

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL PODER CALORÍFICO
REPRESENTATIVO EN PUNTOS DE SALIDA DE REDES DE TRANSPORTE DE
GAS NATURAL EN COLOMBIA

JHONN FREDY VELOSA CHACÓN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS
BUCARAMANGA

2019

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL PODER CALORÍFICO
REPRESENTATIVO EN PUNTOS DE SALIDA DE REDES DE TRANSPORTE DE
GAS NATURAL EN COLOMBIA

JHONN FREDY VELOSA CHACÓN

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE MAGISTER EN
INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS

DIRECTOR
EMILIANO ARIZA LEÓN
PhD en Ingeniería Química

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2019

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1 MODELOS PARA DETERMINACIÓN DE ENERGÍA EN GAS NATURAL ..	18
1.1 DESCRIPCIÓN DE LAS INTERFACES DE TRANSFERENCIA.....	21
1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN.....	26
1.3 MÉTODOS DE INTEGRACIÓN	39
1.4 RESUMEN ALTERNATIVAS METODOLÓGICAS.....	47
2 MODELAMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE.....	50
2.1 DESCRIPCIÓN DE LA RED	50
2.2 REGISTROS HISTÓRICOS.....	55
2.3 COMPORTAMIENTO DE LA RED.....	59
3 ESTIMACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE.....	81
3.1 MODELO CÁLCULO DE ENERGÍA DIARIA.....	84
3.2 MODELO DE INCERTIDUMBRE EN ENERGÍA MENSUAL	95
3.3 MODELO DE INCERTIDUMBRE BALANCE EN ENERGÍA	101
3.4 CONSIDERACIONES DEL MODELO DE INCERTIDUMBRE	106
4 DETERMINACIÓN DE ENERGÍA.....	108
4.1 ESTRATEGIAS EN LA DETERMINACIÓN DE PODER CALORÍFICO	111
4.2 OBTENCIÓN DE DATOS DE MEDICIÓN.....	120
4.3 CONTROL DE EXCEPCIONES.....	124

4.4	DETERMINACIÓN DE PODER CALORÍFICO REPRESENTATIVO	130
4.5	COMBINACIÓN DE DATOS PARA DETERMINACIÓN DE ENERGÍA	144
4.6	CONTROL METROLÓGICO.....	146
5	CONCLUSIONES	148
6	RECOMENDACIONES	150
	BIBLIOGRAFÍA.....	151
	ANEXOS.....	155

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Clasificación sistemas de transferencia de custodia.....	28
Tabla 2 Características generales del tramo de red de transporte	51
Tabla 3 Características particulares de la red	52
Tabla 4 Características particulares de los sistemas de transferencia	57
Tabla 5 Diferencias entre métodos de integración de poder calorífico (SD8)	65
Tabla 6 Diferencias entre métodos de asignación de poder calorífico (SC1)	69
Tabla 7 Diferencias en la aplicación del modelo hidráulico (SB1)	76
Tabla 8 Balance mensual en energía para diferentes métodos.....	79
Tabla 9 Error máximo permisible en la determinación de volumen y energía ...	82
Tabla 10 Fuentes de incertidumbre volumen día.....	87
Tabla 11 Fuentes de incertidumbre poder calorífico asignado	89
Tabla 12 Fuentes de incertidumbre poder calorífico ponderado.....	90
Tabla 13 Presupuesto de incertidumbre energía día con PC asignado (S-C1) .	91
Tabla 14 Comportamiento incertidumbre energía día (S-C1)	92
Tabla 15 Incertidumbre energía mes con PC asignado (Monte Carlo)	97
Tabla 16 Incertidumbre energía mes con PC representativo (Monte Carlo)	99
Tabla 17 Incertidumbre balance mes con PC representativo (1E).....	103
Tabla 18 Incertidumbre balance mes con PC representativo (2E).....	104
Tabla 19 Modelo de registro para la estrategia	118

