas se encuentra que no se realiza como lo establece la Resolución ya que no aplica poderes caloríficos en el componentes de compra  $G_t$ , pero al final el cargo de  $$/m^3$  no se ve afectado porque se multiplica por el volumen que no se encuentra corregido por poder calorífico.

Del componente  $T_m$  no se obtuvo mayor información, es necesario precisarla por escrito (anexo 9).

## 7.2 Corrección de volumen

Con relación al factor volumen corregido se observó que cada distribuidor lo aplica a su particular forma de interpretar el Código de Distribución. En la tabla 4.7.3 se muestra nuevamente lo reglamentado por la CREG y en la tabla 4.7.4 como es aplicado por los distribuidores.

**Tabla 4.7.3. Fórmula de corrección de volumen**

$V_c = V_m * \left[ \frac{P_m + P_a}{P_b} \right] * \left[ \frac{T_b + 459,67}{T_m + 459,67} \right] * F_{pv}^2 * F_{cv}$	<p><math>V_c</math>: volumen corregido a condiciones estándar de referencia, pies<sup>3</sup>.  <math>V_m</math>: volumen medido a condiciones locales, pies<sup>3</sup>.  <math>P_m</math>: presión manométrica a través del medidor individual de consumo, psig.  <math>P_a</math>: presión atmosférica local, psia.  <math>P_b</math>: presión base, 14,65 psia.  <math>T_b</math>: temperatura base, 60 °F.  <math>T_m</math>: temperatura media del gas a través del medidor, °F.  <math>F_{pv}</math>: factor de compresibilidad, adimensional.  <math>F_{cv}</math>: factor de poder calorífico</p>
$F_{pv} = \frac{Z_b}{Z_m}$	<p>El factor de compresibilidad (<math>F_{pv}</math>) es despreciable a presiones inferiores a 100 psig.</p>
$F_{cv} = \frac{PC_m}{PC_b}$	<p><math>F_{cv}</math>: factor de poder calorífico, adimensional.  <math>PC_m</math>: poder calorífico medio del gas suministrado, Btu/pie<sup>3</sup>.  <math>PC_b</math>: poder calorífico estándar del gas, 1.000 Btu/pie<sup>3</sup>.</p>

Sin embargo en la visita realizada a los distribuidores se encontró que se aplican diferentes factores para corregir el volumen como se observa en la tabla 4.7.4.

**Tabla 4.7.4. Comparativo de los factores de corrección aplicados por los distribuidores**

Factores de corrección						
	$K_p$	$K_T$	$K_z$	$K_{PC}$	$K_{med}$	$K_{PT}$
Efigas	$K_p$ : no se tiene información de cómo se calcula	$K_T$ : no se tiene información de cómo se calcula	$K_z$ : lo asumen igual a 1 para presiones menores a 100 psi	$K_{PC} = \frac{PC_{cg}}{PC_{ref}}$ $PC_{cg}$ : poder calorífico medido por cromatógrafo. $PC_{ref}$ : 1.000 Btu/pie <sup>3</sup>		
Gases de Occidente	$K_p = \frac{P_m + P_a}{P_b}$ $P_m$ : presión de la tubería, no medida, asumida con valores constantes de 0.25, 5, 10, 20, 60 y 250 psig.  $P_a$ : presión atmosférica local, psia.  $P_b$ : presión estándar, 14,65 psia.	$K_T = \frac{T_b + 459,67}{T_m + 459,67}$ $T_b$ : temperatura estándar, 60 °F.  $T_m$ : temperatura 64 °F. Es constante.	$K_z$ : asumida igual a 1 para presiones menores a 100 psi	$K_{PC} = \frac{PC_{cg}}{PC_{ref}}$ $PC_{cg}$ : poder calorífico medido por cromatógrafo. $PC_{ref}$ : 1.000 Btu/pie <sup>3</sup>		
Surfigas	$K_p$ y $K_T$ el producto es asumido igual a 1.		$K_z$ : asumido igual a 1 para presiones menores a 100 psi		$K_{med}$ por calidad del medidor.	
Gas Natural	$K_p$ : no se tiene información de cómo se calcula	$K_T$ : no se tiene información de cómo se calcula	$K_z$ : asumido igual a 1 para presiones menores a 100 psi	$K_{PC} = \frac{PC_{cg}}{PC_{ref}}$ $PC_{cg}$ : poder calorífico medido por el cromatógrafo en puertas de ciudad o por medio de calorímetro del distribuidor. $PC_{ref}$ : 1000 Btu/pie <sup>3</sup>		$K_{PT}$ : factor de presión puntual
EPM	$K_p = \frac{Pb + Ps}{Pref}$ $Pb$ : presión barométrica determinada por zonas de acuerdo con la altitud.  $Ps$ : presión de servicio, medido en cada localidad.  $Pref$ : presión estándar, 14,65 psia.	$K_T = \frac{Tb + 273,15}{T_{local} + 273,15}$ $Tb$ : temperatura estándar de 60 °F.  $T_{local}$ : temperatura media de la localidad en donde se encuentra el usuario final.	$K_z$ : lo asumen igual a 1 para presión menor a 100 psi	$K_{PC} = \frac{PC_{cg}}{PC_{ref}}$ $PC_{cg}$ : poder calorífico medido por cromatógrafo en puertas de ciudad. $PC_{ref}$ : 1000 Btu/pie <sup>3</sup>	$K_{med}$ por calidad del medidor.	

Las variables  $P_m$  y  $T_m$  que hacen parte del cálculo de los factores  $K_P$  y  $K_T$  son asumidas constantes por todos los distribuidores de gas natural (en todas las ciudades). Lo anterior no concuerda con lo exigido en el Concepto CREG 2208 de 2002 en el que se define  $P_m$  y  $T_m$  así:

$P_m$  = presión manométrica a través del medidor individual de consumo, psig.  
 $T_m$  = temperatura media del gas a través del medidor, en °F.

### 7.3 Balance volumétrico

En cuanto al balance volumétrico se encontró que los distribuidores tienen claro que se debe comparar el volumen recibido en puertas de ciudad con la suma de los volúmenes de los usuarios; lo que no es claro en algunos casos son los factores de corrección por los que se debe afectar el volumen para cerrar el balance volumétrico.

Para el volumen recibido en puertas de ciudad aplican el artículo 5.3 del RUT Resolución CREG 71 de 1999, en el que se explica que el volumen transportado debe estar expresado en condiciones de presión y temperatura estándar; pero en lo referente a la corrección del volumen leído de los medidores del usuario final se observa que aplican diferentes tipos de factores de corrección, como se muestra en la tabla 4.7.5.

**Tabla 4.7.5. Comparativo de fórmula de volumen corregido aplicada por los distribuidores**

Balance volumétrico	
Efigas	$V_{cg} * K_P * K_T * K_Z = \sum V_{medido a usuario} * K_P * K_T * K_Z$
Gases de Occidente	$V_{cg} * K_P * K_T * K_Z = \sum V_{medido a usuario} * K_P * K_T * K_Z$
Surigas	$\sum V_{cg} * K_P * K_T = \sum V_{medido a usuario} * K_P * K_T * K_Z * K_m$
Gas Natural	$\sum V_{cg} * K_P * K_T * K_Z * K_{PC} = \sum V_{medido a usuario} * K_P * K_T * K_Z * K_{PC}$
EPM	$V_{cg} * K_P * K_T * K_Z = \sum V_{medido a usuario} * K_P * K_T * K_Z * K_m$

Con respecto al transportador se encontró que para realizar el balance de volumen lo hacen a condiciones estándar como lo establece el RUT. En el caso de Promigas presentan pérdidas del orden de 0,3 % y estas pérdidas las distribuyen proporcionalmente entre todos los clientes.

## 7.4 Instrumentación y medición

Dentro de las visitas realizadas a los distribuidores se encontró que existe claridad con relación a la verificación de la exactitud de los equipos en intervalos menores de 5 años, dado que existen procedimientos claros para su cumplimiento, así como laboratorios homologados para la verificación de la calidad de los equipos.

Los instrumentos de medición utilizados por los distribuidores visitados cumplen con los estándares de calidad exigidos por la Norma Técnica Colombiana NTC 2728 y los laboratorios en los que se realiza la inspección de los medidores de gas están certificados por la ONAC, dando cumplimiento a la ISO 17025. No obstante no se da cumplimiento al artículo 5.30 de la Resolución CREG 67 de 1995, en el que se exige que el margen de error del medidor no sea mayor al 2 %, puesto que en la NTC 2728 se maneja márgenes de error diferentes.

En el caso de los distribuidores visitados se encontró que los medidores que se encuentran descalibrados y en mal estado se reemplazan.

**Tabla 4.7.6 Comparativo de los componentes  $G_m$  y los factores de corrección de volumen**

Áreas de servicio no exclusivo									
	Componente de compra $G_m$				Factores de corrección de volumen				
	$CTG_{m-1}$	$PC_{m-1}$	$V_{cg}$	$PC_{cg}$	$K_p$	$K_T$	$K_{PC}$	$K_{med}$	$K_{pt}$
Gases de Occidente	Se traslada de la factura del productor	Poder calorífico de referencia	Usa la energía comprada	Poder calorífico de referencia	Aplica, pero se asume la presión del usuario final siempre constante	Aplica, pero se asume la temperatura del gas siempre constante	Aplica	No aplica	No aplica
Surtigas	Se traslada de la factura del productor	Poder calorífico entregado por el transportador	Volumen medido en puerta de ciudad	Poder calorífico entregado por el transportador	El producto de $K_p$ por $K_T$ lo asumen igual a 1	El producto de $K_p$ por $K_T$ lo asumen igual a 1	No aplica	Aplica	No aplica
Gas Natural	Se traslada de la factura del productor	Poder calorífico de referencia	Volumen medido en puerta de ciudad	Poder calorífico entregado por el transportador	Aplica	Aplica	Aplica	No aplica	Aplica
EPM	Se traslada de la factura del productor	Poder calorífico de referencia	Volumen medido en puerta de ciudad	Poder calorífico entregado por el transportador	Aplica la medición de presión por zonas	Aplica la medición de temperatura por zonas	Aplica	Aplica	No aplica

## Capítulo 5. Recomendaciones

En esta sección el grupo de trabajo de la Universidad Tecnológica de Pereira sugiere a la Comisión de Regulación de Energía y Gas una serie de recomendaciones con relación al sistema de facturación y de instrumentación producto de la lectura de las resoluciones, el estado del arte en el ámbito internacional, el análisis de las anteriores y las visitas realizadas a los distribuidores.

### 1. Recomendación de fórmula tarifaria única por volumen

El costo unitario en [\$/m<sup>3</sup>] sugerido para la facturación por volumen está dada por la siguiente expresión.

#### Ecuación 5.1

$$M_{st} = \frac{G_t + T_t}{1 - p} + D_t + S_t + K_{st}$$

#### 1.1 Componente de compra de gas $G_t$

El cálculo de la componente  $G_t$  de compra de gas que es trasladado en la fórmula tarifaria a los usuarios, se propone que se realice acorde con la tabla 5.1:

**Tabla 5.1. Cálculo propuesto para el componente  $G_t$**

$G_t$ : costo unitario del gas expresado en \$/m <sup>3</sup> .	
$G_t = \frac{CTG_{t-1}}{V_{t-1}}$	<p><math>CTG_{t-1}</math>: costo total en pesos del gas comprado, transportado y vendido en puertas de ciudad en el último periodo.</p> <p><math>V_{t-1}</math>: la suma de los volúmenes comprados, transportados y vendidos en las puertas de ciudad, durante el último periodo, corregidos por presión, temperatura y compresibilidad (condiciones estándar), acorde con lo que se define en el reporte No 7 de la AGA, “Measurement of Natural Gas by Turbine Meter”, 2006.</p>

El último periodo debe ser definido por la CREG, puede ser el último mes o los últimos seis meses.

El volumen al usuario debe ser corregido por presión, temperatura y compresibilidad, acorde con lo que se define en el Reporte No 7 de la AGA, “Measurement of Natural Gas by Turbine Meter”, 2006.

## 1.2 Componente de transporte $T_t$

En cuanto al componente de transporte se sugiere hacer el cálculo de acuerdo con la tabla 5.2:

**Tabla 5.2. Componente de transporte  $T_t$**

Componente de transporte	
$T_t = \frac{CTT_{t-1} + CTP_{t-1}}{V_{t-1}}$	<p><math>CTT_{t-1}</math>: costo total del transporte en el mes anterior en \$</p> <p><math>CTP_{t-1}</math>: costo total de las pérdidas declaradas por el transportador en \$ en el último periodo</p> <p><math>V_{t-1}</math>: volumen comprado, transportado y vendido en <math>m^3</math>, en el último periodo, corregido en puertas de ciudad corregido por presión, temperatura y compresibilidad (condiciones estándar), acorde con lo que se define en el reporte No 7 de la AGA, “Measurement of Natural Gas by Turbine Meter”, 2006.</p>

En caso que el componente de pérdidas supere el 1%, éste será asumido por el transportador.

## 1.3 Componentes de distribución $D_t$ , $S_t$ y $K_{st}$

El componente  $D_t$  es un cargo calculado por la CREG de acuerdo con los gastos administrativos, operacionales, de mantenimiento y de inversión.

El componente  $S_t$  es un cargo calculado por la CREG y asignado a cada distribuidor-comercializador de acuerdo con la información suministrada por las empresas.

El componente  $K_{st}$  es un componente de ajuste que tiene en cuenta la diferencia entre las ventas proyectadas y las ventas efectivas.

## 1.4 Caso de malla con múltiples puntos de entrada

En el caso que se cuente con una malla con múltiples puntos de entrada de gas, caso Gas Natural (Bogotá), y con zonas con diferentes poderes caloríficos, se requiere precisar algunos términos en la fórmula tarifaria. Los costos totales de compra de gas  $CTG_{t-1}$  y costos totales por transporte  $CTT_{t-1}$  se obtienen mediante la suma de los pagos por lo recibido en las diferentes puertas de ciudad y los costos por pérdidas en el transporte  $CTP_{t-1}$  calculados por el transportador en el Sistema Nacional de Transporte. El volumen  $V_{t-1}$  es la suma de los volúmenes recibidos en las diferentes puertas de ciudad

corregidos por presión, temperatura y compresibilidad, acorde con lo que se define en el reporte No 7 de la AGA, “Measurement of Natural Gas by Turbine Meter”, 2006.

### Ecuación 5.2

$$G_t = \frac{\sum_{j=1}^n C T G_{t-1,j}}{\sum_{j=1}^n V_{t-1,j}}$$

$$T_t = \frac{\sum_{j=1}^n (CTT_{t-1} + CTP_{t-1})_j}{\sum_{j=1}^n V_{t-1,j}}$$

Donde  $j$  se refiere a la puerta de ciudad  $j$ , con  $n$  igual al número de puertas de ciudad.

El volumen se corrige por un factor adicional, el cual se obtiene de la ecuación 5.3:

### Ecuación 5.3

$$V_{usuario(P,T)} \cdot \frac{PC_{zona}}{PC_{pond}}$$

Donde  $PC_{zona}$  es el poder calorífico de la zona del usuario,  $PC_{pond}$  es un poder calorífico ponderado que se determina mediante los componentes de la tabla 5.1.1.

**Tabla 5.1.1. Componentes de cálculo del poder calorífico ponderado**

$PC_{pond} = \frac{\sum V_{t,(P,T,Z),j} \cdot PC_{t,j}}{\sum V_{t,(P,T,Z),j}}$	<p><math>V_{t,(P,T,Z),j}</math>: volumen comprado, transportado y vendido en <math>m^3</math>, corregido en la puerta de ciudad <math>j</math>, corregido por presión, temperatura y compresibilidad (condiciones estándar), acorde con lo que se define en el reporte No 7 de la AGA, “Measurement of Natural Gas by Turbine Meter”, 2006.</p> <p><math>PC_{t,j}</math>: poder calorífico medido en la puerta de ciudad <math>j</math></p>
--	---

Para mostrar la forma en que se utiliza la anterior ecuación se hace el siguiente ejemplo.

Se tienen dos puertas de ciudad con los siguientes datos

	$V_{m,(P,T,Z),j}$	$PC_{m,j}$	$V_{m,(P,T,Z),j} \cdot PC_{m,j}$
Puerta 1	15.000 $m^3$	46 $kJ/m^3$	690.000 $kJ$
Puerta 2	5.000 $m^3$	40 $kJ/m^3$	200.000 $kJ$
Suma	20.000 $m^3$		890.000 $kJ$

El cálculo de las componentes de la fórmula tarifaria son:

$$G_t = \frac{CTG_{t-1}}{20000 \text{ m}^3};$$

$$T_t = \frac{CTT_{t-1}}{20000 \text{ m}^3}$$

El poder calorífico ponderado es:

$$PC_{pond} = \frac{890.000 \text{ kJ}}{20000 \text{ m}^3} = 44,5 \text{ kJ/m}^3$$

Para el ejemplo se supondrá que se tienen dos usuarios en dos zonas con poderes caloríficos diferentes, quienes demandan 840 kJ. El usuario de la zona A tiene un poder calorífico 42 kJ/m<sup>3</sup>, el de la zona B tiene un poder calorífico 45 kJ/m<sup>3</sup>. En la siguiente tabla se muestra los consumos y el costo de los componentes. Para el cálculo se supondrá que la corrección por presión y temperatura es 1.

	Usuario A	Usuario B
Energía	840 kJ	840 kJ
PC <sub>zona</sub>	42 kJ/m <sup>3</sup>	45 kJ/m <sup>3</sup>
V <sub>usuario (P,T)</sub>	20 m <sup>3</sup>	18,67 m <sup>3</sup>
V <sub>usuario (P,T)</sub> · $\frac{PC_{zona}}{PC_{pond}}$	18,876 m <sup>3</sup>	18,876 m <sup>3</sup>
Facturación de G	$\frac{CTG_{t-1}}{20000 \text{ m}^3} \cdot 18,876 \text{ m}^3 = \frac{CTG_{t-1}}{1.059}$	$\frac{CTG_{t-1}}{20000 \text{ m}^3} \cdot 18,876 \text{ m}^3$
Facturación de T	$\frac{CTT_{t-1}}{20000 \text{ m}^3} \cdot 18,876 \text{ m}^3$	$\frac{CTT_{t-1}}{20000 \text{ m}^3} \cdot 18,876 \text{ m}^3$

Obsérvese que la suma de volúmenes de los dos usuarios sin corregir por poder calorífico es 38,67 m<sup>3</sup> y la suma después de corregir por poderes caloríficos es 37,752 m<sup>3</sup>.

## 1.5 Evaluación de las pérdidas

Se propone realizar el cálculo de las pérdidas de gas en el sistema de distribución para incluirlas en el régimen tarifario, realizando un estudio de la media móvil de la ventana de los últimos 12 meses:

$p_m = \frac{\sum_{j=1}^{12} (V_{CG(P,T,Z),m-j} - V_{usuario(P,T,Z),m-j})}{\sum_{j=1}^{12} V_{CG(P,T,Z),m-j}}$	<p><math>p</math>: es la media móvil de las pérdidas anuales de volumen de gas evaluada en los últimos 12 meses, <math>p_m</math>.</p> <p><math>p_m</math>: es la pérdida anual de volumen de gas evaluada en la ventana del año anterior al mes <math>m</math>.</p> <p><math>m</math>: es el <math>m</math>-ésimo mes previo al mes de facturación.</p> <p><math>V_{CG(P,T,Z),m-j}</math>: volumen total recibido en puertas de ciudad en el mes <math>m-j</math>, corregido por presión, temperatura y compresibilidad (condiciones estándar), acorde con lo que se define en el reporte No 7 de la AGA, “Measurement of Natural Gas by Turbine Meter”, 2006.</p> <p><math>V_{usuario(P,T,Z),m-j}</math>: la suma de los volúmenes facturados a los usuarios en el mes <math>m-j</math>, corregidos por presión, temperatura y compresibilidad (condiciones estándar), acorde con lo que se define en el reporte No 7 de la AGA, “Measurement of Natural Gas by Turbine Meter”, 2006.</p>
--	---

La propuesta consiste en medir en cada mes, las pérdidas del año anterior,  $p_m$ , y calcular el promedio de las ventanas anuales, en un periodo de 12 meses.

## 2. Recomendación de fórmula tarifaria única por energía

El costo unitario en [\$/kJ] está dado por la siguiente expresión.

### Ecuación 5.2.1

$$M_{st} = \frac{G_t + T_t}{1 - p} + D_t + S_t + K_{st}$$

#### 2.1 Componente de compra de gas, $G_t$

Para el cálculo de la componente  $G_t$  de compra de gas que es trasladado en la fórmula tarifaria a los usuarios, se propone utilizar la siguiente ecuación:

**Tabla 5.2.1 Cálculo para el componente  $G_t$**

$G_t = \frac{CTG_{t-1}}{E_{t-1}}$	<p><math>G_t</math>: costo unitario de gas expresado en \$/kJ</p> <p><math>CTG_{t-1}</math>: costo total del gas comprado, transportado y vendido en puertas de ciudad en pesos, utilizando para esto la tasa representativa de cambio en el periodo anterior.</p> <p><math>E_{t-1}</math>: energía efectivamente transportada (kJ) en el periodo anterior. La energía transportada será la entregada en puertas de ciudad corregido por presión, temperatura y compresibilidad (condiciones estándar), y multiplicada por el poder calorífico medido en puertas de ciudad. La corrección de volumen por presión, temperatura y compresibilidad es acorde con lo que se define en el reporte No 7 de la AGA, “Measurement of Natural Gas by Turbine Meter”, 2006.</p>
-----------------------------------	---

El periodo puede ser definido por la CREG, se recomienda utilizar la información de los últimos seis meses. Para el cálculo del costo total del gas, en caso de utilizar un periodo de seis meses, se realizará la suma de los costos mensuales y la suma de la energía transportada mensual reportada por el transportador.

**Tabla 5.2.2 Cálculo de la facturación de  $G$**

<p>Facturación del <math>G</math></p> $= \frac{CTG_{t-1}}{E_{t-1}} \cdot V_{t,(T,P,Z)} \cdot PCM_t$	<p><math>CTG_{t-1}</math>: costo total del gas comprado, transportado y vendido en puertas de ciudad en pesos, utilizando la tasa representativa de cambio en el periodo anterior.</p> <p><math>E_{t-1}</math>: energía efectivamente transportada (kJ) en el periodo anterior. La energía transportada será el entregado en puertas de ciudad corregido por presión, temperatura y compresibilidad (condiciones estándar), y multiplicada por el poder calorífico medido en puertas de ciudad. La corrección de volumen está acorde con lo que se define en el reporte No 7 de la AGA, “Measurement of Natural Gas by Turbine Meter”, 2006.</p> <p><math>V_{t,(T,P)}</math>: volumen consumido en el mes <math>m</math>, <math>m^3</math>, corregido por presión, temperatura y compresibilidad (condiciones estándar), acorde con lo que se define en el reporte No 7 de la AGA, “Measurement of Natural Gas by Turbine Meter”, 2006.</p>
---	---

	$PCM_t$ : poder calorífico medido en el periodo $t$ , $\text{kJ/m}^3$ .
--	---

Para el caso particular de Gas Natural, en el que se tienen diferentes puntos de entrada de gas en la malla, el costo total del gas será la suma de los costos en las diferentes puertas de ciudad, y la energía será la suma de las energías entregadas en las diferentes puertas de ciudad.

## 2.2 Componente de transporte $T_t$

Para el componente de transporte se propone la siguiente fórmula para calcularlo.

**Tabla 5.2.3 Cálculo de la componente de transporte  $T$**

Componente de transporte	
$T_t = \frac{CTT_{t-1} + CTp_{t-1}}{E_{t-1}}$	$CTT_{t-1}$ : costo total del transporte en el periodo anterior en \$ $CTp_{t-1}$ : costo total de las pérdidas declaradas por el transportador en \$ $E_{t-1}$ : energía efectivamente transportada (kJ).

La energía transportada será el volumen entregado en puertas de ciudad a condiciones estándar, corregido por presión, temperatura, compresibilidad y multiplicada por el poder calorífico medido en puertas de ciudad. La corrección de volumen está acorde con lo que se define en el reporte No 7 de la AGA, “Measurement of Natural Gas by Turbine Meter”, 2006.

Nuevamente, en el caso de tener una malla con múltiples puntos de gas, con diferentes poderes caloríficos, el costo de transporte y pérdidas es la suma de los costos en cada puerta de ciudad debidos al transporte y las pérdidas del distribuidor.

En caso de que el componente de pérdidas supere el 1%, este será asumido por el transportador.

## 2.3 Componentes de distribución $D_t$ , $S_t$ y $Ks_t$

El componente  $D_t$  es un cargo calculado por la CREG de acuerdo con los gastos administrativos, operacionales, de mantenimiento y de inversión. Para ajustar las unidades a  $$/\text{kJ}$  el componente  $D_t$  se calcula así:

**Ecuación 5.2.2**

$$D_t = \frac{Gastos por distribucion}{(1 - p)} \cdot \frac{1}{V_{t,(T,P,Z)} \cdot PCM_m}$$

El componente  $S_t$  es un cargo calculado por la CREG y asignado a cada distribuidor-comercializador de acuerdo con la información suministrada por las empresas. Para ajustar las unidades en \$/kJ el componente  $S_t$  se calcula así:

#### Ecuación 5.2.3

$$S_t = \frac{Gastos por comercialización}{(1 - p)} \cdot \frac{1}{V_{m,(T,P,Z)} \cdot PCM_m}$$

El componente  $K_{st}$  es un componente de ajuste que tiene en cuenta la diferencia entre las ventas proyectadas y las ventas efectivas. Para ajustar las unidades en \$/kJ se debe aplicar la misma fórmula dividiendo el costo total por la energía total facturada.

## 2.4 Evaluación de las pérdidas

Se propone realizar el cálculo de las pérdidas de gas en el sistema de distribución para incluirlas en el régimen tarifario. Se presenta un cálculo de las pérdidas realizando un estudio de los 12 últimos meses:

#### Ecuación 5.2.8

$$p = \frac{\sum_{m=1}^{12} p_m}{12}$$

$$p_m = \frac{\sum_{j=1}^{12} (E_{m-j} - V_{usuario(P,T,Z),m-j} \cdot PCM_{m-j})}{\sum_{j=1}^{12} E_{m-j}}$$

Donde

$p$ : es la media móvil de las pérdidas anuales de volumen de gas evaluada en los últimos 12 meses,  $p_m$ .

$p_m$ : es la pérdida anual de volumen de gas evaluada en la ventana del año anterior al mes  $m$

$m$ : es el  $m$ -ésimo mes previo al mes de facturación.

$E_{m-j}$  es la energía efectivamente transportada (kJ) en el mes  $m - j$ . La energía transportada será el entregado en puertas de ciudad a corregido por presión, temperatura y compresibilidad (condiciones estándar), y multiplicada por el poder calorífico medido en puertas de ciudad. La corrección de volumen está acorde con lo que se define en el reporte No 7 de la AGA, “Measurement of Natural Gas by Turbine Meter”, 2006.

$V_{usuario(P,T,Z),m-j}$  la suma de los volúmenes facturados a los usuarios en el mes  $m - j$ , corregido por presión, temperatura y compresibilidad.  $V_{usuario(P,T,Z)}$  es la suma de los volúmenes facturados a los usuarios en el mes  $m - j$ , corregidos por presión, temperatura y compresibilidad. Se realizará el cálculo de los últimos 12 meses. El volumen es corregido acorde con lo que se define en el reporte No 7 de la AGA, “Measurement of Natural Gas by Turbine Meter”, 2006.

$PCM_{m-j}$  es el poder calorífico medido en puertas de ciudad en el mes  $m - j$

### 3. Recomendación con relación a la corrección del volumen medido

Con relación al volumen corregido se recomienda que el volumen medido sea corregido por presión, temperatura y compresibilidad a condiciones estándar en cada uno de los sitios de cambio de custodia o donde se requiera verificar medidas de volumen. En todo caso, para realizar estas correcciones se debe usar la ecuación de corrección de volumen que se encuentra en las normas American Gas Association AGA reporte 7 “Measurement of Fuel Gas by Turbine Meters” (sección 4.11) [2].

#### Ecuación 5.3.1

Factor de corrección por la AGA [2]	
$V_c = V_f * \left[ \frac{P_f}{P_b} \right] * \left[ \frac{T_b}{T_f} \right] * \left[ \frac{Z_b}{Z_f} \right]$	<p><math>V_c</math>: volumen corregido a condiciones base, 14.73 psia y 60 °F  <math>V_f</math>: volumen medido a las condiciones locales, pies cúbicos  <math>P_f</math>: presión manométrica a través del medidor individual de consumo, psig, más la presión atmosférica local  <math>P_b</math>: presión base, 14.73 psia  <math>T_f</math>: temperatura medida en grados Rankine  <math>T_b</math>: temperatura base, 60 °F en grados Rankine.  <math>Z_b</math>: factor de compresibilidad a condiciones estándar de referencia.  <math>Z_f</math>: factor de compresibilidad a condiciones medidas.</p>

Finalmente el factor de corrección por poder calorífico que afecta el volumen solamente se debe tener en cuenta si existe una política por parte de la CREG para unificar costos \$/m<sup>3</sup> de gas a un poder calorífico de referencia (anexo 4).

Factores como los que se comentan en la Resolución 57 de 1996 en su literal V.5.7. Consumo, Numeral 5.31 donde se expresa que la cantidad de gas registrada por el medidor debe estar sujeta a correcciones como calidad del gas y del medidor, no son aplicables porque para el primer caso ésta debe ser verificada antes de ser inyectada al sistema nacional de transporte, por ende dicho factor de calidad de gas no debe ser tenido en cuenta. Con relación al factor calidad del medidor, éste no es pertinente debido a que en el examen de modelo y verificación inicial del medidor éste debe cumplir especificaciones de la norma NTC 2728 para diafragma y NTC 4136 para rotativos y con relación a los medidores en servicio que no cumplen con los errores máximos permisibles contenidos en las normas NTC 2728 deben salir de operación.

#### 4. Recomendaciones sobre instrumentación y metrología

Con relación a la correcta medición del gas entregado por los distribuidores a los usuarios, se deben usar equipos de medición que cumplan con las Normas Técnicas Colombianas o las homologadas por la Superintendencia de Industria y Comercio, Resolución CREG 67 de 1995 numeral 5.27 de la sección V.

Se sugiere que para ampliar esta información es necesario añadir lo relacionado con las Normas Técnicas Colombianas que reglamentan las características físicas y metrológicas de los medidores: la NTC 2826 Aparatos Mecánicos. Dispositivos generales para medidores de volumen de gas; NTC 2728 Medidores de gas tipo diafragma; NTC 3950 Medidores de gas tipo diafragma. Características físicas; NTC 4554 Medidores de gas tipo diafragma con capacidad superior A 16 m<sup>3</sup>/h. Características Físicas, y la NTC 4136 Medidores de gas tipo rotatorio.

La Norma Técnica Colombiana 2728 y la 4136 establecen el rango de errores máximos permitidos para medidores tipo diafragma y rotativo (tabla 5.4.1).

**Tabla 5.4.1. Errores máximos permisibles para medidores tipo diafragma y rotativo NTC 2728 y NTC 4136 [42; 45].**

Errores máximos permisibles		
Tasa de flujo	En examen de modelo y verificación inicial	
	En servicio	
Medidores tipo diafragma		
$Q_{mín.} \leq Q \leq 0.1Q_{máx.}$	$\pm 3\%$	$+6\%, -3\%$
$0.1Q_{máx.} \leq Q \leq Q_{máx.}$	$\pm 1,5 \%$	$\pm 3\%$
Medidores tipo rotatorio		
$Q_{mín.} \leq Q \leq 0.1Q_{máx.}$	$\pm 2\%$	$\pm 3\%$
$0.1Q_{máx.} \leq Q \leq Q_{máx.}$	$\pm 1\%$	$\pm 1,5\%$

Como se mostró en la sección 3 del capítulo 3, el distribuidor debe aplicar las Normas Técnicas Colombianas en cuanto a los errores máximos permitidos, pero a su vez estaría contradiciendo lo dispuesto por el Código de Distribución en el numeral 5.30

Por lo anterior sugerimos a la CREG acogerse a la Normatividad Técnica Colombiana en cuanto a las características físicas de los instrumentos, las definiciones de parámetros y unidades metrológicas.

Además es importante ser claro con el concepto de la calibración de los equipos de medición, es decir, que si los equipos no cumplen con los márgenes de error permisibles máximos indicados por las Normas Técnicas Colombianas a estos se les deben realizar un procedimiento de calibración en un laboratorio homologado por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia ONAC; si dicho procedimiento no es posible, se debe reemplazar por un equipo nuevo que cumpla las calidades exigidas en la normatividad vigente a la fecha. Por lo anterior, la utilización de factores de corrección por descalibración del medidor no cuenta con sentido alguno.

Tampoco tiene sentido la utilización de factores de corrección para ajustar la medida en contadores de gas calibrados, dado que dichos procedimientos a la luz de los principios fundamentales de la metrología no cuentan con soporte alguno. Además, el error está contenido dentro de las pérdidas que el distribuidor puede trasladarle al usuario y que según la Resolución CREG 67 de 1995 es del 2,5%.

Finalmente se recomienda implementar el Sistema Internacional de Unidades (anexo 3) en todas las componentes que integran la fórmula tarifaria, evitándose así los errores generados por la aproximación en el cambio de unidades.

## 5. Recomendación de almacenamiento

Se recomienda contemplar la disposición de tanques de almacenamiento para evitar interrupciones en el servicio de gas natural para los usuarios residenciales, industriales y vehiculares ocasionados por desastres naturales, daños en ductos, actos violentos, etc.

Se debe tener en cuenta que la ubicación de los tanques de almacenamiento deben ser en zonas seguras con menos riesgos de ataques terroristas y evitando desastres naturales, así como teniendo en cuenta el área de cobertura.



## Conclusiones

Se realizó el estudio del marco regulatorio del gas natural y se detectaron algunas inconsistencias en las resoluciones CREG 67 de 1995, 57 de 1996 y la 11 de 2003, especialmente en la aplicación del poder calorífico en la fórmula tarifaria y en la corrección del volumen, para mayor información ver capítulo 3.

Se realizó un estudio de la regulación del transporte y distribución del gas natural a nivel internacional en los países de México, Argentina, España, Brasil y Estados Unidos que permitió generar una propuesta del marco tarifario.

Se realizaron las visitas a las siguientes distribuidoras Efigas, Gases de Occidente, Surtigas, Gas Natural y EPM que prestan el servicio en áreas de servicio exclusivo y no exclusivo, donde se detectaron algunas deficiencias que se observan en el capítulo 4 secciones 1, 2, 3, 4 y 5.

Las resoluciones 67, 57 de 1996, y 11 de 2003 de la CREG se basan en la mayoría del texto en la normatividad argentina, decreto 2255 de 1992, que cuenta con un análisis tarifario basado en poderes caloríficos de referencia emanados para todo los operadores.

Las resoluciones 67, 57 y 11 de la CREG cuenta con errores en las fórmulas tarifarias, específicamente en el cálculo de los componentes  $G_t$ ,  $T_t$  y el cálculo del volumen corregido, debido a la interpretación del factor de poder calorífico de referencia asociado con dichas compras.

Dentro del estado del arte internacional existe complejas regulaciones producto de: mezclas de gases con orígenes propios e importados; sistemas complejos de gasoductos direccionales y bidireccionales; con normas que permiten comprar y vender energía, comprar energía y vender volumen; con fórmulas tarifarias que en algunos casos introducen los factores de poder calorífico de referencia; con productores que son a la vez distribuidores. Pero en todo caso el costo del gas en países como Brasil, México, Argentina y España es regulado por el Estado (capítulo 5).

Para el caso particular de Estados Unidos, existen múltiples productores y distribuidores que se autoregulan debido a la ley de libre competencia. Los distribuidores locales son regulados por el Estado. Sin embargo, actualmente existen 23 estados donde el precio del gas está desregularizado y entre estos se incluyen: California, Georgia, Florida, Illinois y New York.

Se generó un diagnóstico del sistema de distribución del gas con la información entregada por los distribuidores visitados, cuyas novedades se pueden observar en el capítulo 4 sección 7.

Los distribuidores que operan en áreas de servicio no exclusivo no aplican la fórmula tarifaria establecida por la Resolución 57 de 1996, específicamente en el cálculo de los componentes  $G_t$  y  $T_t$ , ya que el interventor del Ministerio de Minas y Energía, Itansuca interpretó la Resolución en el artículo 107 y los distribuidores se acogieron a lo formulado por el interventor.

La normatividad CREG para áreas de servicio exclusivo, Resolución 11 de 2003, tampoco está siendo aplicada *secum leyem*, debido a problemas de interpretabilidad de los componentes  $G_t$  y  $T_t$  de la fórmula tarifaria.

Es claro determinar que la falencia en la estructura tarifaria en el sector energético de gas, de acuerdo con lo que desean los expertos comisionados, es no contar con un poder calorífico de referencia, ya que cada distribuidor cuenta con una tarifa en  $[\$/m^3]$  del producto por el método de la canasta.

Para tener un mayor control tarifario y que el sector público sea conocedor de su costo, es necesario adoptar un mecanismo para determinar un costo por volumen a un poder calorífico de referencia. Las ventajas serían a) un mayor control, b) se conocería con certeza el costo del gas a un  $[\$/m^3]_{PCref}$ , c) un costo único para todo el país, d) una señal del costo al usuario estable, e) un factor de comparación de costos a nivel internacional, y f) evitar especulación en un monopolio controlado como existe en el país.

Los laboratorios certificados, equipos de medida y los errores máximos permitidos deben estar referidos inicialmente al Organismo Nacional de Acreditación de Colombia ONAC y a las Normas Técnicas Colombianas según el caso.

Finalmente es claro determinar que el sistema de unidades dentro de la compleja formulación tarifaria y de especificación de calidad del gas debe ser expresada en el sistema internacional de medidas.