Tabla 20 Procedimiento recomendado para valores sustitutos.	129
--	-----

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Alternativas en la determinación de energía.....	19
Figura 2. Interfaces de transferencia	21
Figura 3. Medición local de poder calorífico y cantidad de gas	33
Figura 4. Medición local, integración fuera de línea.....	34
Figura 5. Asignación remota de poder calorífico	36
Figura 6. Conversión de volumen y asignación de poder calorífico remota.....	38
Figura 7. Alternativas determinación de energía de acuerdo con clase	48
Figura 8. Modelo simulación tramo de transporte.....	54
Figura 9. Patrón de comportamiento 1. Poder calorífico estable (EA2)	61
Figura 10. Patrón de comportamiento 2. Variable sin mezcla de gases (SC2)..	62
Figura 11. Patrón de comportamiento 3. Variable con mezcla de gases (SB3).	63
Figura 12. Patrón de comportamiento y método de integración (SD8)	64
Figura 13. Diferencias entre métodos de integración de poder calorífico	67
Figura 14. Diferencias entre métodos de asignación de poder calorífico	71
Figura 15. Comportamiento mensual del poder calorífico (SC1)	73
Figura 16. Variabilidad en la asignación diaria del poder calorífico	74
Figura 17. Comportamiento incertidumbre energía día (S-C1).....	94
Figura 18. Incertidumbre energía mes con PC asignado (Monte Carlo).....	98
Figura 19. Comparación incertidumbre diferentes fuentes de PC	100

Figura 20. Comparación balances	105
Figura 21. Metodología determinación de energía	110
Figura 22. Metodología control de excepciones	125
Figura 23. Asignación fija. Una fuente de calidad de gas.	132
Figura 24. Asignación fija. Múltiples fuentes de calidades de gas.	133
Figura 25. Asignación variable. Múltiples calidades y flujo bidireccional.	135
Figura 26. Asignación variable. Múltiples calidades y flujo unidireccional.	137
Figura 27. Modelo para reconstrucción de poder calorífico.	141

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. GLOSARIO	155
ANEXO B. FUNDAMENTOS PODER CALORÍFICO EN GAS NATURAL	167

RESUMEN EN ESPAÑOL

TITULO: METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL PODER CALORÍFICO REPRESENTATIVO EN PUNTOS DE SALIDA DE REDES DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.*

AUTOR: JHONN FREDY VELOSA CHACÓN.**

PALABRAS CLAVE: Gas natural, líneas de transporte, redes de distribución, calidad de gas, energía, poder calorífico

DESCRIPCIÓN:

Aunque en los procesos de transporte y distribución de gas natural se hace uso de la cantidad de gas recibido y entregado en términos del volumen por unidad de tiempo, por ejemplo, metros cúbicos por día ($\text{m}^3/\text{día}$), la realidad es que estos procesos corresponden en la práctica a transporte de energía, mega Joules por día ($\text{MJ}/\text{día}$). Por este motivo, es importante en la comercialización del gas conocer con un nivel de confianza adecuado el contenido energético del producto transportado o distribuido a partir del cual se determina la cantidad de energía entregada al remitente.

Cuando una red de transporte o distribución cuenta con más de una fuente de gas, se dificulta la determinación del contenido energético del gas transportado y por consiguiente la cantidad de energía entregada al remitente, ya que durante el periodo de cuantificación se pueden presentar variaciones en el contenido de energía del gas, variaciones que dependen de las condiciones propias de la red: tales como tamaños, distribución de los consumos y los puntos de entrada, perfiles de consumo, entre otros.

En el presente trabajo de grado se plantea una metodología para la determinación del poder calorífico representativo que pueda ser asociado a un punto particular en una red de transporte, lo cual permitirá aumentar el nivel de confianza por parte del remitente ya que el contenido energético asignado asegura el cumplimiento por debajo de los errores máximos permisibles establecidos por la regulación para procesos de transferencia de custodia de acuerdo con la clase a la cual pertenece cada sistema.