# Anexo 1

## Listado de campos en explotación

Item	Ubicación	Empresas	Operador	Campo	Producto	Fiscalización de gas			Observaciones
						Método	Punto	Transferencia custodia	
1	VIM	Ecopetrol S.A	Ecopetrol S.A	Boquete	Petróleo y gas	Medidor de Orificio (presión diferencial) facilidades de producción	Medidores Barton ubicados en facilidad de producción	Sin ventas de gas, producción distribuida entre consumo interno y Teas	De los campos Boquete, Cícuo y Momposina se bombea el crudo producido hasta la Estación Chicagua, de donde hace la transferencia en custodia al combustoleducto Ayacucho Coveñas
2				Cícuo	Petróleo y gas				
3				Monposina	Petróleo y gas				
4	VMM	Ecopetrol S.A. - Unión Temporal Ismocol S.A., Joshi Technologies, Parko Services.	UT IJ	Calpal	Petróleo y gas	Medidor de Orificio (presión diferencial) facilidades de producción	Medidores Barton ubicados en facilidad de producción	Sin ventas de gas, producción distribuida entre consumo interno y Teas	Las entregas de crudo o petróleo por los tanques, se bombean hasta la Estación Vasconia
5				Palagua					
6	VIM	Ecopetrol S.A – Solana Petroleum Colombia	Solana Petroleum Colombia	Guepajé	Gas	Medidor de platina computador de flujo	Estación Guepajé	Medidor en Estación Guepajé	Entregas de gas al Transportador Promigas
7	VIM	ANH - Geoproduction	Geoproducción Oil and Gas of Colombia	Arianna	Gas	Medidor Tipo placa de orificio Bristol	Estación campo Arianna	Medidor en Estación Arianna	Entregas de gas al Transportador Promigas
8	CAT	Ecopetrol S.A.	Ecopetrol S.A	Río Zulia	Petróleo y gas	Medidor de Orificio (presión diferencial) facilidades de producción	Medidores Barton ubicados en facilidad de producción	Sin ventas de gas, producción distribuida entre consumo interno y Teas	Se tienen 3 tanques de 30.000 barriles cada uno, donde se recibe y fiscaliza el crudo. El crudo se entrega en tanques a un tercero (Petróleos del Norte) quien se encarga del transporte hasta la Estación Ayacucho de Oleoductos EC
9	CAT	Ecopetrol S.A	Ecopetrol S.A	Cerrito	Gas	Medidor de gas FLOBOSS 407	Estación campo Cerrito	Medidor en Estación campo Cerrito	Entregas de gas al Transportador Gases del Oriente S.A. E.S.P
10	VMM	Ecopetrol S.A. - Compañía Operadora PetroColombia S.A.	Compañía Operadora PetroColombia S.A. COPP S.A	Opón (comercial)	Gas	Platinas de orificio y Computador de Flujo	Estación Campo Opón	Medidor Estación campo Opón	Entregas gas y crudo a la línea hacia planta Barrancabermeja
11				Lilia (prueba extensa)	Petróleo y gas	Medidor Orificio	Locación pozo	Consumo interno-Tea	
12	VIM	ANH - Stratus Oil & Gas	Stratus Oil & Gas	La Creciente	Gas	-	-	-	Pozo exploratorio productor de gas. Estado actual cerrado
13	VMM	Ecopetrol S.A. - Harken de Colombia Ltd	Harken de Colombia Ltd	Catalina / El Olivo	Petróleo y gas	Medidor de orificio en facilidad producción	Medidores Barton en facilidad producción	Producción distribuida en consumo interno y Teas	Entregas tanques de crudo se transporta por carro tanques a Estación Ayacucho
14	VMM	Ecopetrol S.A.	Ecopetrol S.A.	Cocorná	Petróleo y gas	Medidor de Orificio en facilidad producción	Medidores Barton en facilidad producción	Producción distribuida en consumo interno y Teas	Entregas tanques de crudo se transporta por carro tanques a Estación Vasconia
15	CAT	Ecopetrol S.A. - Mompos Oil Company Inc.	Mompos Oil Company Inc	Carbonera La Silla	Petróleo y gas	Medidor de Orificio en facilidad producción	Medidores Barton en facilidad producción	Producción distribuida en Consumo Interno y Tea	Entregas tanques de crudo se transporta por carro tanques a Estación Tibú
16	CAT	Ecopetrol S.A	Ecopetrol S.A	Petrolea	Petróleo y gas	Sistema de Platinas de Orificio registrador Barton	Facilidades de producción	Producción distribuida en consumo interno y Teas	Las Baterías Petrolea y Sardinata bombean hacia la Estación Central I-21, de donde se bombea al punto de transferencia de custodia en campo 6
17				Sardinata	Petróleo y gas				
18				Tibu	Petróleo y gas				

19	CAT	Ecopetrol S.A. - Petrotesting Colombia	Petrotesting Col. S.A	Puerto Barco	Petróleo y gas	Medidor de Orificio	Batería Puerto Barco	Consumo Interno-Tea		
20	VSM	Ecopetrol S.A.	Ecopetrol S.A.	Brisas	Petróleo y gas	Platina orificio de	Batería Dina Cretáceos	Consumo Interno-Tea		
21				Cebú			Batería Dina Cretáceos	Consumo Interno-Tea		
22				Dina Cretáceos			Batería Dina Cretáceos	Consumo Interno-Tea		
23				Dina Terclarios			Batería Dina Cretáceos	Estación Dina Cretáceos	Gas Procesado planta en Dina Cretáceos	
24				Hato Nuevo			Batería Dina Terciarios			
25				Palogrande			Cerrado			
26				Pijao			Dina Cretáceos	Consumo Interno-Tea		
27				Santa Clara			Batería Santa Clara	Estación Dina Cretáceos	Gas Procesado planta en Dina Cretáceos	
28				Tenay			Batería Dina Cretáceos			
29				Andalucía Sur			Batería Andalucía	Consumo Interno - Tea		
30	VSM	Ecopetrol S.A. - ANH	Ecopetrol S.A.	Tello	Petróleo y gas	Platina de orificio	Batería Tello	Consumo Interno y Teas		
31				La Jagua						
32		Petrobras Colombia LTD	Petrobras Colombia LTD	Yaguará	Petróleo y gas	Platina de orificio	Batería Yaguará	Gaseoducto Río Ceibas Tello	El gas se vende a ECP para consumo en Tello	
33				Rio Caibas						
34				Espino						
35		Ecopetrol S.A. - Hocol S.A	Hocol S.A	San francisco	Petróleo y Gas	Platina de Orificio	Batería Monal	Consumo Interno - Teas		
36				Balcón			Batería Balcón			
37				Palermo			Batería Santa Clara			
38		Ecopetrol S.A. - Hocol S.A		La Hocha	Petróleo y Gas	Platina de Orificio	Batería La Hocha	Consumo interno y Teas		
39				La Cañada Norte			Locación pozo		Teas	
40	VSM	Petrobras Colombia LTD	Petrobras Colombia LTD	Guando	Petróleo y Gas	Sistema de Platinas de Orificio con registrador Barton y Computador de Flujo	Islas de Producción y Facilidades de producción	Trampa de raspadores Gasoducto Guando Gastol	Transferencia de Custodia al oleoducto OAM en la Estación Chicoral - Medición Dinámica Unidad LACT	
41				Purificación						
42		Petrobras Colombia LTD	Petrobras Colombia LTD	Matachín Sur	Petróleo y Gas	Sistema de Platinas de Orificio con registrador Barton	Facilidades de Producción-WPF	Gas usado en generación eléctrica y venteado el excedente	Transferencia de Custodia al oleoducto OAM en la Estación Saldaña - Medición Dinámica	
43				Matachín Norte			Facilidades de Producción Campo Matachín Sur	Gas usado en generación eléctrica, inyección a yacimiento y venteado al aire	Transferencia de custodia al oleoducto OAM en la Estación Saldaña - Medición Dinámica	
44		VSM	Kappa Resources Colombia Limited - Ecopetrol S.A	Abanico	Petróleo y Gas	Sistema de Platinas de Orificio con registrador Barton	Facilidades de Producción Campo Abanico	Tie-Inn Gasoducto Campo Abanico -Gasoducto Gastol.	Transferencia de custodia al oleoducto OAM en la Estación Tie-Inn - Empalme del Oleoducto Abanico al Oleoducto Guando-Chicoral - Medición Dinámica	
45				Samarkanda						
46	VSM	Interoil Colombia EYP - Ecopetrol S.A.	Interoil Colombia EYP	Ambrosia	Petróleo y Gas	Sistema de Platinas de Orificio con registrador Barton	Facilidades de Producción Estación Ambrosía	Gas Venteado-Quemado en sitio	Crudo transportado por carro tanque hasta el campo Abanico	
47				Totare						

									Colombia			
48				Río Opiá	Petróleo y Gas		Facilidades de Producción Estación Río Opiá	Gas Venteado-Quemado en sitio				
49				Mana	Petróleo y Gas		Facilidades Temporales de Producción Estaciones Mana-6 y Mana-7	Gas Venteado-Quemado en sitio				
50				Toqui Toqui	Petróleo y Gas		Facilidades de Producción Estación Toqui-Toqui	Transferencia a Planta de Turgas				
51				Puli	Petróleo y Gas		Facilidades de Producción Estación Puli	Gas Usado en Generación Eléctrica y Venteado-Quemado sitio				
52	VSM	Petrotesting Col. S.A. - Ecopetrol S.A.	Petrotesting Colombia S.A.	Río Saldaña	Petróleo y Gas	Sistema de Platinas de Orificio con registrador Barton	Facilidades de Producción Estación Río Saldaña	Gas Venteado-Quemado en sitio	Crudo transportado por carro tanque hasta la Estación Toldado - ECP			
53	VSM			Pauta			Facilidades de Producción Estación Pauta	Gas Venteado-Quemado en sitio				
54	VSM			Chenche			Facilidades de Producción Estación Chenche	Gas Venteado-Quemado en sitio	Crudo transportado por carro tanque hasta la Estación PPF de Petróbras			
55	VSM	Petrotesting Col. S.A. - Ecopetrol S.A	Petrotesting Colombia S.A	Montañuelo	Gas	Sistema de Platinas de Orificio con registrador Barton y Computador de Flujo	Facilidades de Producción Estación Montañuelo	Gas Entregado a Gasoducto Montañuelo-Gualanday - ECOGAS	Gas entregado al Gasoducto Montañuelo Gualanday - ECOGAS			
56	VSM	Hocol S.A. - ECOPETROL S.A.	Ecopetrol S.A.	Ortega	Petróleo y Gas	Sistema de Platinas de Orificio con registrador Barton	Facilidades de Producción Estación Santa-Rita	Gas Venteado-Quemado en sitio	Crudo Transportado por Oleoducto - Estación Santa Rita - Empalme al Oleoducto Toldado - Gualanday			
57				Pacande			Facilidades Estación Quimbaya	Gas Venteado-Quemado en sitio	Crudo Transportado por carro tanque hasta la Estación Toldado - ECP			
58				Quimbaya			Facilidades Estación Toldado		Crudo transportado por oleoducto - Estación Toldado - Gualanday			
59				Toldado			Facilidades Estación Toy		Crudo transportado por carro tanque hasta la Estación Toldado - EC			
60				Toy								
61	VSM	Hocol S.A. - ECOPETROL S.A	HOCOL S.A.	Pacande Norte	Petróleo y Gas	Sistema de Platinas de Orificio con registrador Barton	Facilidades de Producción Estaciones Pacande Norte-1	Gas Venteado-Quemado en sitio	Crudo transportado por carro tanque hasta la Estación Toldado - ECP			
62	VSM	Sociedad de Exploración y Explotación Petrolera S.A. - Ecopetrol S.A.	Sociedad de Exploración y Explotación Petrolera S.A.	Guaduas	Petróleo y Gas	Sistema de Platinas de Orificio con registrador Barton	Facilidades de Producción Estación PF1 - Campo Guaduas	Gas Usado en Generación Eléctrica, Inyección a yacimiento y venteado al aire	Transferencia de Custodia al oleoducto OAM en la Estación Dorada - Medición Dinámica Unidad LACT			
63	Llanos	Ecopetrol S.A.	Ecopetrol S.A.	Apiay	Petróleo y Gas	Dinámico (Platina orificio)	Estación	Gasoducto				
64				Suria								
65				Reforma								
66				Cravo Sur			Facilidades Producción	Gasoducto Consumos				
67				Gloria Norte	Petróleo y Gas							
68				Gloria								
69				Morichal	Facilidades Producción		Gasoducto Consumos					
70				Tocaria								
71	Llanos	Ecopetrol S.A	Ecopetrol S.A	Rancho Hermoso	Petróleo y Gas	Dinámico (Platina orificio)	Estación	Venta Planta Gasmocan				
72	Llanos	ECP - Petrotesting	Petrotesting	La Punta	Petróleo y Gas				Sin uso hasta el momento			
73	Llanos	ECP - BP	BP	Cusiana	Petróleo y Gas	Dinámico	CPF Cusiana	Inyección y	Inyección y ventas a			

74				Cusiana		(Ultrasónico)		ventas a gasoducto	gasoducto
75				Cusiana				Inyección	
76				Cupiagua				Inyección	
77				Cupiagua				Inyección	
78				Floreña				EPF Floreña	Inyección y ventas a gasoducto
79				Cupiagua Sur				CPF Cusiana	
80	Llanos	ECP Occidental -	Occidental	Rondón	Petróleo y Gas	Dinámico (Tipo BORTEX)	Facilidades Rondón	Consumo Campo	
81				Caricare					
82	Llanos	ECP- Repsol	Repsol	Capachos	Petróleo y Gas	Dinámico (Platina de orificio)	Facilidades Capachos	Consumo Campo	
83	Llanos	Ecopetrol S.A	Ecopetrol S.A	Arauca					
84	VMM	ECP Occidental -	Ecopetrol S.A	Infantas	Petróleo y Gas	Presión Diferencia	Estaciones 1 a la 7		
85				La Cira					
86	VMM	Ecopetrol S.A	Ecopetrol S.A	Aguas Blanca	Petróleo y Gas	Presión Diferencia	Batería Aguas Blancas		
87				Colorado					
88				Gala					
89				Galan					
90				Lisama					
91	VMM	Ecopetrol S.A	Ecopetrol S.A	Lisama Profundo	Petróleo y Gas	Presión Diferencial	Estación Central Lisama	Refinería	
92				Llanito				2 Baterías	
93				Nutria				Estación Tesoro	
94	VMM	Ecopetrol S.A	Ecopetrol S.A	Peroles	Petróleo y Gas	Presión Diferencial	Estación Peroles		
95				San Luis				Batería San Luis	
96				San Silvestre				Estación Galan	
97				Tenerife				Batería Tenerife	
98				Tesoro				Estación Tesoro	
99				Bonanza				Estación 3 Bonanza	
100	VMM	Ecopetrol S.A	Ecopetrol S.A	Conde	Petróleo y Gas	Presión Diferencial	Estación Conde		
101				Liebre				Estación Liebre Provincia	
102				Sabana				Batería Sabana	
103				San Roque				Estación San Roque	
104				Santos				Estación 1 Santos	
105				Suerte				Estación 2 Suerte	
106				Tisquirama				Estación Tisquirama	
107	VMM	Ecopetrol S.A - Schlumberger	Ecopetrol S.A	Casabe	Petróleo y Gas	Presión Diferencial	Estación 2,3,4 Casabe		
108				Peñas Blancas					
109				Bajo Río					
110	VMM	ECP Petronorte -	Petróleos del Norte S.A	Doña María	Petróleo y Gas	Presión Diferencial	Estación Doña María		
111	VMM	ECP, Petronorte, Petrosantander	Petróleos del Norte S.A	Santa Lucía	Petróleo y Gas	Presión Diferencial	Estación Santa Lucía		
112				Los Ángeles				Estación los Ángeles	
113	VMM	Ecopetrol S.A. - Petrosantander (Colombia) INC	Petrosantander (Colombia) INC	La Salina	Petróleo y Gas	Presión Diferencial	Estación La Salina	Gasoducto Bucaramanga Refinería	
114				Payoa					
115				Corazón					
116				Aguas Claras					
117				Corazón West B					
118				Payoa West					
119	VMM	Petrosantander (Colombia) INC	Petrosantander (Colombia) INC	Liebre	Petróleo y Gas	Presión Diferencial			
120	Guajira	Ecopetrol S.A. - Chevron Texaco	Chevron Texaco	Ballena	Gas	Ultrasónico entrega a Promigas, Platina	Estación Ballena, Estación Promigas	Estación Promigas	

					Estación Ballena			
121				Chuchupa	Gas	Ultrasónico entrega a Promigas, Platina Estación Ballena, platina Estación Centragas	Estación Ballena, Estación Centragas	Estación Centragas
122				Riohacha	Gas	Cerrado	Cerrado	
123				Quinde	Petróleo y Gas		Batería Quinde	NO
124	PUT	Ecopetrol S.A. - Petrotesting	Petrotesting	Quillacingga	Petróleo y Gas	Platina de orífero	Batería Quillacingga	NO
125				Cohembi	Petróleo y Gas		Batería Cohembi	NO
126				Acae-San Miguel			Batería Colon	
127				Alborada			Batería Mansoja	
128				Caldero			NA	
129				Caribe			Batería Caribe	
130				Cedra			NA	
131				Cencella			Batería Mansoja	
132				Churuyaco			Batería Churuyaco	
133	PUT	Ecopetrol S.A.	Ecopetrol S.A.	Hormiga	Petróleo y Gas	Platina de orífero	Batería Loro	
134				Loro			mansoja	
135				Mansoja			Batería Orito	
136				Orito			NA	
137				Quilili			Batería Churuyaco	
138				San Antonio			Batería Caribe	
139				Sucio			Batería Churuyaco	
140				Sucumbios			Batería Mansoja	
141				Yurilla				
142				Toroyaco			Batería Toroyaco	
143	PUT	Ecopetrol S.A. - Gran Tierra	Gran Tierra	Linda	Petróleo y Gas	Platina de orífero	NO	
144				Mary			NO	
145				Miraflor			Batería Mary	
146				Guayuyaco			NO	
147	VMM	Mansarovar	Mansarovar	Velasquez			Velasquez	NO
148				Jazmin			Jazmin	NO
149	VMM	Mansarovar y Ecopetrol S.A.	Mansarova	Chicala	Petróleo y Gas	Platina de orífero	Chicala	NO
150				Abarco			Abarco	NO
151				Girasol			Girasol	NO
152				Nare			Nare	NO
153				Teca			Teca	NO
154				Underriver			Underriver	NO

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

### Nota:

CAT = Catatumbo

LLAN = Llanos

VIM = Valle Inferior del Magdalena

VSM = Valle Superior del Magdalena

CHOC = Choco Pacifico

PUT = Putumayo

CORD = Cordillera

VMM = Valle Medio del Magdalena

GUAJ = Guajira



## Anexo 2

### Características de los gasoductos en Colombia

Gasoductos	Diámetro (pulgadas)	Longitud (km)	Capacidad (MPCD)
Ballena-B/quilla-Cartagena	20	398	420
Jobo Tablón-Mamonal	10	200	50
Jobo Tablón-Cerromatoso	8	85	30
Guepajé-Sincelejo	6-8	59	30
El Difícil-B/quilla	12	148	54
Payoa-Bucaramanga	6	56	20
Payoa-Galán	10	56	64
Galán-Termo Galán	10	4	12
Dina-Gualanday	12	149	20
Tello-Neiva	12	5	10
Apiay-Bogotá	6	134	12
Morichal-Yopal	4	13	10
Ballena-Barranca	18	579	150
Mariquita-Cali	20	340	200
Barrancabermeja-Neiva	22-20-14-12-6	573	150
Barranca-Bucaramanga	10	158	16/20
Sebastopol-Medellín	14/12	149	53
Cusiana Apiay	10-12	149	20
Montañuelo-Gualanday	6-4	36	18



## Anexo 3

### Sistema internacional de unidades y condiciones estándar

El sistema internacional de unidades también conocido como sistema métrico se diseñó en Francia a finales de la Revolución y desde entonces se ha adoptado a nivel mundial.

Magnitud	Unidad	Símbolo	Otra forma de expresar
Longitud	Metro	m	
Tiempo	Segundo	s	
Masa	Kilogramo	kg	
Temperatura	Kelvin	K	
Volumen	Metro cúbico	$m^3$	
Masa en volumen	Kilogramo por metro cúbico	$kg/m^3$	
Fuerza	Newton	N	$m \cdot kg \cdot s^{-2}$
Presión	Pascal	Pa	$N \cdot m^{-2}$
Energía	Joule	J	$N \cdot m$
Potencia	Watt	W	$J \cdot s^{-1}$

### Cuadro de conversión

Longitud			Volumen		
m	Pie ft	Pulgada in	Metro cúbico $m^3$	Pie cúbico $ft^3$	Galón US
1	3,2808399	39,3700787	1	35, 3146	264,17205
0,3048	1	12	0,0283168	1	7,4805195
0,0254	0,08333	1			1
Presión			Potencia		
kilopascales kPa	psi	bar	Kilowatio kW	Kilocaloría/ hora kcal (IT)/h	Btu (IT)/hora Btu (IT)/h
1	0,1450377	0,01	1		
6,8947573	1	0,0689476		1	
100	14,5037738	1			1
Poder calorífico					
Btu/pie <sup>3</sup>			kcal/m <sup>3</sup>		kJ/m <sup>3</sup>
1			8,899146405		37,25894617
0,1123703279			1		4,1868
0,02683919173			0,2388458966		1

Temperatura
$^{\circ}C = (^{\circ}F - 32)/1,8$
$^{\circ}F = 1,8 \cdot ^{\circ}C + 32$
$^{\circ}K = ^{\circ}C + 273,1$

## Condiciones estándar de presión y temperatura

Internacionalmente no existe un acuerdo respecto a las condiciones estándar y normales de presión y temperatura. Organizaciones como la IUPAC definen por separado condiciones estándar y condiciones normales, otras coinciden que no hay diferencia entre condición estándar y normal.

Para la IUPAC, las condiciones estándar son condiciones bien definidas e inmutables (aceptadas por convención) y toma los valores de 273,15 K (0 °C) para la temperatura y  $10^5$  pascales para la presión. Las condiciones normales son variables y de carácter cualitativo, es decir, hacen referencia a condiciones aproximadas (cualitativas, no cuantitativas) de trabajo. En este sentido, lo más habitual es que la presión sea de 1 atm, o sea, 101,325 kPa (en el S.I.). Pero la temperatura dependerá de las condiciones reales: 25 °C, 15 °C.

Por convención internacional se toma los valores de 0 °C y 101,325 kPa como condiciones estándar para hallar el volumen de cualquier gas considerándolo como gas ideal. Bajo estas condiciones reemplazando en la ecuación para gas ideal se encuentra que el volumen de un mol de cualquier gas es 22,4 L (constante).

Como el poder calorífico depende de las características del pozo donde se extrae el gas, se tiene que, al tomar un mol del gas referido a condiciones estándar, cuyo volumen es conocido, es posible determinar la energía (Energía = poder calorífico \* volumen). La energía del gas de un pozo calculada de esta forma se puede comparar con cualquier otro valor reportado en el mundo.

Lo anterior sirve, además, para tener una referencia mundial de precios y conocer como es la variación de las distintas bolsas. En el campo productor se compra energía, no volumen.

Respecto a la presión, se tiene que ésta permanece casi constante para todos los estándares en el ámbito mundial, esto indica que es un valor que se puede alcanzar con facilidad en laboratorio. Para la temperatura existen diferencias notables y van desde 0 hasta 25 grados Celsius.

Condiciones diferentes de 0 °C y 101,325 kPa, se toman para cada localidad (país) con el fin de usar variables repetibles en laboratorio. Es así como cada país adopta a conveniencia sus mejores valores y los aplica en cada uno de los procesos involucrados en la cadena del gas natural. La CREG por ejemplo en la Resolución 041 de 2008 adopta los valores de 14,65 psi (1,01 bar absoluto), y una temperatura de 60 °F (15,56 °C) como condiciones estándar, a estas condiciones se referirán los volúmenes y todas las propiedades volumétricas del gas transportado por el Sistema Nacional de Transporte.

Olade (Organización Latinoamericana De Energía) indica que la medida del volumen del gas natural debe ser expresada en metros cúbicos y tiene las siguientes equivalencias:

1 metro cúbico =	35.3147	Pies cúbicos
------------------	---------	--------------

	6.2898	bariles
	264.172	Galones americanos
	1000	litros

El gas natural se puede expresar en dos unidades:

Energía, en **TJ o kCal**

Volumen, en millones de metros cúbicos (**Mm<sup>3</sup>**)

Conversiones de energía

1 kcal = 4,1867 kJ

1 Btu = 0,252 kcal

Condiciones estándar de uso corriente en el mundo			
Temperatura [°C]	Presión absoluta [kPa]	Humedad Relativa [% RH]	Entidad que publicó o estableció
0	100		IUPAC (definición actual)
0	101,325		NIST, ISO 10780 (flujo de gas en ductos)
15	101,325	0	ICAO's ISA, ISO 13443 (condiciones estándar de referencia Gas Natural)
20	101,325		EPA,NIST
25	101,325		EPA
25	100		SATP
20	100	0	CAGI
15	100		SPE
20	101,3	50	ISO 5011
°F	Psi	% RH	
60	14,696		SPE,U.S. OSHA,SCAQMD
60	14,73		EGIA,OPEC, U.S. EIA
59	14,503	78	U.S. Army Standard Metro
59	14,696	60	ISO 2314, ISO 3977-2

En términos generales, para obtener un estimativo de referencia que compare los precios del gas natural en boca de pozo con los precios internacionales se debe calcular la energía a condiciones estándar de 0 °C y 101,325 kPa. Para efectos locales (cada país), la energía debe calcularse teniendo en cuenta condiciones reproducibles con facilidad en laboratorio, además el cálculo de variables como el poder calorífico y el volumen también son función de las condiciones estándar.

Condición estándar de varios países (de acuerdo con su legislación de gas):

Argentina: 15 °C, 101,325 kPa

Brasil: 20 °C y 101,325 kPa

Colombia: 60 °F, 14.65 psi

España: 0 °C, 101,325 kPa



## Anexo 4

### Poder calorífico

El poder calorífico de un combustible es la cantidad de energía desprendida en la reacción de combustión, referida a la unidad de masa de combustible, también se puede tomar como la cantidad de calor que entrega un kilogramo, o un metro cúbico de combustible al oxidarse en forma completa.

El poder calorífico se mide en un ensayo calorimétrico donde los productos de combustión se enfrián en condiciones atmosféricas normales.

La cantidad de energía producida por la combustión de un volumen de gas natural se mide en Unidades Térmicas Británicas (Btu), se recomienda utilizar unidades en Sistema Internacional (kilo Julios kJ o kilo Calorías kCal). El valor del gas natural es determinado por su potencial energético que es medido en kilo Julios o kilo Calorías.

Una caloría es la cantidad de energía necesaria para elevar un grado centígrado la temperatura de un gramo de agua, a condiciones normales; un Btu equivale a 252 calorías.

El Gas Natural posee aproximadamente 9200 kCal/m<sup>3</sup>.

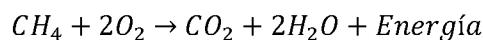
El potencial de energía del gas natural es variable y depende de su composición: cuanto mayor sea la cantidad de gases no combustibles que contenga, menor será el valor de energía. Además, la masa volumétrica de los diferentes gases combustibles influye sobre el valor energético del gas natural. Cuanto mayor sea la masa, mayor será la cantidad de átomos de carbono para el gas considerado y, por consiguiente, mayor será su energía.

Para un gas, el poder calorífico por unidad de volumen puede cambiar dependiendo de la temperatura y presión a la que el gas se encuentra.

Esto se puede entender mediante la ley de gas ideal.

$$V = \frac{nRT}{P}$$

Como se puede ver el volumen depende de la temperatura y la presión, por lo que para medir el poder calorífico de un gas se hace a presión y temperatura estándar. Al hacer esto se encuentra un valor representativo del número de partículas en el volumen determinado, asumiendo que es un gas puro. La energía guardada dentro de cada partícula es la energía liberada cuando se produce la combustión del gas, con lo cual se mide el poder calorífico. Un ejemplo de esto es la combustión del metano:



Siempre que el metano reacciona con aire libera la misma cantidad de energía, por lo que se le considera un buen indicador para contabilizar el número partículas que hay en un volumen determinado.

En el caso de gas natural hay otros componentes, aparte de metano, que cambia el poder calorífico al mezclarse con estas moléculas. En este caso, el poder calorífico se vuelve un indicador de la calidad del gas.

Diversos análisis sobre el valor de energía del gas natural son realizados en cada etapa de la cadena del producto. Se utilizan para esto analizadores con proceso cromatográfico del gas, para poder realizar análisis fraccionales de las corrientes de gas natural, separando el gas natural en sus componentes identificables. Los componentes y sus concentraciones se convierten en valor calorífico bruto en kJ o kCal por metro cúbico.

La composición del gas natural varía según la zona geográfica, la formación o la reserva de la que es extraído. Los diferentes hidrocarburos que forman el gas natural pueden ser separados utilizando sus propiedades físicas respectivas (peso, temperatura de ebullición, presión de vaporización). En función de su contenido en componentes pesados, el gas es considerado como rico (cinco o seis galones o más de hidrocarburos extraíbles por pie cúbico) o pobre (menos de un galón de hidrocarburo extraíble por pie cúbico).

Normalmente, el gas natural tal cual se presenta después de su extracción no se puede transportar, ni tiene una utilización comercial, necesita una transformación. El gas natural comercializable se compone casi exclusivamente de metano y de etano, excluyendo las impurezas que como la humedad y el azufre deben ser removidas del gas natural bruto. El transporte por gasoductos impone a su vez reglas sobre la calidad del gas natural. En cualquier caso, el gas natural debe ser tratado con el fin de eliminar el vapor de agua, los sólidos y los otros contaminantes y separarlo de ciertos hidrocarburos cuyo valor es más elevado como producto separado que como producto mezclado.

#### Medición del poder calorífico

Medición absoluta en un calorímetro.

Midiendo la composición química por cromatografía gaseosa y calculando el poder calorífico de la mezcla utilizando los valores encontrados en la literatura para los componentes individuales.

El método cromatográfico es el usado industrialmente pues es el más rápido y de fácil utilización. Existen equipos diseñados especialmente para medir en forma totalmente automática la composición y traen incorporado un software para calcular el poder calorífico. Muchas empresas cuentan con equipos conectados en línea que efectúan mediciones en forma periódica.

El poder calorífico es constante para cada combustible por ejemplo:

Combustible	Fórmula química	Poder Calorífico [MJ/kg]
Metano	CH <sub>4</sub>	55,8
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	50,6
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	49,5
Carbono	C	28
Azufre	S	8,97

$$PC = \frac{\sum(Pesoatómico * PC_{máx})}{\sum Pesosatómicos}$$

El gas natural, según su definición básica, es una mezcla natural de gases hidrocarburos. A pesar de ello, en muchos gases se encuentran constituyentes no combustibles, como son el dióxido de carbono, argón, nitrógeno y otros gases inertes. Estos afectan el poder calorífico del gas y, si existen en exceso, conviene retirarlos.

Para los altos volúmenes que generalmente se transfieren en las operaciones de transporte es deseable disponer de equipos que puedan alimentar en tiempo real la información de poder calorífico obtenida de la composición del gas, o al menos de un calorímetro en línea.

Medidas comunes para poder calorífico:

kcal/m<sup>3</sup> (kilo calorías por metro cúbico)

kWh/m<sup>3</sup> (kilo Watt hora por metro cúbico)

MJ/m<sup>3</sup> (mega Julios por metro cúbico)

Btu/pie<sup>3</sup> (unidad térmica británica por pie cúbico)

## ARGENTINA:

Cantidad y poder calórico

El volumen y el poder calórico del gas natural entregado se determinan como sigue:

La unidad de volumen a los efectos de la medición será un metro cúbico de gas a una temperatura de quince grados (15°C) centígrados y a una presión de 101,325 kilo pascales absoluta (condiciones estándar según ISO 13443).

La unidad de peso a los efectos de la medición será el kilogramo [kg].

La presión atmosférica promedio absoluta se entenderá como de 101,325 kPa.

El Poder Calórico se determina:

Con el uso de un calorímetro correctamente ubicado y de marca aceptable

Calculado por análisis fraccionario

Utilizando métodos trazados en el «A.G.A. Gas Measurement Committee Report Nº 5 », última edición, o

Con otros métodos mutuamente acordados.

La unidad de facturación del gas entregado de conformidad con estas condiciones generales será el metro cúbico. El cargo por metro cúbico transportado a facturar se determina multiplicando el número de metros cúbicos de gas entregado por el poder calorífico del gas entregado, expresado en kilocalorías dividido por 9.300. El poder calorífico total promedio del gas por metro cúbico mencionado aquí se determina mediante el calorímetro registrador del transportista y se corrige para convertirlo a base seca.

El valor de 9.300 kcal/m<sup>3</sup> es un valor adoptado como referencia a los efectos de uniformar la facturación de todos los usuarios del país, los cuales reciben gas o mezclas de gases procedentes de diferentes cuencas productoras y, por lo tanto, con diferentes calidades; es decir, con diferentes poderes caloríficos.

Poder calorífico de referencia

El valor de poder calorífico de referencia [Unidad de Energía/Unidad de Volumen] es un valor adoptado por los entes reguladores de monopolios de gas, a efectos de normar la facturación de todos los usuarios de un país cuando se presentan mezclas de gases procedentes de diferentes campos productores con diferentes poderes caloríficos y cuyo consumo se establece por unidad volumen. El fin último de contar con precios de gas [\$/m<sup>3</sup>] a un poder calorífico de referencia es el de contar con un mejor control del precio del insumo gas en el mercado nacional.

Aplicación de poder calorífico por países:

Argentina: cuenta con diferentes factores que lo obligan a tener un poder calorífico de referencia como son:

Mezclas de gases con diferentes poderes caloríficos

Precio en boca de pozo, fluctuante de acuerdo con el precio internacional del gas en dólares (USD).

Se tienen diferentes estaciones climáticas.

Necesidad de publicar los costos del GAS para un mejor control del servicio.

Los distribuidores compran energía, transportan volumen y venden volumen.

Dado lo anterior Argentina define un esquema único nacional con un precio de gas en metros cúbicos a un **Poder Calorífico de Referencia** de [\$/m<sup>3</sup>] a 9.300 Btu/pie<sup>3</sup>.

Brasil: cuenta igualmente con diferentes factores que lo obligan a tener un poder calorífico máximo de referencia como son:

Mezclas de gases con diferentes poderes caloríficos

Precio en boca de pozo, fluctuante de acuerdo con el precio internacional del gas en dólares (USD), utilizando la media de las tasas de cambio comercial de venta del dólar norteamericano PTAX-800 publicadas en el “Sistema do banco Central do Brasil” (Sisbacen).

Necesidad de publicar el precio del gas para un mejor control del servicio.

Los distribuidores compran volumen, transportan volumen y venden volumen.

Dado lo anterior, Brasil define un esquema único nacional con un precio de gas en metros cúbicos a un **Poder Calorífico de Referencia [R\$/m<sup>3</sup>]** de 9.400 kcal/m<sup>3</sup>, actualizable por los índices de precios del gas en el ámbito internacional.

España: no utiliza un poder calorífico de referencia, ya que su estructura tarifaria está basada en energía; por consiguiente, no es necesario realizar conversiones ni ajustes de volumen por poder calorífico:

Existen muchas mezclas de gases con diferentes poderes caloríficos, provenientes de diferentes países.

El precio del gas es fluctuante de acuerdo con el precio internacional del gas en dólares (USD), y es cobrado en €/kWh

Además, las estaciones climáticas hacen que fluctúe el precio del gas.

Finalmente el distribuidor compra energía, transporta energía y vende energía.

Para facilitar la venta por energía, cuentan con calorímetros cada vez que cambia de custodia el gas.

Dado lo anterior, España define un esquema de tarifas con un precio de gas basado en energía [€/kWh] y no establecen un **Poder Calorífico de Referencia**, puesto que su medición utilizando cromatógrafos, es más puntual y sectorizada, y no requieren conversión a volumen.

México: no utiliza un poder calorífico de referencia ya que su estructura tarifaria está basada en cálculos de energía, por lo que no requieren realizar conversión ni ajustes de volumen por poder calorífico:

Mezclas de gases con diferentes poderes caloríficos.

Precio del gas en dólares, fluctuante de acuerdo con el precio internacional.

El distribuidor compra energía, transporta energía y vende energía.

Para facilitar la venta por energía cuentan con calorímetros en cada punto de cambio de custodia del gas y los puntos de mezcla.

Dado lo anterior, México define un esquema único nacional con un precio de gas en mega julios, el cual se actualiza con un índice de precios para el usuario final, de acuerdo con el comportamiento del precio internacional, y de la inflación de dicho país [Mex\$/GJ].

Colombia: de las visitas realizadas a los operadores se dedujo que en la aplicación de la fórmula tarifaria contenida en las resoluciones CREG 57 de 1996 y la 11 de 2003, no había claridad normativa para que cada distribuidor calculara el precio  $[\$/m^3]$  a un poder calorífico de referencia. Posteriormente, en la interventoría realizada por la firma Itansuca a los operadores, estos acogen las recomendaciones de la visita; por lo que adoptada una fórmula tarifaria en  $[\$/m^3]$  a un poder calorífico de referencia. Ver comentarios.

Las características generales del mercado del gas. En Colombia son:

Cuenta, en su mayoría, con mezcla de gases de los campos de Cusiana y Ballenas; y otras más pequeñas como Palermo, Cicuco, Cantagallo, Guepaje, El Centro, Cerrito y Apiay.

El gas se compra por energía [Btu], se transporta en unidades de volumen [pie<sup>3</sup>] y se vende en unidades de volumen  $[\$/m^3]$ .

El precio fluctúa de acuerdo con la oferta (subasta de gas) realizada por los productores.

No es posible establecer un único poder calorífico de referencia por  $m^3$  a nivel nacional, porque cada distribuidor cuenta con una tarifa propia de  $[\$/m^3]$  a un poder calorífico de referencia.

## Anexo 5

### Análisis de la fórmula tarifaria propuesta por Itansuca

Dado que los distribuidores visitados aplican las recomendaciones realizadas por Itansuca Proyectos de Ingeniería S.A, se analizará la problemática que presenta.

La estructura del cargo promedio máximo unitario  $Mst$  es:

$$Mst = Gt + Tt + Dt + St + Kst$$

Itansuca está realizando un procedimiento cíclico que conlleva a cálculos innecesarios en su formulación.

Cargo por compra de gas	
$G_t = \frac{P_G * E_G * \gamma}{V_D^*} [$/m³]$	<p><math>P_G</math> [US\$/MBtu]: Precio del gas comprado por el concesionario e ingresado al sistema de transporte.</p> <p><math>E_G</math> [MBtu]: Cantidad de gas comprada por el concesionario e ingresado al sistema de transporte.</p> <p><math>\gamma</math> Col\$/US]: Tasa de Cambio Aplicable. Se supone sin pérdida de generalidad, que es la misma que aplica para compras de gas y para compra de transporte.</p>
$V_D^* = \frac{E_G}{\rho^* * \delta} * 10^6$	<p><math>V_D^*</math> [m³]: Es el resultado de sumar los volúmenes medidos de cada consumidor, los cuales están corregidos por poder calorífico, presión y temperatura.</p>
$\sum (V_{medidos} * Kp * Kt * Kpc) =$ $\frac{E_G}{\rho^* * \delta} * 10^6$ $\sum V_{medidos} * (Kp * Kt * Kpc) =$ $Vcg * Kp * Kt * \frac{\rho_{cg}}{\rho^*} * \frac{10^6}{\delta}$	<p>En cuanto a la definición de <math>V_D^*</math> no presenta congruencia, pues está sugiriendo que la sumatoria de los volúmenes medidos al usuario final y corregidos es igual a volumen recibido en puertas de ciudad.</p>

$G_t = \frac{P_G * E_G * \gamma}{\frac{E_G}{\rho^* * \delta} * 10^6}$	Reemplazando $V_D^*$
$G_t = \frac{P_G * \gamma * \rho^* * \delta}{10^6}$	<p>Simplificando se obtiene el componente <math>G_{lt}</math></p> <p><math>\rho^*</math> [Btu/pie<sup>3</sup>]: Poder calorífico del gas de referencia como propósito de cobro al consumidor final</p> <p><math>\delta</math> [pie<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>]: Factor de conversión métrico de pies cúbicos a m<sup>3</sup>. <math>\delta = 35,315</math> pie<sup>3</sup>/m<sup>3</sup></p>
$\text{Facturación}_G = G_t \cdot V_{m,(T,P,PC)} \cdot \frac{PC_{m-1}}{PC_{ref}}$	<p>En el cálculo del costo traslado al usuario, este factor es multiplicado por el volumen consumido, corregido por temperatura, presión y poder calorífico. Con lo que se presenta un ciclo repetitivo de multiplicación y división por el mismo término.</p>
$\text{Facturación}_G = \frac{P_G * \rho^* * \delta * \gamma}{10^6} \cdot V_{m,(T,P)} \cdot \frac{PC_{m-1}}{PC_{ref}}$	<p><math>V_{m,(T,P,PC)}</math>: es el volumen consumido por el usuario corregido por temperatura, presión y poder calorífico.</p>
$\begin{aligned} \text{Facturación}_G &= \frac{(CGT / (V_D^* \cdot PC_M \cdot \delta / 10^6)) \cdot PC_{ref} * \delta * TRM}{10^6} \\ &\cdot V_{m,(T,P)} \cdot \frac{PC_m}{PC_{ref}} \end{aligned}$	<p>Convirtiendo a las variables utilizadas por la CREG:</p> <p><math>\delta = TRM</math></p> <p><math>\rho^* = PC_{ref}</math></p> <p>Reemplazando en la fórmula</p>
$\text{Facturación}_G = \frac{CGT \cdot TRM}{V_D^*} \cdot V_{m,(T,P)}$	<p>Simplificando términos. Con esta formulación se observa el ciclo repetitivo que puede llevar a inducir errores en la interpretación de los términos.</p>

Nota: En Itansuca el cargo de compra está dividido por el  $V_D^*$  que es el gas facturado y vendido al usuario final.