* Trabajo final de maestría.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Maestría en ingeniería de petróleos y gas.

Especialización en ingeniería del gas. Director: PhD. Emiliano Ariza León.

RESUMEN EN INGLÉS

TITLE: METHODOLOGY FOR DETERMINATION OF REPRESENTATIVE HEATING VALUE IN EXITS POINTS OF NATURAL GAS TRANSMISSION NETWORKS IN COLOMBIA.*

AUTHOR: JHONN FREDY VELOSA CHACON. **

KEYWORDS: Natural gas, pipelines transmission, distribution grid, gas quality, energy, heating value.

DESCRIPTION:

Although the natural gas transport and distribution processes use the amount of gas received and delivered in terms of volume per unit of time, for example, cubic meters per day (m^3 / day), the reality is that these processes correspond in practice to energy transport, Megajoules per day (MJ / day). For this reason, it is important in the commercialization of gas to know with an adequate level of confidence the energy content of the product transported or distributed, from which the amount of energy delivered to the customer is determined.

When a transport or distribution network has more than one gas source, it is difficult to determine the energy content of the gas transported and consequently the amount of energy delivered to the customer, since during the quantification period there may be variations in the gas energy content, variations that depend on the network's own conditions: such as sizes, distribution of consumption and points of entry, consumption profiles, among others.

Having a methodology for the determination of the representative heating value that can be associated to a particular point in a transport network allows increasing the level of confidence on the part of the customer since the assigned energy content ensures compliance with the maximum permissible errors established by the regulation for custody transfer processes according to the class to which each system belongs.

* Master's Degree Final Work.

** Faculty of Physic-Chemistry Engineering. Master's degree in Petroleum and Gas Engineering.

Director: PhD. Emiliano Ariza León.

INTRODUCCIÓN

En los inicios de la industria del gas natural el proceso de compra venta se realizaba en una base volumétrica, razón por la cual se han invertido muchos recursos en el desarrollo de los procesos de medición de volumen y caudal de gas. Con el paso del tiempo, el valor creciente de la energía y las variaciones en la calidad de las fuentes de suministro de gas ha obligado a la industria a migrar los procesos de comercialización del gas sobre una base en energía térmica, creando la necesidad de determinar el contenido de energía del gas, bien sea por medición directa o a partir de la aplicación de metodologías de cálculo. No obstante, el proceso de determinación de la cantidad de energía a partir de los datos de volumen (o caudal) y contenido energético se realiza considerando en primera medida aspectos regulatorios en lugar de aspectos técnicos que puedan ser normalizados.

En Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), como ente regulador para el transporte y distribución de gas natural, establece la necesidad de asignar la cantidad de energía entregada a los remitentes mediante la medición de la composición del gas en todos los puntos de entrada y en los diferentes puntos de la red en donde se presenten mezclas de gas. Tanto la regulación como las normas técnicas aplicables establecen el requisito de medir el contenido de

energía del gas con niveles de exactitud acordes con el volumen entregado y adecuados para propósitos de transferencia de custodia.

La posibilidad de determinar de manera confiable el contenido de energía del gas transportado y entregado a los remitentes en todos los puntos de salida presenta un reto para las redes de transporte de gas en Colombia ya que no se cuenta con una única fuente de gas natural, sino que, debido a la dinámica del sector, la cantidad de campos productores de gas ha aumentado considerablemente en los últimos años. Al aumentar la cantidad de fuentes de suministro de gas ingresando a las redes de transporte, independiente del volumen ingresado, se presenta un cambio en la composición del gas natural resultante de la mezcla, lo cual cambia las propiedades calculadas y el contenido de energía del gas transportado.