Cargo por transporte de gas	
$T_t = \frac{P_T * \gamma * \delta}{10^3 * V_D^*} * V_G [$/m³]$	<p><math>P_T</math>: tarifa cargo de transporte tal como aparece en las facturas expedidas por los transportadores.</p> <p><math>\delta</math> : factor de conversión métrico de pies cúbicos a m³. <math>\delta = 35,315</math> pie³/m³</p>
$V_G = \frac{E_G * 10^6}{\rho * \delta}$  $V_D^* = \frac{E_G}{\rho^* * \delta} * 10^6$	<p><math>V_G</math>: volumen real de gas transportado expresado en m³.</p> <p><math>V_D^*</math>: es el resultado de sumar los volúmenes medidos de cada consumidor, los cuales están corregidos por poder calorífico, presión y temperatura.</p>
$T_t = \frac{\frac{P_T * \gamma * \delta}{10^3} * E_G * 10^6 * \rho^* * \delta}{E_G * 10^6 * \rho * \delta}$	<p>Reemplazando <math>V_G</math> y <math>V_D^*</math> en el componente <math>T_t</math></p> <p><math>\rho</math>: poder calorífico del gas comprado por el concesionario</p>
$T_t = \frac{P_T * \gamma * \rho^* * \delta}{10^3 * \rho}$	Simplificando términos
$\text{Facturación } T = T_t * V_{m,(T,P)} * \frac{PC_{m-1}}{PC_{ref}}$	En el cálculo del costo traslado al usuario por el transporte, este factor es multiplicado por el volumen consumido, corregido por temperatura, presión y poder calorífico. Con lo que se presenta un ciclo repetitivo de multiplicación y división por el mismo término
$\text{Facturación } T = \frac{P_T * \gamma * \rho^* * \delta}{10^3 * \rho} * V_{m,(T,P)} * \frac{PC_{m-1}}{PC_{ref}}$	Reemplazando $T_t$ se tiene
$\text{Facturación } T = \frac{P_T * PC_{ref} * TRM * \gamma}{10^3 * PC_{m-1}} * V_{m,(T,P)} * \frac{PC_{m-1}}{PC_{ref}}$	Convirtiendo a las variables utilizadas por las resoluciones de la CREG:  $\delta = TRM$ $\rho^* = PC_{ref}$ $\rho^* = PC$  Reemplazando en la fórmula y simplificando términos.

$\text{Facturación } T = \frac{\left(\frac{CT_T}{V_D^* \cdot \delta / 10^3}\right) * PC_{ref} * \delta * TRM}{10^3 \cdot PC_{m-1} \cdot V_{m,(T,P)} \cdot \frac{PC_{m-1}}{PC_{ref}}}$	Reemplazando el componente $Pt$
$\text{Facturación } T = \frac{CT_T \cdot TRM}{V_D^*} \cdot V_{m,(T,P)}$	Simplificando términos
$\text{Facturación } T = \frac{CT_T (\$)}{V_D^*} \cdot V_{m,(T,P)}$	Itansuca en el cálculo del $T$ está realizando un procedimiento cíclico que conlleva a cálculos innecesarios en su formulación.

Nota: En Itansuca el cargo de transporte está dividido por el  $V_D^*$  que es el gas facturado y vendido al usuario final.

Cargo por Distribución	
$D_t = \frac{P_D^* * V_D^*}{V_D^*}$	$P_D^*$ : Tarifa cargo de distribución. El asterisco significa que está dada para gas con poder calorífico de referencia de $\rho^*$
$D_t = P_D^*$	

En la reglamentación de la CREG no se especifica si este valor está dado a un poder calorífico de referencia, el  $D_t$  es calculado por la CREG para cada empresa teniendo en cuenta los gastos operacionales e inversiones que esta realiza.

Margen de comercialización	
$S_t = \frac{P_C^* * V_D^*}{V_D^*}$	$P_C^*$ : margen de comercialización, el asterisco significa que está dado para gas con poder calorífico de referencia.
$S_t = P_C^*$	

Visto de otra forma sería:

$$\text{FACTURACIÓN} = M_{st} \left[ \frac{\$}{m^3 K_P K_T * \frac{PC_{med}}{PC_{ref}}} \right] * V [m^3 K_P K_T] * \frac{PC_{med}}{PC_{ref}}$$

Finalmente, se concluye que los poderes caloríficos se terminan cancelando y resulta innecesaria la aplicación del factor por corrección de poder calorífico.

Itansuca divide todos los costos por compra, transporte, distribución y comercialización por un factor  $V_D^*$ , que conlleva a que las pérdidas volumétricas sean asumidas por el usuario, por tanto aumentando el costo del gas.

Además Itansuca eliminó los factores  $r$  y  $G_l$  del componente de compra  $G_t$ .



## Anexo 6

### Visitas a distribuidores

#### Acta 1. Visita a Efigas

Ciudad: Pereira

Lugar: Avenida 30 de Agosto #32b-41

Fecha: 27 de Julio de 2011

Hora: 9:00 am a 1:00 pm

#### Orden del dia

- Presentación del grupo de investigación de la Universidad Tecnológica
- Presentación de la comisión de la CREG
- Presentación del grupo de trabajo de Efigas.
- Presentación general en Power Point de la empresa Efigas.
- Visita a estación reguladora ubicada junto al *City Gate* de Cerritos.
- Visita a estación reguladora ubicada en Belmonte.

#### Puntos tratados:

Efigas presta servicio exclusivo en los municipios de Caldas, Quindío y Risaralda.

#### Presiones que se manejan en la cadena de gas:

Exploración – Explotación	2.000 psi
Transporte	1.200 psi
Distribuidor	
Puerta de Ciudad	250 psi
Línea primaria	250 psi
Estación de servicio	60 psi
Línea secundaria	
Residencial	0,25 psi

Un alto porcentaje del gas comprado proviene de Cusiana y un porcentaje más pequeño de Ballenas.

La red de distribución se compone básicamente de: gasoductos de acero, estaciones de regulación, red de polietileno, red de anillos y conexiones.

En la estación de regulación de Pereira que se encuentra en seguida de la Puerta de Ciudad, Efigas cuenta con un medidor de gas con el cual verifican los volúmenes reportados por el transportador (TGI). Efigas manifiesta que en algunas ocasiones los

valores arrojados por el medidor del transportador ubicado en Puerta de Ciudad no coinciden con el medidor instalado por Efigas en la estación reguladora.

La conexión Residencial:

De la línea de troncal que tiene diámetros de 2", 3" y 4" se realiza una derivación hasta la residencia y se usa: políválvula, anillo de diámetro  $\frac{3}{4}$ ", 1", tee reducida  $\frac{3}{4}'' \times \frac{1}{2}''$ , acometida con tubería de  $\frac{1}{2}$ " de diámetro y el medidor de gas.

Funcionamiento de las estaciones de regulación del distribuidor:

Básicamente se mide presión, temperatura y volumen.

En Pereira la presión de entrada a la estación es de 244 psi y la temperatura de 18 °C. El flujo de gas sale de la estación de regulación a una presión de 60 psi y a una temperatura de 16 °C.

Efigas no tiene equipos para determinar la calidad del gas, el transportador (TGI) se encarga de medirla por medio de un cromatógrafo que se encuentra instalado en el tramo Mariquita-Cali, en el caso de Manizales, Palmira y Cali se cuenta con cromatógrafos en la Puerta de Ciudad. El transportador reporta al distribuidor la calidad del gas.

La temperatura en las estaciones reguladoras se controla para que no sea menor de 0°C, con el fin de evitar el congelamiento de los sistemas de instrumentación.

Laboratorio de calibración ubicado en Manizales: no visitado

Banco de medidores diafragma (residenciales e industriales): no visitado

Banco de reguladores

Efigas manifiesta que es necesario que los productores saquen las capacidades para la venta y las declaren en su totalidad.

En puerta de ciudad reciben el volumen del gas en kpc y lo convierten a MBtu multiplicándolo por el poder calorífico registrado por el cromatógrafo ubicado en el tramo Mariquita-Cali.

Efigas facilitó el estudio que realizó Itansuca, sobre la aplicación de la fórmula tarifaria, dentro de este estudio se encuentra una recomendación de cómo se debe aplicar la fórmula tarifaria establecida por la CREG en la Resolución 57 de 1996; Efigas expresa que por los vacíos que presenta la Resolución ésta se presta para interpretaciones, por lo tanto ellos no aplican la fórmula tarifaria como se dice allí sino como lo recomendó Itansuca en su estudio.

## Acta 2. Visita a Gases de Occidente.

Ciudad: Cali

Lugar: Centro comercial Chipichape Bodega 2 piso 3.

Fecha: 2 de Septiembre de 2011

Hora: 8:00 am a 1:00 pm, 2:00 pm a 5:00 pm

Asistentes: equipo de la CREG conformado por el Experto Comisionado Dr. Hernán Molina, el Dr. Miguel García y de la Universidad Tecnológica de Pereira Ph.D Héctor Fabio Quintero, Ph.D Álvaro Orozco y la Ing. Jenny Arias. Las personas que atendieron la visita por parte de Gases de Occidente son: Ing. Claudia González, Ing. Geovanna Calero, Ing. Luis Hernán García, Ing. Ricardo González, Ing. José Ramón Macia, Ing. Fernando Salazar y el Ing. Arturo Perdomo.

### Orden del día

- Presentación del grupo de investigación de la Universidad Tecnológica
- Presentación de la comisión de la CREG
- Presentación del grupo de trabajo de Gases de Occidente.
- Exposición del procedimiento de facturación
- Exposición del procedimiento para la revisión periódica
- Exposición del procedimiento de comercialización del gas.
- Visita a laboratorio de calibraciones de medidores

Gases de Occidente maneja áreas de servicio exclusivo y áreas de servicio no exclusivo.

#### Procedimiento de la facturación:

Elaboran una agenda de facturación (generación de libro, toma de lectura y verificación de lectura)

La toma de lectura se realiza con un celular especial de la empresa con el código de cada medidor, con este método lo que busca la empresa es que las mediciones se realicen efectivamente y no tengan posibilidades de alteración de datos.

En algunos casos tiene lectura no efectiva por causa de rejas, perro bravo, medidor en mal estado, etc.

Las lecturas se cargan al sistema de gas plus el cual se encarga de parametrizar el consumo, cuando se encuentra una desviación del 35% en la medición, se debe programar revisión.

#### Revisión periódica:

Para cumplir con el numeral 5.23 y 5.29 de la Resolución CREG 67 de 1995, Gases de Occidente implementó un sistema de revisión periódica menor a 55 meses programando

cantidades de usuarios iguales por mes, para así cumplir con la revisión en el tiempo estipulado.

En la revisión periódica comprueban:

- Hermeticidad de la instalación
- Hermeticidad y estanqueidad del centro de medición
- Hermeticidad y estanqueidad de la instalación interna
- Existencia y operatividad de las válvulas de corte
- Trazado general de la instalación

Materiales

- Condiciones de ventilación
- Medición de concentración de monóxido de carbono (CO) en el ambiente
- Instalación, modificación y elementos de control de los artefactos de gas
- Ubicación de centros de medición

Comercialización del gas:

Las cantidades de gas requeridas se definen teniendo en cuenta los datos estadísticos de consumo, nuevos volúmenes de gas requeridos y proyecciones de crecimiento de número de usuarios. Dichas cantidades serán informadas tanto al productor-comercializador como al transportador mediante comunicaciones de solicitud de suministro o transporte de gas que se realicen

La inspección de las características físico-químicas del gas natural se evidencia con el reporte oficial entregado por el transportador mediante una toma o muestra de gas periódicamente en puerta de ciudad Yumbo, los registros del cromatógrafo de registro continuo instalado en Mariquita (Tolima), y del cromatógrafo de Gases de Occidente S.A ESP instalado en Yumbo. Estos cromatógrafos se auto calibran mensualmente mediante una corriente de gas de referencia. En el momento que el gas natural recibido no llegare a cumplir las especificaciones exigidas, se dará un aviso inmediato a los productores y transportadores, sin interrumpir los recibos de gas. Dependiendo de la respuesta de ellos se estudiará la posibilidad de suspender los recibos y entregas de gas natural previo aviso a los clientes. Adicionalmente, mediante el Scada se lleva a cabo un monitoreo en tiempo real acerca de la presión existente en la red matriz junto a cada una de las Estaciones de Distrito. Esta información permanece en la memoria del Scada durante 30 días, igualmente se cuenta con sistema de telemetrías en los municipios y grandes industrias ubicadas en el Valle del Cauca.

Las pérdidas del transporte se determinan comparando el gas comprado con el gas extraído. El transportador entrega un cálculo de pérdidas del recorrido.

Gases de Occidente expresa que la energía comprada en boca de pozo está a condiciones estándar.

Y aplican la fórmula tarifaria de la Resolución 11 del 2003 para áreas de servicio exclusivo así:

$$G = \frac{\text{Compradegasapoder caloríficode referencia} [\$]}{\frac{\text{Energiafacturada} [MBtu]}{\text{poder caloríficode referencia} \left[ \frac{Btu}{\text{pie}^3} \right]}}$$

Con fines de facturación, el volumen lo corrigen por presión, temperatura y poder calorífico, el valor de poder calorífico lo cambian mensualmente, en cuanto a los valores de presión y temperatura se observa que se toma la misma temperatura y presión de la tubería en todas las ciudades que se presta el servicio en todos los meses.

Para usuarios industriales y no regulados se tiene medidores con transductor de presión y temperatura.

Las pérdidas volumétricas se calculan con el volumen corregido por presión y temperatura entregado por el transportador con respecto a la suma de los volúmenes consumidos corregidos por presión y temperatura.

Por último, se realizó la visita al laboratorio de metrología, en él se pudo observar entre varias cosas un banco de calibración para medidores tipo diafragma, la calibración la realizan con aire.

### Acta 3. Visita Promigas

Ciudad: Barranquilla

Lugar: Calle 66 No.67-123

Fecha: 22 de Septiembre de 2011

Hora: 9:00 am a 1:00 pm

Asistentes: Dr. Hernán Molina y Dr. Miguel García de la CREG, Ph.D Álvaro Ángel Orozco, Ph.D Héctor Fabio Quintero Riaza y M.Sc Edison Henao Castañeda de la Universidad Tecnológica de Pereira, Ing. Alejandro Villamil, Ing. Jorge Luis Navarro, Ing. Néstor Consuegra, Ing. Ricardo Stand y el Ing. José Romero de Promigas

### Orden del día

- Presentación del grupo de investigación de la Universidad Tecnológica
- Presentación de la comisión de la CREG
- Presentación del grupo de trabajo de Promigas.
- Mención de los artículos a tratar de la Resolución RUT.
- Exposición del procedimiento de medición
- Exposición del procedimiento del cálculo de balance de gas

- Exposición del procedimiento del cálculo de Pérdidas
- Exposición de la metodología de facturación
- Presentación del sistema operativo de Promigas.

Resolución CREG 71 de 1999 “Reglamento Único de Transporte del gas”

Numeral 4.9.1. Las pérdidas de gas del Sistema de Transporte que excedan del uno por ciento (1%) serán asumidas por el Transportador. Las pérdidas de gas que no excedan el 1% serán distribuidas entre los Remitentes en forma proporcional a la Cantidad de Energía transportada y serán reconocidas por éstos al Transportador en la factura mensual del servicio.

Numeral 5.1. Donde exista Telemedición, la medición de estos parámetros se efectuará en línea sobre una base horaria. Para aquellos puntos, que no cuenten con equipos de Telemedición, la determinación de volúmenes transportados, variaciones y desbalances de energía se realizará por parte del CPC, de forma tal que permitan efectuar el cierre diario de la operación.

#### Medición

En Promigas se tiene la mayoría de los medidores computarizados, con estos el volumen entregado y tomado del Sistema Nacional de Transporte se corrige por presión y temperatura a condiciones estándar ( $P=14,65$  psi y  $T=60$  °F) de forma instantánea. Con estos medidores se tiene medición del volumen a condiciones estándar para cada instante y se puede determinar el volumen suministrado a los distribuidores cada día.

Promigas tiene clientes que todavía no cuentan con telemedición, por lo que continúan operando con contadores convencionales, los técnicos toman la medida al inicio y final del mes, para el cálculo del volumen aplican el procedimiento entregado por la AGA reporte 8.

En la Resolución CREG 41 del 2008 en el artículo tres<sup>15</sup> se exige que los clientes con consumos mayores a 100 kpc deben tener computadores de flujo para la determinación del volumen entregado. La implementación de los medidores computarizados ha permitido, según el transportador, tener información más fiable, dar respaldo a las inquietudes de los distribuidores y facturar con mayor equidad.

---

<sup>15</sup>Elemento terciario: Corresponde a un computador o corrector electrónico, programado para calcular correctamente el flujo, dentro de límites especificados de exactitud e incertidumbre, que recibe información del elemento primario y de los elementos secundarios. Es de carácter obligatorio para el manejo de volúmenes iguales o mayores a 100.000 PCED (pies cúbicos estándar por día) o su equivalente en  $m^3$ .

El transportador (Promigas) mide constantemente el poder calorífico mediante calorímetros en línea y afirma que la variación del poder calorífico de un día respecto a otro es muy pequeña, por lo que cada seis meses entrega el poder calorífico promedio a los distribuidores.

Sistemas operativos que usan

Cisac (administración de base de datos central)

Sevegas (Cálculo del volumen del gas, realiza procedimientos como el contenido en la AGA 8)

Enetegas (Iluminaciones de la empresa)

Balance de gas

Diferentes fuentes de información volumétrica:

Puntos de salida señales Scada con computadores de flujo en el sistema de medición

Puntos de salida de sistema de telemetría.

Puntos de salida con computadores de flujo en el sistema de medición sin Scada.

Puntos de salida con computadores sin correctores.

El sistema Scada de Surtigas se puede conectar con el sistema Scada de Promigas para compartir la información, ésta queda directamente en el sistema, mientras que Gases del Caribe debe enviar la información por correo electrónico.

Para usuarios con medidores antiguos sin telemedición:

Toman la presión y temperatura en el instante de la toma de medición del volumen final, a la medición inicial o del mes anterior le restan la medición final, después le aplican los factores de corrección por presión y temperatura.

La diferencia entre las condiciones estándar dadas por la Resolución de la CREG y las condiciones base utilizadas por la AGA, obliga a realizar una doble corrección por presión y temperatura.

Después de las correcciones por presión, temperatura y compresibilidad, el volumen se multiplica por el poder calorífico del gas entregado; esto es lo que se factura.

No tienen inconveniente en cobrar en energía el transporte.

Cuando las estaciones reguladoras no están en servicio, la presión se eleva y hace que al momento de facturar se le aumente el precio al distribuidor; lo que hacen para evitar esto es realizar un balance de presiones en todo el sistema de medición.

Porcentajes de pérdidas

Las variables son los puntos de entrada: Ballenas, Arianna, campo Guepajé, Pacific y campo La Creciente.

Tienen 318 Puntos de salida del sistema.

El cálculo de la existencia en linea se realiza mediante software (antes se realizaba con la fórmula de las integrales), el modelo de flujo del sistema es alimentado por todo el Scada en tiempo real. Con la existencia en línea en tiempo real, calculan el inventario de un modo muy preciso (desde el 2008 se aplica). El método toma como parámetros de entrada las presiones en las diferentes puertas de ciudad, la distribución de la tubería, y fórmula un modelo en el que se determina la cantidad de gas existente en la tubería. Este inventario es necesario para el balance volumétrico.

La determinación de las pérdidas del gas se determina mediante la Resolución CREG 71 de 1999.

$$\text{Pérdidas} = \sum C_e + (C_{ai} - C_{af}) - \sum C_t - \sum C_{op}$$

$C_e$ : suma de la cantidad de energía entregada en todos los puntos de entrada del sistema de transporte, durante el periodo de análisis.

$C_{ai}$ : cantidad de energía almacenada en el sistema de transporte al inicio del periodo de análisis.

$C_{af}$ : cantidad de energía almacenada en el sistema de transporte al final del periodo de análisis.