La situación mencionada puede tornarse aún más compleja si se considera el plan de abastecimiento de gas natural de la UPME¹, en el cual se ampliarían las fuentes de suministro de gas que podrían ingresar a las redes de transporte, entre las que se cuentan: GNL y biogás. Adicional al ingreso de otros tipos de fuentes, también se contempla el aumento en el ingreso de fuentes de gas convencionales, que independiente de la cantidad de gas ingresado, tienen el potencial de modificar la composición del gas en las redes. Una situación adicional que hace

¹ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Plan transitorio de abastecimiento de gas natural. Versión noviembre de 2016.

parte del plan de abastecimiento es la bidireccionalidad de los gasoductos troncales, lo cual ocasionará un aumento en la cantidad de mezclas de gas presentadas en la red de transporte.

En la actualidad, las empresas de transporte de gas natural en Colombia no cuentan con un mecanismo estándar y aceptado por la regulación para la determinación del poder calorífico “representativo” en todos los puntos de entrega, principalmente en aquellos que se ven expuestos a mezcla de gas natural. El término “representativo” hace referencia a que dicho poder calorífico no es medido en el punto sino estimado. La situación descrita no permite asignar de manera confiable la cantidad de energía transportada y facturada a los remitentes.

La problemática en la determinación del poder calorífico representativo se encuentra vigente y de no tomarse medidas al respecto, la situación podría tener mayor impacto en el futuro por el aumento en la cantidad de fuentes de suministro y los cambios operativos previstos para la infraestructura de transporte.

En el presente trabajo de grado se exploran las diferentes metodologías contempladas en normativas nacionales e internacionales para la determinación del poder calorífico representativo, evaluando el nivel de exactitud que se podría obtener en cada caso, dependiendo de las condiciones operativas particulares de las redes. Los resultados del presente trabajo son de utilidad para diferentes

agentes de la cadena del gas natural, entre los que se cuentan: productores, transportadores, distribuidores, comercializadores y consumidores en general, ya que la determinación confiable del contenido de energía del gas se refleja directamente en el valor pagado por los servicios y por el gas recibido. Adicionalmente, el ente regulador (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG) contará con una herramienta para validar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el reglamento único de transporte, garantizando la protección del consumidor.

En el presente estudio se plantea una metodología para la determinación del poder calorífico representativo del gas, que junto con la documentación del comportamiento de la composición del gas en las redes de transporte, se puede socializar entre los agentes de la cadena del gas, para obtener un acuerdo operativo en los términos establecidos en la regulación; adicionalmente, dicha metodología puede proponerse como base en un proceso de normalización para obtener un estándar para la industria a través del Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC).

1 MODELOS PARA DETERMINACIÓN DE ENERGÍA EN GAS NATURAL

Para la industria del gas natural tiene un impacto económico significativo la determinación confiable de la energía que se produce, transporta y consume por parte de los usuarios finales, esto debido a que la comercialización del gas no se realiza con base en el volumen del gas sino en la energía contenida por dicho volumen; es por esta razón que factores como el crecimiento del mercado del gas natural, así como la disponibilidad de nuevas fuentes de suministro (convencionales y no convencionales), han presentado en años recientes nuevos retos para las compañías operadoras de gasoductos quienes deben considerar dentro de sus procedimientos de balance y facturación las diferentes variaciones en composición del gas y por consiguiente del contenido energético del gas transportado.

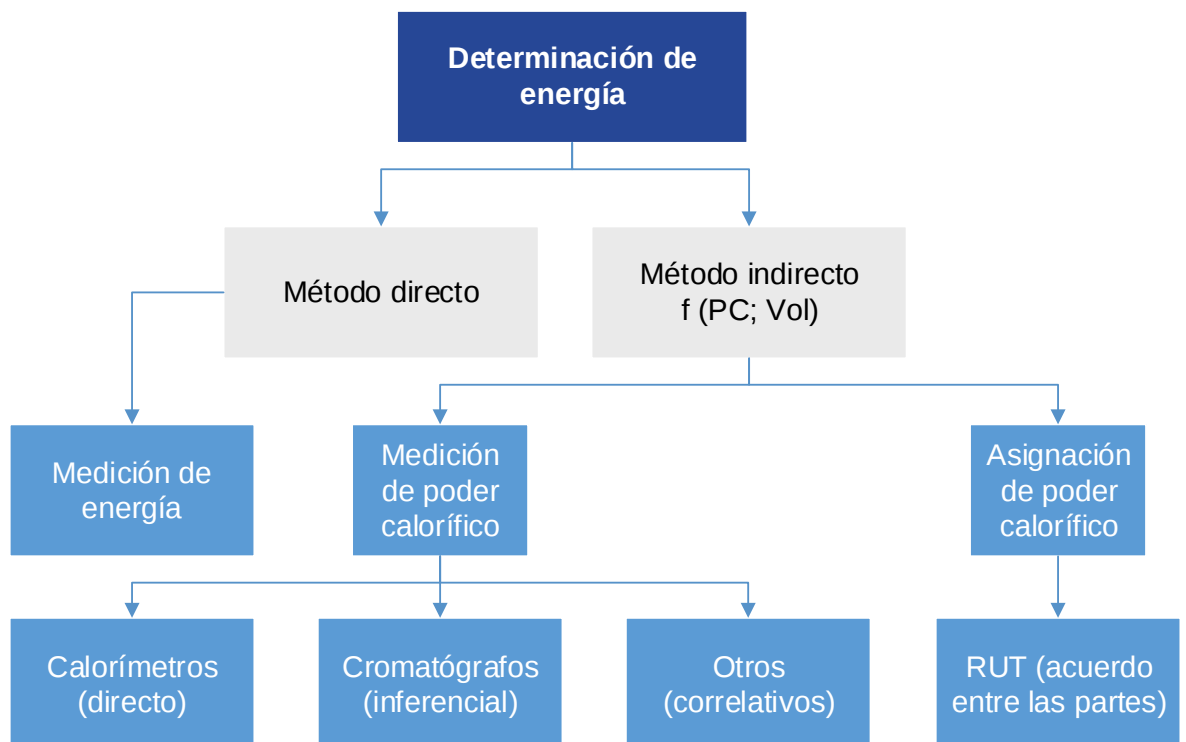
Al respecto, la regulación en Colombia (Reglamento Único de Transporte - RUT²) establece que el poder calorífico debe ser medido en los puntos de entrada y en los puntos de mezcla, no obstante, para los puntos de salida deja abierta la posibilidad de realizar acuerdos entre las partes en cuanto a metodología, procedimiento y frecuencia en la determinación. Estos acuerdos son difíciles de alcanzar cuando no se cuenta con un marco normativo técnico con validez para la

² COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 071 de 1999.

Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

aplicación en redes de transporte, ya que cualquier diferencia entre los métodos que se puedan aplicar puede ocasionar un impacto económico perjudicial para alguna de las partes involucradas.

Figura 1. Alternativas en la determinación de energía



La energía contenida en el gas que es recibido, transportado y entregado por parte de las compañías operadoras de gasoductos cuenta con diferentes alternativas metodológicas para su determinación. En la Figura 1 se resumen las diferentes opciones que se tienen disponibles para su aplicación, en donde se contempla

incluso el acuerdo entre las partes mencionado en el Reglamento Único de Transporte (RUT)³ para la asignación del poder calorífico representativo.

Dada la complejidad de las redes de transporte, las diferencias de tamaño de los sistemas de medición y por consiguiente del impacto que cada uno de estos sistemas puede tener en el balance de las compañías operadoras, no se puede aplicar el mismo método en todos los puntos de transferencia de custodia, es por esto por lo que se requiere detallar la conformación y las diferentes relaciones presentes en las redes con la finalidad de establecer la alternativa más adecuada para cada caso.