$\sum C_t$ : suma de la cantidad de energía tomada en todos los puntos de salida del sistema de transporte durante el periodo de análisis.

$\sum C_{op}$ : suma de la cantidad de energía utilizada por el transportador para el funcionamiento del sistema de transporte durante el periodo de análisis.

Las pérdidas calculadas por el transportador están alrededor del 0,3%; éstas son distribuidas proporcionalmente entre los distribuidores y son incluidas en la facturación.

Revisión de consumos máximos y mínimos, casi al mismo tiempo de facturación, el sistema toma los últimos 12 meses de facturación y dice si el cliente está por debajo o por encima del promedio de consumo.

Realizan conciliación de información con respecto a los procedimientos internos que maneja el transportador con el procedimiento general que se le muestra al distribuidor.

Cuando existe un faltante en el inventario, el transportador realiza la comparación entre lo nominado por cada distribuidor y lo realmente consumido. Esta diferencia es facturada al distribuidor e incluida en el balance de volumen.

Las reventas se ven reflejadas en las cuentas de balance.

Indicador de verificación de balance de gas:

CSA: ventas contra producción de todos los productores de gas (por ejemplo: el productor produce y envía al ducto 11.088 MPC y vende 11.070 MPC, por lo tanto el tubo le debe a él 18)

### Entregas

- Variación de la existencia en línea
- Variación de las cuentas de balance (todos los clientes)
- Pérdidas (del sistema)

La cuenta de balance tiene que cerrar. Si la cuenta no cierra, no se puede facturar.

### Facturación

Promigas afirma que se realiza la facturación a los distribuidores por el volumen transportado, aunque podían acogerse a la facturación por energía sin ningún problema. El transportador entrega el volumen transportado a los distribuidores y la energía equivalente de este volumen. Para este cálculo se multiplica el volumen entregado por el poder calorífico del semestre vigente.

Toman la energía equivalente al volumen registrado en el sistema en MBtu y la pasan a kpc dividiéndola por el poder calorífico de cada periodo.

La factura tiene la información que establece el RUT.

El periodo facturado es del 1 a 30 de mayo (CSA).

El Poder calorífico es semestral debido a que no presenta grandes variaciones con el tiempo.

Costos por pérdidas y servicios de transporte.

### Operacional

El tratamiento hidráulico del sistema de transporte se realiza teniendo en cuenta los puntos de entrada de Estación Ballenas (asociación Chevron) donde el gas se deshidrata y se comprime, pasa por el sistema de medición e ingresa al sistema de transporte, desde allí sigue su camino hacia la estación La Heroica en Cartagena donde se inicia el segundo tramo que termina en Jobo. Las otras estaciones (Palomino, Caracolí, La Heroica y Sahagún) comprimen el gas para cumplir con los requerimientos de los clientes y aumentar la capacidad de transporte del gasoducto.

Promigas garantiza la calidad de las mediciones a través de calibraciones trazables en banco de calibración (AGA 7) de medidores (tipo turbina, ultrasónico, másico) de alto caudal y alta presión instalados en la estación arenosa.

En los bancos de calibración con aire y a gas existe una desviación del 4 al 8%.

Los medidores de tipo diafragma se calibran con aire.

Los medidores tipo turbina, másico y ultrasónico se calibran con gas.

Por último se realizó la visita al laboratorio de calibración de medidores de caudal rotativos. En el sistema se tiene servo válvulas para el control del caudal y de la presión. El laboratorio está acreditado y ofrece servicios de calibración. Se resalta que este laboratorio utiliza el gas natural como fluido de trabajo.

Acta 4. Visita Surtigas (Cartagena) 23 de Septiembre de 2011

Ciudad: Cartagena

Lugar: Avenida Pedro de Heredia Calle 31 No. 47-30

Fecha: 23 de Septiembre de 2011

Hora: 9:00 am a 1:00 pm

Asistentes: Dr. Hernán Molina y el Dr. Miguel García de la CREG, Ph.D Álvaro Ángel Orozco, Ph.D Héctor Fabio Quintero Riaza y M.Sc Edison Henao Castañeda de la Universidad Tecnológica de Pereira, Ing. Carlos Garcés, Ing. Iván Martínez, Ing. Juan Carlos Díaz, Ing. Juliana Pacheco y el Ing. Luis Tangarife de Surtigas

#### Orden del Día

- Presentación del grupo de investigación de la Universidad Tecnológica
- Presentación de la comisión de la CREG
- Presentación del grupo de trabajo de Surtigas.
- Exposición del procedimiento de compra de gas
- Exposición del procedimiento de la aplicación de la fórmula tarifaria

Exposición del procedimiento de la aplicación de corrección de volumen:

El volumen leído se expresa en pies cúbicos y se corrige en puerta de ciudad mediante correctores eléctricos, los volúmenes se leen a diario en los puntos de entrega, con esta información se pronostica la nominación para el día siguiente y se realiza el pedido. Después de que termina el día de gas realizan un comparativo de cantidades reales (las enviadas por el transportador vs. las cantidades autorizadas). Con esto se verifica la cuenta de balance, si les da mayor realizan el ajuste y si les da menor piden más gas el día siguiente para compensar, esto sucede así hasta final de cada mes. Al final de mes reciben por parte del transportador los volúmenes reales medidos y entregados de cada punto de entrega.

Lo que se compara es el volumen nominado con respecto a los volúmenes reales medidos y entregados por el transportador. El contrato del transportador está en pies cúbicos, cada 6 meses le envían el poder calorífico. Los volúmenes reales son multiplicados por el poder calorífico para poder comparar la energía.

El valor oficial entregado por el transportador es el valor que toman para realizar la comparación con la suma de todos los medidores de los usuarios.

Surtigas argumenta que los medidores volumétricos ubicados en las estaciones reguladoras se calculan para consumos en horas pico y que cuando existe consumos muy pequeños de los usuarios, el medidor ubicado en puerta de ciudad no los alcanza a leer, por lo tanto creen que éste es el motivo por el cual a ellos se les presentan las pérdidas negativas en el balance volumétrico.

Utilizan para el balance volumétrico el volumen corregido entregado por el transportador,

$$G = \frac{\text{Costo total del gas} [\$]}{\text{volumen}_{citygate} [m_3] * PCtrans \left[ \frac{Btu}{pie^3} \right]} * PCtrans \left[ \frac{Btu}{pie^3} \right]$$

$$G = \frac{\text{Costo total del gas} [\$]}{\text{volumen}_{citygate} [m_3]}$$

Aplicación de factores de corrección al volumen:

$$V_{corregido} = V_{medido} K_p K_t K_{med}$$

Asumen el producto de los factores de corrección por presión  $K_p$  temperatura  $K_t$  igual a 1, por encontrarse al nivel del mar. No aplican factor de corrección por poder calorífico.

Existe una mala definición de las pérdidas. Lo consideran como la diferencia entre: la suma de los volúmenes leídos a consumidores corregidos por un  $K_m$ , y el volumen entregado en puerta de ciudad a condiciones estándar. De la información presentada en la reunión, se observa que la suma de las lecturas de los volúmenes a los usuarios, en la mayoría de los estaciones de distrito, son mayores a las mediciones de volumen del distrito. En general, el volumen entregado por el transportador, corregido a condiciones estándar, es menor que la suma de todos los volúmenes leídos a los usuarios de Surtigas. Teniendo pérdidas negativas, aunque según la definición de Surtigas, ellos consideran estas pérdidas positivas.

Surigas considera que estas “pérdidas positivas” se deben al volumen no medido en puerta de ciudad por el transportador, cuando se tiene bajo consumo por los usuarios. El distribuidor ha observado que en estos periodos, el medidor no cuenta estos volúmenes a pesar de tener certeza que se está consumiendo gas por sus usuarios.

El componente  $G$  es calculado correctamente. Aunque existe confusión en los funcionarios presentes sobre la utilización de los factores de corrección. Al final se concluye que no utilizan el factor de corrección por presión ni por temperatura ya que la multiplicación de los factores es unitaria.

Surigas, por estar en zonas con condiciones similares a las condiciones estándar, y no tener gran variación en la temperatura y presión dentro de su zona de distribución, considera que todos sus usuarios tienen los mismos factores de corrección por presión y temperatura.

Se menciona un factor de corrección del instrumento  $K_m$ , basado en estudios de EPM. Este factor es utilizado para usuarios que consumen más de  $45 \text{ m}^3$ .

#### Acta 5. Visita Gas Natural

Ciudad: Bogotá

Lugar: Calle 71A #5-38 Chapinero

Fecha: 28 de Septiembre de 2011

Hora: 9:00 am a 1:00 pm

Asistentes: Dr. Hernán Molina y el Dr. Miguel García de la CREG, Ph.D Álvaro Ángel Orozco, Ph.D Héctor Fabio Quintero Ríaza de la Universidad Tecnológica de Pereira,

#### Orden del día

- Presentación del grupo de trabajo de Gas Natural.
- Presentación de la comisión de la CREG
- Presentación del grupo de investigación de la Universidad Tecnológica
- Exposición del procedimiento de compra de energía
- Exposición del procedimiento de la aplicación balance físico
- Visita al centro de despacho
- Visita al laboratorio metrológico.

#### Compras de energía

La función del departamento de compras es administrar, controlar y realizar seguimiento de los contratos de suministro de transporte.

Como responsabilidades deben determinar la necesidad del suministro de transporte a corto y largo plazo, y analizar la demanda, los factores de carga, las alternativas de flexibilización y las proyecciones de demanda.

Gas Natural tiene un protocolo de nominación que consta de: un plan escrito detallado para realizar las compras y el suministro de transporte necesario para atender la demanda.

Para los análisis de proyecciones de demanda se tienen en cuenta a todos los filiales del grupo: Gas Natural, Gas Cundiboyacense, Gas Oriente, Gas Nacer y Gases Barrancabermeja.

Para el protocolo de nominación se tiene en cuenta: cumplimiento de las obligaciones contra actuales, el diseño de compras en diciembre (precios y cantidades) que vayan a la mano del mercado, planes de contingencia.

Hacen cobertura para Gas Oriente, 11 municipios de Santander, dos corregimientos. En Gas Natural tienen todos los mercados: regulados, no regulados y gas comprimido. En Gas Natural se maneja Bogotá, Soacha y Subaté. Tiene cuatro entradas: Guaimaral, Soacha, Cota y Calle 13, adicionalmente tienen otra entrada que es Usme (Cusiana). La Calera y el Rosal son abastecidos a través de gas natural comprimido.

Para los usuarios regulados la prioridad a la hora de nominar es el contrato tipo pague lo contratado, mientras que en el mercado no regulado la prioridad a la hora de nominar es el precio por que tienen competencia.

El proceso de compra de gas se inicia enviando la compra a cada uno de los proveedores, el proveedor debe enviar una aprobación de compra, cuando se hace la aprobación se convierten en cantidades solicitadas ya aceptadas.

La nominación se realiza en energía pero se transporta volumen. En el departamento de compras el balance de lo realmente comprado contra lo medido en puerta de ciudad se realiza en unidades de energía.

Las pérdidas del transporte no van como costo, a la fórmula tarifaria sólo va el costo del gas transportado.

#### Balances físicos

El departamento de balance físico tiene la responsabilidad de tomar las mediciones de todos los puntos de entrada y los puntos de salida, validar que sean mediciones coherentes y si es necesario corregirlas. Facturación le da la información de lo que se vendió y con esto realizan el balance de gas.

Se recolecta la información de las mediciones en puerta de ciudad, si la puerta de ciudad es del transportador extraen la información de su página web, algunas puertas de ciudad

de su propiedad tienen sistemas de medición, también recolectan la información de la industria no regulada con sistema Scada y de estaciones de gas natural comprimido. Tienen contratistas para recolectar las medidas de los sitios en que no tienen sistema Scada.

Realizan el análisis al fluido corrigiendo por presión y temperatura, le dan prioridad a cantidades de volúmenes grandes.

Analizan las desviaciones de consumo a nivel macro, es decir en residencial, comercial e industrial, comparando con consumos anteriores para ver si se mantiene.

Se rigen por la ISO 10020 para el aseguramiento metrológico para validar la información de campo.

Para el balance volumétrico utilizan el volumen entregado por el transportador corregido por presión, temperatura y poder calorífico *versus* la suma de los volúmenes consumidos y corregidos por presión, temperatura y poder calorífico.

En las zonas de distribución tienen unos muestreadores, que toman muestras de determinado volumen de gas por un periodo determinado, estas muestras las llevan a laboratorio para determinar la calidad del gas que se distribuyó en esta zona, la información se la entregan a atención al cliente, lo promedian con información del todo el mes y se aplica a los clientes que no tienen corrección en línea por poder calorífico. De acuerdo con la dinámica de distribución localizan los muestreadores. En últimas están facturando por energía.

En Bogotá los poderes caloríficos varían de acuerdo con la zona, existe un poder calorífico de Cota que es constante para la zona que alimenta, un poder calorífico de Usme también constante en la zona que alimenta, y la mezcla de estos dos gases que alimentan el centro de la ciudad.

Por este motivo tienen analizadores en las zonas de frontera, y tienen un precio diferente para la calidad de Usme, calidad de Cota y la calidad de mezcla.

## Metrología

Todos los medidores industriales y los de puerta de ciudad que son propiedad de Gas Natural pasan por los laboratorios. Los laboratorios de Gas Natural están en proceso de acreditación con la ONAC, por el momento los medidores son llevados a laboratorios de terceros.

Para los medidores industriales cuentan con un banco de transferencia como patrón que funciona con medidores rotativos. De los medidores nuevos y en servicio toman un lote para realizar las verificaciones en laboratorio bajo la norma NTC 2859.

Realizan las revisiones cada cinco años a las instalaciones y medidores de los usuarios, si al realizar las visitas encuentran irregularidades en los medidores se pasa un reporte, con lo que realiza una segunda visita, si el medidor se encuentra en mal estado le dicen al usuario que se debe cambiar. Con una prueba de litraje definida en por la Norma Técnica del Gas Natural NT 700, el técnico puede determinar si es necesario llevar el medidor al laboratorio o no.

En Gas Natural no se guían por la norma NTC 2728 para las especificaciones de los medidores, sino que se rigen por la norma International Organization of Legal Metrology OIML R-137 "Gas Meters".

Medidores homologados para la zona industrial manejan: desplazamiento positivo, diafragmas, rotativos, turbinas (para grandes clientes) y ultrasónicos para puerta de ciudad.

#### Acta 6. Visita a EPM

Ciudad: Medellín

Lugar: carrera 58 # 42-125 piso M - Torre Sur

Fecha: 30 de Septiembre de 2011

Hora: 8:00 am a 12:00 pm, 2:00 pm a 5:00 pm

Asistentes: Dr. Hernán Molina y el Dr. Miguel García de la CREG, Ph.D Álvaro Ángel Orozco y M.Sc Edison Henao Castañeda de la Universidad Tecnológica de Pereira.

#### Orden del día

- Presentación del grupo de trabajo de EPM.
- Presentación de la comisión de la CREG.
- Presentación del grupo de investigación de la Universidad Tecnológica.
- Exposición del procedimiento de facturación.
- Exposición del procedimiento de balance.
- Exposición de la aplicación de la sección V. 5 de la Resolución CREG 67 de 1995.
- Exposición del manual de procedimiento de la compra de gas.
- Exposición del manual de procedimiento de la Calibración de medidores.

#### Facturación

La facturación la realizan con respecto a la Resolución CREG 67 de 1995, que dice que para la facturación del consumo del usuario se debe tener en cuenta las condiciones de presión y temperatura a la que se realizó la medición, y la calidad del gas entregado.

Los componentes que aplican para la corrección del volumen son el factor de presión  $K_p$ , de temperatura  $K_T$ , de los medidores  $K_m$  y calidad de gas  $K_z$  que se determinan así:

Factor de presión  $K_p$ : esta constante depende de la presión atmosférica (barométrica) de la localidad en la cual se realiza la distribución del gas, de la presión del gas en el elemento de medición y de la presión atmosférica absoluta de referencia fijada por la CREG (1,01325 Bar).

$$K_p = \frac{\text{presión barométrica} + \text{presión servicio}}{\text{presión referencia}}$$

Al transportador también se le aplica el factor de corrección por presión así:

$$K_p = \frac{(\text{presión barométrica} + \text{presión servicio}) * 14,504}{\text{presión referencia}}$$

Para llevar la presión barométrica y de servicio a psi se multiplica por 14,504 y la presión de referencia que se usa es de 14,65 psi.

Factor de Temperatura  $K_T$ : esta constante depende de la temperatura absoluta (expresada en K) del gas en el punto de suministro (para el efecto se tomará como la temperatura media de la localidad en la cual se realiza la distribución del gas) y de la temperatura absoluta de referencia fijada por la CREG (15,56 °C). Su fórmula, con todas las temperaturas expresadas en °C, es:

$$K_t = \frac{\text{Temperatura de referencia} + 273,15}{\text{temperatura local} + 273,15}$$

Estos valores de  $K_p$  y  $K_T$  son obligatorios en los sistemas informáticos, por lo tanto se debe medir la presión y temperatura media de cada localidad.

Factor de calidad de medidores  $K_m$ : esta constante depende de la precisión de los medidores según datos de calibración en el laboratorio del equipo de Medida de EPM. Con información estadística disponible a finales de los años 90 y basados en los hábitos de consumo según encuestas y mediciones, se definieron las constantes  $K_m$  para varias marcas y referencias de medidores, como se indican en la tabla.

MARCA	REFERENCIA	<i>Km</i>
Actaris	G1.6 y G4	1.0052
Wizit	G1.6	1.0095
Metrex	G1.6 y G2.5	1.0145
Daesung	DSG-2, DSG-3, DSG-4 Y G4	
Goldstar	GMS3(G1.6)	1.0205
Kumho	KG-3, KG-5 y KG-7	1.0095
Ricoh	MPD23A1 y GR25M	1.0140
Samgas	G1.6, G2.5 y G4	1.0085
Yazaki	VY2A(G1.6)	1.0127
Samsung	KG-3, KG-5 y KG-7	1.0115
Schlumberger	G1.6, G2.5 y G4	
ABB	G4	1.0050
LAO	G1.6 y G4	
GMT	G4	0.9939
TingYu	TY-LNM-1.6(G1.6)	1.0140

La constante de corrección por calidad del gas (*Kz*) es responsabilidad de la Subgerencia Comercial Gas, que a través del Departamento Transacciones Gas lo reporta directamente al facturador.

#### Balance

Se realiza un seguimiento a las redes de distribución y se controla hora a hora la presión de la línea principal de la estación de recibo y de la estación terminal.

Se realizan visitas a las instalaciones de uso comercial, industrial y de transporte, con el fin de verificar que no se hayan realizado cambios, que no existan derivaciones antes del medidor y así controlar las pérdidas.

También se realiza las lecturas mensuales a los medidores que cuentan con corrección electrónica de volumen, esta información es usada para efectuar el balance del sistema de distribución.

Para realizar el balance se debe obtener la información relacionada con el inventario de gas en la red de acero (longitudes y diámetros de la red, presión de entrega en puerta de ciudad y presión en la estación terminal), volúmenes utilizados para la operación y fugas del sistema. También se debe tener información sobre los volúmenes facturados a los diferentes sectores de consumo.

El balance consiste en la diferencia entre los volúmenes entregados por el transportador en puerta de ciudad La Tasajera y los volúmenes facturados a los diferentes sectores en un periodo determinado, el inventario de la red de acero al inicio y al final de dicho periodo y los volúmenes utilizados para la operación del sistema.

El proceso para determinar el balance es el siguiente:

En el caso del volumen entregado en puerta de ciudad, el Ingeniero de compras de gas recibe por medio escrito o a través de BEO del transportador, la información relacionada

con las entregas de gas natural en puerta de ciudad (presión, temperatura, volumen horario y diario y poder calorífico).

Para los volúmenes facturados a los usuarios, gerencia comercial, informa al Ingeniero de compras de gas los volúmenes facturados a los sectores de consumo en el periodo de cálculo.

Para el cálculo del inventario en la red de acero, el Ingeniero de operación y mantenimiento informa sobre las novedades en la topología de la red de acero que inciden en el inventario de gas empaquetado en el sistema y los volúmenes utilizados para la operación del sistema, además de las fugas cuantificadas.