En este sentido, a continuación se realizará la descripción de cuatro aspectos importantes que se deben considerar en el proceso de determinación del poder calorífico y por consiguiente de la energía:

- Descripción de las interfaces de transferencias.
- Clasificación de los sistemas de transferencia de custodia.
- Alternativas de integración para el poder calorífico.
- Frecuencia con la que se aplica.

³ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 071 de 1999.

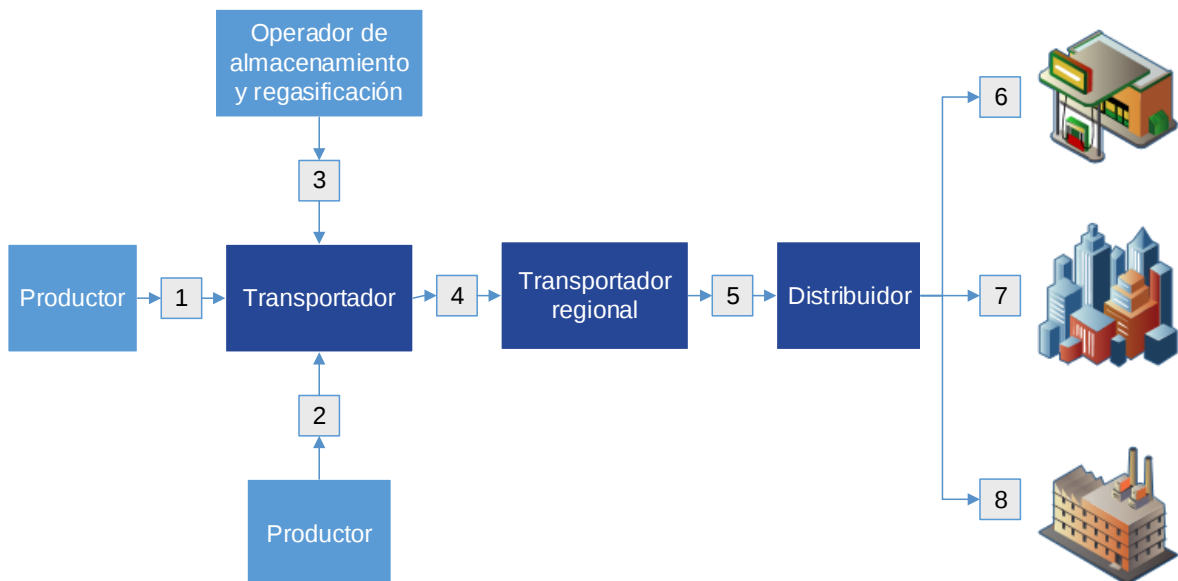
Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

1.1 DESCRIPCIÓN DE LAS INTERFACES DE TRANSFERENCIA

De manera general, en la cadena del gas natural (Figura 2) el suministro desde las etapas de producción, o almacenamiento para el caso del LNG, hasta el usuario final se realiza pasando por fases intermedias que implican todos o algunos de los siguientes agentes:

- Productor.
- Operador de plantas de almacenamiento y regasificación de LNG.
- Transportador.
- Transportadores regionales.
- Distribuidor.

Figura 2. Interfaces de transferencia



Las casillas numeradas de 1 a 8 en la Figura 2 representan diferentes interfaces en una cadena de suministro de gas natural; las cuales generalmente corresponden a estaciones de medida reales. Considerando que cada una de estas interfaces representa un punto de transferencia de custodia, es decir que sus registros son empleados con fines de facturación, se hace necesario que en cada una de las interfaces se realice la determinación de la energía empleando uno de los métodos que fueron relacionados en la Figura 1.

En la numeración de las interfaces se considera más de un productor, así como un operador de almacenamiento y regasificación, esto con la finalidad de considerar que dentro de la cadena de suministro se pueden presentar mezclas de diferentes gases, las cuales generalmente se dan al interior de las redes de transporte, lo cual podría considerarse como una interfaz virtual adicional, que no se considera como de transferencia de custodia y que por lo tanto no necesariamente requiere equipos físicos de medición.