Las fórmulas usadas para el cálculo del balance en cada tramo son las siguientes:

$$Y = A * L * f_p * f_t * f_c$$

Donde:

- $Y$ : inventario de gas
- $A$ : área de la sección transversal de la tubería
- $L$ : longitud de la tubería
- $f_p$  : factor de corrección por presión.
- $f_t$  : factor de corrección por temperatura.
- $f_c$  : factor de corrección por compresibilidad del gas.

El factor de corrección por presión se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$f_p = \frac{P_m}{P_b}$$

La presión media del tramo se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$P_m = \frac{2}{3} * \left[ \frac{3 * (P_1 + P_{a1}) - 3 * (P_2 - P_{a2})}{2 * (P_1 + P_{a1}) - 2 * (P_2 + P_{a2})} \right]$$

Donde:

- $P_m$ : presión manométrica media del tramo, psi.
- $P_1$  : presión manométrica el punto 1, psi.
- $P_{a1}$ : presión atmosférica del lugar en el punto 1, psi.
- $P_2$ : presión manométrica en el punto 2, psi.
- $P_{a2}$ : presión atmosférica del lugar en el punto 2, psi.

$P_b$  : presión base o estándar, psi.

El factor de corrección por temperatura se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$f_t = \frac{T_s + 460}{T_m + 460}$$

Donde:

$T_s$  : temperatura base o estándar. ( $^{\circ}$ F)

$T_m$  : temperatura media. ( $^{\circ}$ F)

La temperatura media se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$T_m = \frac{T_1 + T_2}{2}$$

Donde:

$T_1$  : temperatura en el punto 1

$T_2$  : temperatura en el punto 2

El factor de corrección por compresibilidad  $f_c$ . Se calcula aplicando el método AGA 8, con los siguientes datos:

$P_m$ : presión manométrica media. (psi)

$T_m$ : temperatura media. ( $^{\circ}$ F)

$G$  : gravedad específica del gas natural.

$N_2$ : contenido de nitrógeno en el gas natural (%)

$CO_2$ : contenido de dióxido de carbono en el gas natural (%)

$CH_4$ : contenido de metano en el gas natural balance mensual (%)

Balance mensual

$$B_m = I_i + R - E - I_f$$

Donde:

$B_m$  ( $sm^3$ ): balance mensual.

$I_i$  ( $sm^3$ ): inventario al inicio del periodo.

$I_f$  ( $sm^3$ ): inventario al final del periodo.

$E$  ( $sm^3$ ): volúmenes facturados en el periodo.

$R$  ( $sm^3$ ): volúmenes recibidos en el periodo.

### Pérdidas por periodo mensual

$$P(\%) = \frac{B_m}{R} * 100$$

Donde:

- $B_m$  (sm<sup>3</sup>): balance mensual.  
 $R$  (sm<sup>3</sup>): volúmenes recibidos en el periodo.

### Balance año corrido

$$B_p = I_i + \sum R - \sum E - I_f$$

- $B_p$  (sm<sup>3</sup>): balance año corrido.  
 $I_i$  (sm<sup>3</sup>): inventario al inicio del periodo  
 $I_f$  (sm<sup>3</sup>): inventario al final del periodo.  
 $\sum E$  (sm<sup>3</sup>): sumatoria de los volúmenes facturados en el periodo.  
 $\sum R$  (sm<sup>3</sup>): sumatoria de los volúmenes recibidos en el periodo.

### Numeral V.5 de la Resolución CREG 67 de 1995

En cuanto a las revisiones periódicas la Resolución dice lo siguiente en el numeral 5.23 “El distribuidor estará obligado a inspeccionar las instalaciones del usuario periódicamente y a intervalos no superiores a cinco años, o a solicitud del usuario, consultando las normas técnicas y de seguridad. Realizará pruebas de hermeticidad, escapes y funcionamiento, a fin de garantizar el cumplimiento de las condiciones de este Código y de los contratos que se suscriban con el usuario. El costo de las pruebas que se requieran, estarán a cargo del usuario”

Para darle cumplimiento a la Resolución, EPM implementó un plan de revisión periódica antes de los cinco años, en las revisiones se tendrá en cuenta los siguientes aspectos:

En cada instalación verificarán: porcentaje de CO, alteraciones en la instalación, gasodomésticos, medidor, regulación y hermeticidad de la red.

Se realiza la medición de: concentración de gas, monóxido de carbono, lectura de caudalímetro. También se usará un medidor patrón calibrado en serie con el medidor residencial, para comprobar el funcionamiento del medidor del usuario. Las mediciones se harán con los aparatos calibrados, conociendo el funcionamiento y el rango de aceptación de las medidas tomadas en cada revisión.

Se verifica que la instalación esté como originalmente se instaló, sin derivaciones, modificaciones o excavaciones recientes. Verificar que los gasodomésticos se encuentran correctamente instalados con fácil acceso a la conexión para el mantenimiento.

Verificar la ventilación del recinto de la instalación del suministro de gas. Para los medidores de debe verificar su estado general, es decir que el material no presente corrosión, que la lectura se pueda hacer fácilmente y que sus materiales no hayan cambiado con el tiempo. En cuanto a las condiciones de instalación y funcionamiento se debe verificar que exista un medio para cerrar el paso de gas entre la red de distribución y el medidor, verificar que el medidor tenga el rotulado con la información completa.

#### Compra y transporte de gas

Para la compra de gas, primero se debe determinar el volumen base del sistema de distribución de cada periodo, después se establece las cotizaciones de la compra y transporte de gas, se realiza el respectivo análisis de las cotizaciones y se contrata el suministro, según los nodos de entrega del gas, contrata el transporte con los diferentes transportadores y se verifica cantidades programadas, por último se elabora el balance de volumen nominado y volumen tomado.

#### Calibración de los medidores

Cuentan con dos bancos de calibración, uno de los bancos es una mesa automática BPG – R SN4 de marca Schlumberger contiene un bloque de 6 toberas sónicas que están construidas en aluminio, y cuya capacidad va desde un caudal mínimo de  $0,016 \text{ m}^3/\text{h}$ , hasta un caudal máximo de  $6 \text{ m}^3/\text{h}$ , que permite calibrar medidores de gas 2,5 y 6 ; y el banco semiautomático Pascalcontrol, cuenta con cuatro medidores patrón de tipo cámara húmeda marca Elster tamaños 00, 0, 3 y 4. El conjunto de medidores permite realizar calibraciones con tasas de flujo entre  $0,002 \text{ m}^3/\text{h}$  y  $10 \text{ m}^3/\text{h}$ . Esta capacidad instalada permite calibrar medidores hasta del tipo 10. Se componen de dos bastidores uno de 9 medidores y otro de 4 medidores.

Los tipos de calibración que el laboratorio realiza según la NTC 2728 son: de verificación inicial y de verificación posterior.

El porcentaje de error promedio de las calibraciones debe satisfacer los rangos que se establecen en la NTC 2728.

Los pasos a seguir para el proceso de calibración son:

El medidor debe ingresar 8 horas antes de iniciar la calibración para poder realizar la climatización de los medidores a las mismas condiciones de ensayo. Antes de hacer el montaje del medidor a la mesa de calibración se debe verificar que el medidor esté en

condiciones de realizar la prueba y que esté en buen estado la boca de entrada y salida del medidor, visibilidad del visor. Después de realizadas las pruebas los medidores conformes, no conforme y para reparación se ingresan a la base de datos. Si el laboratorio no está en capacidad de reparar los medidores de gas, se le devuelven al cliente. De acuerdo con la solicitud del cliente se expide un certificado o informe de calibración, el cual se genera en un formato que está en el sistema de calidad.

Para saber si un dato es aceptable o no, dentro de la calibración es necesario tener en cuenta entre otros procedimientos el criterio de Grubbs, el cual evalúa si un dato es consistente con el promedio de las demás mediciones y/o la desviación estándar, este se expresa por medio de una fórmula estadística

$$G = \frac{X_{s-\bar{X}}}{S}$$

Donde

G: resultado arrojado

Xs: dato a evaluar

$\bar{X}$ : promedio

S: desviación estándar

$G$  es comparado con unos límites definidos en tablas si este es mayor que los valores de las tablas (1.15 para tres datos) este se rechaza, en caso de que un dato sea rechazado este punto se debe repetir.

## Anexo 7

### Recomendación de Itansuca

Interventoría de los contratos de concesión para las áreas de servicio exclusivo de distribución de gas por red en las zonas occidente y centro oriente.



## Anexo 8

### Procedimiento de compra de gas

Los procedimientos para la compra de gas por parte de las comercializadoras están dados en la regulación y los decretos reglamentarios que para tal fin ha expedido el Ministerio de Minas y Energía.

Las normas básicas que están vigentes para la compra de gas en pozo son: Decreto 2100 del 15 de junio de 2011 del Ministerio de Minas y Energía, Resolución CREG 119 de 2005, Resolución CREG 118 de 2011 y modificada por la Resolución CREG 134 de 2011.

Es importante señalar que el numeral 1 del artículo 3.<sup>º</sup> de la Resolución CREG 023 de 2000 establece que: “Para el gas natural libre producido en los campos de la Guajira, de que trata la Resolución 039 de 1975 expedida por la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural del Ministerio de Minas y Petróleos, se aplicará como Precio Máximo Regulado, el fijado en dicha Resolución que esté vigente”.

**La Resolución CREG 119 de 2005 define en su artículo 3 la forma de actualizar el precio máximo, regulado en dólares por millón de Btu, para el gas natural en los puntos de entrada de los sistemas de transporte, de la siguiente manera:**

Artículo 3, Res. 119 de 2005

$$PMR_t = PMR_{t-1} \times \frac{\overline{INDICE}_{t-1}}{\overline{INDICE}_{t-2}}$$

Cuyas variables indican:

$PMR$  Precio Máximo Regulado que regirá durante el semestre siguiente (t), expresado en dólares por millón de BTU (US\$/MBTU).

$PMR_{t-1}$  Precio Máximo Regulado del semestre anterior (t-1).

$\overline{INDICE}_{t-1}$  Promedio aritmético del índice en el semestre anterior (t-1).

$\overline{INDICE}_{t-2}$  Promedio aritmético del índice en el semestre precedente al anterior (t-2).

$INDICE$  New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0% Sulfur LP Spot Price, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos (Energy Information Administration – [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)).

En cuanto a los precios regulados para cada uno de los campos, la Resolución 119 de 2005 define:

#### Campos de Guajira y Opón

“El PMR<sub>t-1</sub> que se utilizará para dar aplicación a la fórmula anterior por primera vez, después de la entrada en vigencia de la presente Resolución, será el último precio calculado con base en la Resoluciones 039 de 1975 y 061 de 1983 del Ministerio de Minas y Energía para el gas natural producido en los campos de la Guajira y Opón respectivamente.

#### Campos de Cusiana y Cupiagua

A partir de la vigencia de la Resolución CREG 018 de 2002, se establecen como Precio Máximo Regulado para el Gas Natural Asociado producido en Cusiana y Cupiagua, en condiciones de ser inyectado en los Puntos de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, los siguientes valores:

US\$ 1,40/MBtu, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que permite inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte, es inferior o igual a 180 MPCD.

Resolución CREG 095 de 2008. En esta se establece el procedimiento para la comercialización de gas natural contenido en el decreto 2687 de 2008 y que rige hasta diciembre de 2011, fecha en la cual se inicia la aplicación de la Resolución CREG 118 de 2011, con base en el decreto 2100 del Ministerio de Minas y Energía.

Resolución 118 de 2011. La presente resolución modifica y ajusta el procedimiento de comercialización establecido en la resoluciones CREG 095 de 2008, la 045 y 147 de 2009.

#### Tipos de Contrato:

**Contratos de suministro con firmeza condicionada (artículo 3):** son contratos de suministro en firme, donde el vendedor comercializa una cantidad determinada de gas a dos o más agentes compradores y cuya entrega se hará de acuerdo con lo pactado, sin que la cantidad entregada sobrepase la cantidad contratada en un mismo día.

**Contratos de compra “Take or Pay” (artículo 4):** significa “pague lo contratado”, donde el agente principal o agencia que realiza la compra debe identificar a todos los agentes compradores que integran la solicitud y se compromete a pagar un porcentaje de gas contratado, independiente de que éste haya sido consumido o no. El vendedor se compromete a tener el 100% del gas contratado disponible.

**Contrato con opción de compra de gas -OCG- (artículo 5):** consiste en la venta de gas por parte del productor a un comprador, quien paga una prima por el derecho a tomar una

cantidad en firme de gas. Los precios serán acordados libremente y los contratos serán de firmeza condicionada o de modalidad interrumpible.

#### Procedimiento de compra de gas con precio máximo regulado

Artículo 8 Res. 118 de 2011. La compra de gas se realiza en puntos de entrada al SNT (Sistema Nacional de Transporte) con precios máximos regulados.

Los productores presentan su oferta de gas de Producción Total Disponible para la Venta en Firme - PTDVF, de acuerdo con las prioridades de gas establecidas en el Decreto 2100 de 2011 así:

Primer lugar: transportadores de gas que requieran el GN para sus estaciones compresoras.

Segundo lugar: distribuidores que requieran el GN para atención directa a usuarios residenciales, pequeños comerciales y que tienen contratos vigentes con precios máximos regulados.

Tercer lugar: distribuidores que requieran el GN para usuarios industriales regulados y que tengan contratos vigentes desde los campos con precios máximos regulados.

Cuarto lugar: otros distribuidores que requieran GN para la atención directa de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales.

Quinto lugar: los demás distribuidores que requieran el GN para atención directa de usuarios industriales regulados.

Sexto lugar: agentes que requieran el GN para refinerías.

Séptimo lugar: agentes que tengan vigentes contratos de suministro y que requieran el gas para la atención de demanda de GNC – Gas Natural Comprimido.

Octavo lugar: agentes con contratos vigentes para la atención de demanda industrial no regulada.

Noveno lugar: agentes con contratos vigentes para la atención de demanda de plantas termoeléctricas a base de gas.

Décimo lugar: agentes sin contratos de suministro con requerimiento de gas para GNC, usuarios industriales no regulados y plantas termoeléctricas a gas.

Undécimo: agentes que requieran gas para exportación.

#### Determinación de cantidades de gas a comprar Art. 8 Parágrafo 1 Res. 118 de 2011

Las cantidades de gas requeridas por los agentes compradores para la demanda regulada se calcularán tal como se indica en la siguiente fórmula, establecida para tal fin, teniendo en cuenta el consumo del último año, actualizada con una tasa de crecimiento:

$$SDR_t^{dc} = CONSUMO\ DR_{DC} \times \prod_{T=2012}^{2013} (1 + \%TC_{Tr})$$

$$\%TC_{Tr} = \max (\%tc_{tr}^{enero}, \dots, \%tc_{tr}^{diciembre})$$

Donde:

$SDR_t^{dc}$ , demanda de Gas Natural para la atención de la Demanda Regulada por  $DC$ , para el año  $t$ .

$CONSUMO DR_{DC}$ , cantidades de Gas Natural Consumidas por la Demanda Regulada, en MBTUD, atendido por  $DC$ , durante el año  $t - 1$ , de acuerdo con la información disponible en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

$\%TC_t$ , tasa de crecimiento de la demanda doméstica proyectada por la UPME, que resulta de aplicar la función máxima ( $\max()$ ) a las tasas de crecimiento mensual  $\%tc_t^{mes}$  en el año  $t$  para la región  $r$ .

$Doméstico_{t,m}^r$ , corresponde a la demanda doméstica proyectada por la UPME para el año  $t$ , mes  $m$ , de la región  $r$ .

$t$ , corresponde a los años 2012 y 2013.

$m$ , corresponde a los 12 meses del año.

$r$ , corresponde a la región de la Costa o del Interior, dependiendo de donde estén ubicados los usuarios.

$DC$ , corresponde al distribuidor-comercializador.

Mecanismo de Comercialización de la Producción de Gas, mediante precio libre-Subasta-

La CREG definió en su articulado de la Resolución 118 de 2005 la metodología para la comercialización de la producción total disponible para venta en firme, de tal manera que si la demanda supera la oferta, ésta deberá realizarse a través de subasta, de lo contrario se podrán realizar contratos bilaterales, tal como se muestra en el ítem 7 del artículo 9.<sup>º</sup> de la Resolución en mención: “ 7. Determinación de la forma de comercialización: al tercer

día siguiente al recibo de las Solicitudes de Compra, el productor-comercializador presentará la siguiente comparación:

7.1 Si la suma por modalidad contractual en cada uno de los puntos de entrada al SNT de las Solicitudes de Compra recibidas supera para cualquier año del periodo de comercialización la Oferta de PDTVF por la correspondiente modalidad contractual, **dichas cantidades deberán comercializarse a través de una subasta**, siguiendo las guías establecidas en el anexo 1 de la presente Resolución.

Si la suma por modalidad contractual en cada uno de los puntos de entrada al SNT de las Solicitudes de Compra recibidas no supera la Oferta de PDTVF por la correspondiente modalidad contractual, la Oferta de PTDVF podrá comercializarse a través de negociaciones bilaterales”.

Las subastas son un proceso mediante el cual, una subasta o remate es una venta organizada de un producto basado en la competencia directa, y generalmente pública, es decir, a aquel comprador (postor) que pague la mayor cantidad de dinero o de bienes a cambio del producto. El bien subastado se adjudica al postor que más dinero haya ofrecido por él. El anexo 1 de la presente resolución en el ítem 3d “ ii- Reglas de actividad: Una vez el participante manifiesta la cantidad con la cual participa en la subasta no podrá incrementarla, pero podrá mantenerla o reducirla a medida que el precio se incrementa; iii -Regla de formación del precio: Será una subasta uniforme, en la cual el Precio de Adjudicación de cada producto, en cada punto de entrega, será el precio que corresponde al punto en el que se cruzan la curva de demanda y la curva de oferta. Para asegurar la convergencia de la subasta, se deberán hacer explícitos los criterios de desempate.



## Anexo 9

### Preguntas a distribuidores

Pereira, Octubre de 2011

Doctor

XXXXXXXXXXXXXXXXXX

Asunto: Solicitud de Información

Con el fin de analizar la aplicación tarifaria expuesta por la CREG en la regulación vigente sobre las fórmulas tarifarias y los cálculos del balance volumétrico, se solicita:

#### FORMATO DE LOS ARCVOS A REPORTAR

La información detallada en los siguientes anexos se deberá preparar en formato de valores delimitados por comas (Comma Separated Values – CSV), en cuya elaboración se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- El separador de variables será el símbolo coma (,).
- El separador de decimal permitido será el símbolo punto (.)
- Los valores numéricos deben ir sin especificaciones de unidad de moneda o unidad física.
- Los valores numéricos no deben tener separador diferente al decimal.
- Cada registro termina en nueva línea (LF) y retorno de carro (CR).
- Los campos de tipo texto no deben contener comas al interior del mismo.
- En aquellos casos donde la información no sea aplicable, el campo deberá enviarse vacío.
- Los campos tipo fecha deberán reportarse en formato dd-mm-aaaa.
- La primera línea del archivo deberá contener los títulos.
- Si la información es solicitada por periodos, cada periodo de información deberá ser reportada en un archivo diferente.

## ARCHIVO MEDICION A USUARIOS

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
NIU/NIT	CODIGO_DANE	ID_FACTURA	SECTOR_CONSUMO	ZONA_EXCLUSIVA	TIPO_USUARIO	FECHA_INICIO_PERIODO_FACTURACION	FECHA_FINAL_PERIODO_FACTURACION	FECHA_MEDICION	VOLUMEN_MEDIDO_SIN_CORREGIR	P_PROMEDIO_TUBERIA_PERIODO_FACTURACION_USUARIO	P_ATM_PROMEDIO_PERIODO_FACTURACION_PUNTO_MAS_CERCANO_USUARIO	T_PROM_TUBERIA_PERIODO_FACTURACION_PUNTO_MAS_CERCANO_USUARIO	VOL_CORREGIDO_CALCULADO_PERIODO_FACTURACION	ID_ER	VAR_1	VAR_2	VAR_3	VAR_4

1. **NIU/NIT:** Numero de identificación del Usuario o Subscriptor, se refiere al código asignado por el agente a cada uno de sus usuarios.
2. **CODIGO DANE (DDMMMC CCC):** Corresponde a la codificación dada por el DANE a la división político-administrativa de Colombia, con la siguiente estructura: **DD** es el código del departamento, **MMM** corresponde al código del municipio y **CCC** corresponde al código del centro poblado, en caso que no aplique código del centro poblado, se deberá llenar este valor con 000.
3. **ID\_FACTURA:** identificación de la factura asignada por el agente
4. **SECTOR\_CONSUMO:** Se refiere al sector asociado a la estructura tarifaria aplicada. El valor reportado debe corresponder con la siguiente clasificación:

Código	Sector de Consumo
1	Residencial Bajo-Bajo
2	Residencial Bajo
3	Residencial Medio-Bajo
4	Residencial Medio
5	Residencial Medio-Alto
6	Residencial Alto
C	Comercial
I	Industrial
O	Oficial
EA	Especial Asistencial
ED	Especial Educativo

5. **ZONA\_EXCLUSIVA:** Corresponde a 1 si el usuario se encuentra dentro de una zona de exclusividad y 0 de lo contrario.
6. **TIPO\_USUARIO:** Corresponde a 1 si el usuario es NO regulado, 0 de lo contrario.
7. **FECHA\_INICIO\_PERIODO\_FACTURACION (dd-mm-aaaa):** Se refiere a la fecha desde la cual comienza a registrarse el consumo a facturar .
8. **FECHA\_FINAL\_PERIODO\_FACTURACION (dd-mm-aaaa):** Se refiere a la fecha hasta la cual se registro el consumo a facturar.
9. **FECHA\_MEDICION (dd-mm-aaaa):** Se refiere a la fecha donde se hizo la visita al abonado y se registro el valor del volumen de gas consumido (valor no corregido).
10. **VOLUMEN\_MEDIDO\_SIN\_CORREGIR:** Se refiere al valor registrado de consumo de gas en la fecha de medición, es el valor registrado en el medidor sin corregir. Este valor se entiende en **m<sup>3</sup>**.
11. **P\_MAN\_PROMEDIO\_**  
**TUBERIA\_PERIODO\_FACTURACION\_USUARIO:** Se refiere al valor de la Presión manométrica medida en el usuario. Este valor se entiende en **Psi**.
12. **P\_ATM\_PROMEDIO\_PERIODO\_FACTURACION\_PUNTO\_MAS\_CERCANO\_USUARIO:** Se refiere al valor de la Presión atmosférica promedio durante el periodo facturado en el punto más cercano al usuario. Este valor se entiende en **Psi**.
13. **T\_PROM\_TUBERIA\_PERIODO\_FACTURACION\_PUNTO\_MAS\_CERCANO\_USUARIO:** Se refiere al valor de la temperatura promedio en la tubería durante el periodo facturado en el punto más cercano al usuario. Este valor se entiende en **°F**.

14. **VOL\_CORREGIDO\_CALCULADO\_PERIODO\_FACTURACION:** Se refiere al Volumen corregido calculado con el método del agente durante el periodo de facturación. Este valor se entiende en  $m^3$ .
15. **ID\_ER:** Se refiere al identificador de Estación Reguladora al cual se encuentra conectado el usuario (ver campo 3 Archivo Estación Reguladora), si el usuario se encuentra recibiendo gas de más de una Estación Reguladora, relacionar las Estaciones Reguladoras adicionales en las columnas VAR\_3 y VAR\_4.
16. **[VAR\_1]:** el nombre de esta columna se puede personalizar a requerimiento del agente y sirve para reportar valores adicionales a los solicitados que hagan parte del cálculo del volumen corregido. El nombre de la columna debe ser acorde con el valor usado
17. **[VAR\_2]:** el nombre de esta columna se puede personalizar a requerimiento del agente y sirve para reportar valores adicionales a los solicitados que hagan parte del cálculo del volumen corregido. El nombre de la columna debe ser acorde con el valor usado
18. **[VAR\_3]:** el nombre de esta columna se puede personalizar a requerimiento del agente y sirve para reportar valores adicionales a los solicitados que hagan parte del cálculo del volumen corregido. El nombre de la columna debe ser acorde con el valor usado, en el caso de ser una Estación Reguladora adicional, nombrar la columna como ID\_ER\_2.
19. **[VAR\_4]:** Utilícese este campo si el usuario es alimentado por otra Estación Reguladora adicional . Titúlese la columna con el nombre ID\_ER\_3.

#### ARCHIVO ESTACIÓN REGULADORA

CODIGO_DANE	ID_CG	ID_ER	FECHA_INICIO_PERIODO_FACTURACION	FECHA_FIN_PERIODO_FACTURACION	VOL_CORREGIDO_PERIODO_ER	P_MAN_MEDIDA_PROM_PERIODO_ER	P_ATM_PROMEDIO_PERIODO_ER	T_PROM_TUBERIA_PERIODO_ER	[VAR_1]	[VAR_2]
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

1. **CODIGO\_DANE (DDMMMCCC)**: Corresponde a la codificación dada por el DANE a la división político-administrativa de Colombia, con la siguiente estructura: **DD** es el código del departamento, **MMM** corresponde al código del municipio y **CCC** corresponde al código del centro poblado, en caso que no aplique código del centro poblado, se deberá llenar este valor con 000.
2. **ID(CG**: Corresponde al valor resultante de anexar un numero de 3 dígitos al **ID\_AGENTE** (CAMPO 1 Tabla City Gate) así: **ID\_AGENTEXXX**, donde **XXX** es un numero desde el 001 al 999.
3. **ID\_ER**: Corresponde al valor resultante de anexar un número de 3 dígitos al **ID(CG** así: **ID(CGXXX**, donde **XXX** es un número desde el 001 hasta el 999. Este es el mismo campo 15 del archivo Medición a usuarios.
4. **FECHA\_INICIO\_PERIODO\_FACTURACION**: Se refiere a la fecha (dd-mm-aaaa) cuando se inició el periodo de facturación.
5. **FECHA\_FIN\_PERIODO\_FACTURACION**: Se refiere a la fecha (dd-mm-aaaa) cuando se finalizó el periodo de facturación.
6. **VOL\_CORREGIDO\_PERIODO\_ER**: Se refiere al volumen medido en Estación Reguladora durante el periodo facturado. Este valor se entiende en **Pie<sup>3</sup>**.
7. **P\_MAN\_MEDIDA\_PROM\_PERIODO\_ER**: Se entiende como la presión promedio en tubería en la Estación Reguladora en periodo de facturación. Este valor se entiende en **Psi**.
8. **P\_ATM\_PROMEDIO\_PERIODO\_ER**: Se entiende como la presión atmosférica promedio medida en la Estación Reguladora durante el periodo de facturación. Este valor se entiende en **Psi**.
9. **T\_PROM\_TUBERIA\_PERIODO\_ER**: Se entiende como la temperatura promedio en la tubería medida en la Estación Reguladora durante el periodo de facturación. Este valor se entiende en **F**.
10. **[VAR\_1]**: el nombre de esta columna se puede personalizar a requerimiento del agente . En el caso que una Estación Reguladora este conectada a más de un CG, nómbrase esta columna **ID(CG\_2**.
11. **[VAR\_2]**: el nombre de esta columna se puede personalizar a requerimiento del agente . En el caso que una Estación Reguladora este conectada a más de un CG, nómbrase esta columna **ID(CG\_3**.

## ARCHIVO CITY GATE

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ID_AGENTE	CODIGO_DANE	ID_CG	FECHA_INICIO_PERIODO_FACTURACION	FECHA_FIN_PERIODO_FACTURACION	VOL_CORREGIDO_FACTURADO_PERIODO	P_MAN_MEDIDA_PROM_PERIODODO	P_ATM_PROMEDIO_PERIODO	T_PROM_TUBERIA_PERIODO	FACTOR_COMPRESIBILIDAD	PODER_CALORIFICO_PROMEDIO

1. **ID\_AGENTE:** Es el ID correspondiente a la siguiente tabla:

ID	AGENTE
618	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.
20244	EDALGAS S.A. E.S.P.
1887	EFIGAS GAS NATURAL S.A E.S.P
3370	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP
564	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
3326	ESPIGAS S.A. E.S.P.
2225	GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE SA ESP
20619	GAS NATURAL DEL ARIARI S.A. E.S.P.
525	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS
526	GAS NATURAL DEL ORIENTE SA ESP
488	GAS NATURAL SA ESP
978	GASES DE LA GUAJIRA S.A., EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS
629	GASES DE OCCIDENTE S. A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS
484	GASES DEL CARIBE S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS
541	GASES DEL CUSIANA S.A E.S.P
620	GASES DEL LLANO S.A EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS
1302	GASES DEL ORIENTE S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.
2097	MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.
1173	METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.
3359	NACIONAL DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS S.A. E.S.P.
3325	PROMESA S.A. ESP
3227	PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS S.A. E.S.P.
20322	SERVICIOS PUBLICOS INGENIERIA Y GAS
21435	SERVICIOS PUBLICOS Y GAS S.A E.S.P.
21590	SOCIEDAD DE UNIDAD EMPRESARIAL DE SERVICIOS PUBLICOS SA ESP
20518	SURCOLOMBIANA DE GAS S.A E.S.P

2. **CODIGO\_DANE (DDMMMCCC)**: Corresponde a la codificación dada por el DANE a la división político-administrativa de Colombia, con la siguiente estructura: **DD** es el código del departamento, **MMM** corresponde al código del municipio y **CCC** corresponde al código del centro poblado, en caso que no aplique código del centro poblado, se deberá llenar este valor con 000.
3. **ID(CG)**: Corresponde al valor resultante de anexar un numero de 3 digitos al **ID(AGENTE)** asi: **ID(AGENTEXXX)**, donde **XXX** es un numero desde el 001 al 999, este valor es el mismo campo 16 **ID(CG)** del archivo **MEDICION A USUARIOS**
4. **FECHA\_INICIO\_PERIODO\_FACTURACION**: Se refiere a la fecha (dd-mm-aaaa) cuando se inició el periodo de facturación.
5. **FECHA\_FIN\_PERIODO\_FACTURACION**: Se refiere a la fecha (dd-mm-aaaa) cuando se finalizó el periodo de facturación.
6. **VOL\_CORREGIDO\_FACTURADO\_PERIODO**: Se refiere al volumen medido en CG durante el periodo facturado. Este valor se entiende en **Pie<sup>3</sup>**.
7. **P\_MAN\_MEDIDA\_PROM\_PERIODO**: Se entiende como la presión promedio en tubería en el CG en periodo de facturación. Este valor se entiende en **Psi**.
8. **P\_ATM\_PROMEDIO\_PERIODO**: Se entiende como la presión atmosférica promedio medida en el CG durante el periodo de facturación. Este valor se entiende en **Psi**.
9. **T\_PROM\_TUBERIA\_PERIODO**: Se entiende como la temperatura promedio en la tubería medida en el CG durante el periodo de facturación. Este valor se entiende en **°F**.
10. **FACTOR\_COMPRESIBILIDAD**: Se entiende como el factor de compresibilidad aplicado en el CG.
11. **PODER\_CALORIFICO\_PROMEDIO**: Se entiende como el poder calorífico promedio del gas en el CG. Este valor se entiende en **Btu/pie<sup>3</sup>**.



## Anexo 10

Informe del CDT



## Bibliografía

- [1] AMERICAN GAS ASSOCIATION. Reporte No. 11 Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter. Washington D.C.: AGA, 2003.
- [2] AMERICAN GAS ASSOCIATION. Reporte No. 3 Orificemetering of natural gas and other related hydrocarbon fluids. Washington D.C.: AGA, 2003.
- [3] AMERICAN GAS ASSOCIATION. Reporte No. 9 Measurement of gas by multipath ultrasonic meters. Washington D.C.: AGA, 2007.
- [4] AMERICAN GAS ASSOCIATION. Reporte No.7 Measurement of fuel gas by turbine meters. Virginia.
- [5] AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. Rotary-Type Gas Displacement Meters. *ANSI B 109.3.2000*.
- [6] APPLICATION PROGRAMMING INTERFACE. *Electronic Gas Measurement*. API MPMS 21.1.1993.
- [7] APPLICATION PROGRAMMING INTERFACE. Process Measurement Instrumentation. API RP 551.1993.
- [8] ARGENTINA. ENARGAS. Modelo de Licencia de Distribución de Gas. Decreto 2255/92 Anexo B I. Buenos Aires, 1992.
- [9] ARGENTINA. ENARGAS. Modelo de Licencia de Transporte de Gas. Decreto 2255/92 Anexo A I. Buenos Aires, 1992.
- [10] ARGENTINA. ENARGAS. Reglamento del Servicio de Distribución. Decreto 2255/92 Anexo B II. Buenos Aires, 1992.
- [11] ARGENTINA. ENARGAS. Reglamento del Servicio de Transporte. Decreto 2255/92 Anexo A II. Buenos Aires, 1992.
- [12] ARGENTINA. ENTE NACIONAL REGULADOR DE GAS. 2004. Disponible en: <http://www.enargas.gov.ar/>.
- [13] ARIZONA CORPORATION COMMISSION. 2011. State of Arizona. Disponible en: <http://www.azcc.gov/>.
- [14] ARIZONA CORPORATION COMMISSION. Title 14, Article 3 from the Arizona Administrative Code. Phoenix, 1982.
- [15] BRASIL. AGENCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOPUSTÍVEIS. 2011. Governo Federal do Brasil. Disponible en: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br).

- [16] BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Nota Técnica 054/2002 – SCG: Descrição da Metodologia de Cálculo das Tarifas de Transporte de Gás Natural. Rio de Janeiro, 2002.
- [17] BRASIL. AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E DE ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO. 2011. Governo do Estado de São Paulo. Disponible en: [www.arsesp.sp.gov.br](http://www.arsesp.sp.gov.br).
- [18] BRASIL. AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E DE ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO. Nota Técnica N° RTM/02/2009: Metodologia Detalhada para o Processo de Revisão Tarifaria das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo, 2009.
- [19] BRASIL. ministros de estado de minas e energía e da fazenda. Portaría Interministerial N°3 de 17.2.2000- Dou 21.2.2000. Brasília, 2000.
- [20] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Código de Distribución. Resolución 67 de 1995. Santafé de Bogotá.
- [21] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Componentes tarifarios. Concepto 1721 de 2000. Santafé de Bogotá.
- [22] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Costo de las compras de gas diferente al no asociado. Resolución 24 de 2001. Santafé de Bogotá.
- [23] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Facturación del consumo. Concepto 2208 de 2002. Santafé de Bogotá.
- [24] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería. Resolución 11 de 2003. Santafé de Bogotá.
- [25] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Fórmula tarifaria, en el siguiente período tarifario. Resolución 136 de 2008. Santafé de Bogotá.
- [26] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Fórmulas tarifarias generales aplicables al servicio público de gas por redes de tuberías. Resolución 135 de 2009. Santafé de Bogotá.
- [27] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Fórmulas tarifarias generales aplicables al servicio público de gas por redes de tuberías. Resolución 178 de 2009. Santafé de Bogotá.

- [28] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red. Resolución 57 de 1996. Santafé de Bogotá.
- [29] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Modifica el Código de Distribución. Resolución 8 de 2009. Santafé de Bogotá.
- [30] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Modifica y complementa el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural. Resolución 41 de 2008. Santafé de Bogotá.
- [31] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Opción tarifaria, aplicable al servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a Usuarios Regulados. Resolución 92 de 1999. Santafé de Bogotá.
- [32] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Opción tarifaria, aplicable al servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería. Resolución 7 de 2000. Santafé de Bogotá.
- [33] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Precio máximo regulado del gas natural. Resolución 119 de 2005. Santafé de Bogotá.
- [34] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Reglamento Único de Transporte de Gas Natural. Resolución 71 de 1999. Santafé de Bogotá.
- [35] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reestructura la Empresas Colombiana de Gas, Ecogas. Decreto 1175 de 1999. Santafé de Bogotá.
- [36] CONGRESO DE COLOMBIA. Empresa Colombiana de Gas, Ecogas, el Viceministerio de Hidrocarburos. Ley 401 de 1997. Santafé de Bogotá.
- [37] CONGRESO DE COLOMBIA. Servicios público domiciliarios. Ley 142 de 1994. Santafé de Bogotá.
- [38] COOPORACIÓN CDT DEL GAS. Metodologías para cálculo tarifario en el sector de distribución de gas en Colombia. Santander.
- [39] ESPAÑA. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. 2011. Disponible en: [www.cne.es](http://www.cne.es).
- [40] ESPAÑA. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural. Orden ITC/1660/2009. Madrid, 2009.
- [41] ESPAÑA. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Resolución de 13 de marzo de 2006, de la Dirección General de política Energética y Minas, por la que se establecen los protocolos de detalle de la Normas de Gestión Técnica del sistema Gasista. Protocolo de Detalle PD-01. Madrid, 2009.

- [42] ESTADOS UNIDOS.GEORGIA PUBLIC SERVICE COMMISSION. 2011. Disponible en: <http://www.psc.state.ga.us/>.
- [43] ESTADOS UNIDOS. FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. FERC Order 637-2000. Washington D.C., 2000.
- [44] ESTADOS UNIDOS. NATURALGAS.ORG. Natural Gas Supply Association. 2010. Disponible en: [www.naturalgas.org](http://www.naturalgas.org).
- [45] ESTADOS UNIDOS.FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. 2011. Disponible en: [www.ferc.gov](http://www.ferc.gov).
- [46] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Aparatos Mecánicos. Dispositivos generales para medidores de volumen de gas. Santafé de Bogotá D.C.: ICONTEC, 1990. NTC 2826.
- [47] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Definiciones y reglas comunes aplicables al ensayo de artefactos para uso doméstico y comercial que emplean gases combustibles. Santafé de Bogotá D.C.: ICONTEC, 1997. NTC 3527.
- [48] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Medidores de gas tipo diafragma. Santafé de Bogotá D.C.: ICONTEC, 2005. NTC 2728.
- [49] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Medidores de gas tipo diafragma. Características físicas. Santafé de Bogotá D.C.: ICONTEC, 2008. NTC 3950.
- [50] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Medidores de gas tipo diafragma con capacidad superior A 16 m<sup>3</sup>/h. Características Físicas. Santafé de Bogotá D.C.: ICONTEC, 2008. NTC 4554.
- [51] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Medidores de gas tipo rotatorio. Santafé de Bogotá D.C.: ICONTEC, 2008. NTC 4136.
- [52] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Metrología. Sistema internacional de unidades. Santafé de Bogotá D.C.: ICONTEC, 2004. NTC 1000.
- [53] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Vocabulario internacional de metrología. Conceptos fundamentales, generales y términos asociados (VIM). Santafé de Bogotá D.C.: ICONTEC, 2006. GTC-ISO/IEC 99.
- [54] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular-crosssection conduits running full. ISO 5167-2.2003.

- [55] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. Measurement of fluid flow in closed conduits – Guidance to the selection, installation and use of coriolis meters. ISO 10790. 1999.
- [56] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full-Part 1: General principles and requirements. ISO 5167-1. 2001.
- [57] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. Measurement of gas flow in closed conduits – Turbine meters. ISO 9951. 1994.
- [58] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. Natural gas – Measurement of properties – Volumetric properties: density, pressure, temperature and compression factor. ISO 15970. 2008.
- [59] INTERNATIONAL ORGANIZATION OF LEGAL METROLOGY. Gas meters. Part 1: Requirements. OIML R-137. Paris, 2006.
- [60] Itansuca PROYECTO DE INGENIERÍA. Interventoría de los contratos de concesión para la áreas de servicio exclusivo de distribución de gas natural por red en las zonas occidente y centro oriente. Bogotá D.C, 2008.
- [61] MEXICO. COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA. 2010. Disponible en: [www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx).
- [62] MÉXICO. COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA. Directiva sobre la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano. DIR-GAS-001-2009. México D.F., 2009.
- [63] MÉXICO. COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA. Especificaciones del gas natural. NOM-001-SECRE-2010. México D.F., 2010.
- [64] MÉXICO. COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA. Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades en materia de gas natural. DIR-GAS-001-2007. México D.F., 2007.