Las interfaces representadas entre productor y transportador podrían incluso tratarse como procesos de transferencia de custodia entre países, situación que ya se ha dado en el pasado y que cuenta con el potencial de presentarse nuevamente dentro del panorama de suministro de gas en Colombia. De darse esto implica que la cantidad de fuentes de suministro y por lo tanto de mezcla de gases aumenta aún mas para el sistema nacional de transporte.

Como usuarios finales en este esquema de interfaces se consideran tres: cliente comercial (interfaz 6), cliente residencial (interfaz 7) y cliente industrial (interfaz 8). Adicional a las diferencias de consumo, la diferencia entre estos tres tipos de clientes radica en el perfil de flujo con el cual realizan dicho consumo, es decir, si su consumo es constante durante el día, durante solo algunas horas del día o si se caracteriza por presentar picos de consumo, como es el caso del cliente residencial.

A continuación, se describen como ejemplo tres modelos diferentes que corresponden a distintas situaciones de suministro que se podrían presentar en la cadena de gas natural, aclarando que estos tres modelos no son los únicos posibles y que las interacciones que podrían definir un modelo en particular dependen de diversos factores, como lo son las variaciones de calidad de gas, así como el número de agentes involucrados.

a. Una fuente de suministro, todos los agentes involucrados:

Al contar con una sola fuente de suministro no se contaría con las interfaces 2 y 3, tampoco se presentarían mezclas de gases y por tal motivo la calidad del gas en principio sería la misma en las demás interfaces de transporte y distribución (1, 4, 5). Si la calidad del gas en la interfaz 1 no presenta una alta variación durante un periodo de tiempo dado, se podría afirmar que la calidad del gas no presentará

variación en su camino al usuario final (interfaces 6, 7 y 8); por tal motivo, para determinar la energía en las interfaces de salida (6, 7 o 8) se debe medir el volumen en cada una de ellas, mientras que el poder calorífico se establece, por ejemplo, en las interfaces 1, 4 o 5, sin que esto implique una afectación en la exactitud de la determinación de dicha energía.

b. Más de una fuente de suministro, todos los agentes involucrados:

La presencia de las interfaces 2 y 3, adicional a la interfaz 1, ocasiona que se presenten mezclas de gases a lo largo de la sección correspondiente al transporte de gas y que por lo tanto la calidad del gas en la interfaz 4 no se pueda asociar directamente a ninguna de las fuentes de calidad de gas de entrada (interfaces 1, 2 y 3).

En este esquema, dependiendo de los caudales ingresados en las interfaces de entrada (1, 2 y 3), la calidad del gas promedio resultante aguas abajo de los puntos de mezcla, interfaces 4 y 5, puede no ser la misma para un periodo de tiempo definido. Bajo esta condición, para la determinación de la energía en las interfaces de salida (6, 7 o 8) se debe medir el volumen en cada una de ellas, mientras que el poder calorífico se toma de la referencia más cercana, que para este caso sería la interfaz 5.

c. Más de una fuente de suministro, sin todos los agentes involucrados:

El suministro de gas a un usuario final (interfaces 6, 7 o 8) puede darse directamente por parte un agente transportador, es decir sin contar con la participación de los agentes “transportador regional” y “distribuidor”. En el marco regulatorio de Colombia esta situación es viable bajo ciertas consideraciones particulares de mercado, es decir, que en la zona en la que se atenderá el usuario final por parte del transportador no se cuente con un área exclusiva de atención por parte de un distribuidor. En este esquema de suministro la energía entregada al usuario final es determinada a partir del volumen medido en los diferentes puntos de salida (interfaces 6, 7 o 8) y el poder calorífico determinado en la interfaz 4, que sería la interfaz que considera las posibles mezclas de gases presentes en la red.

La descripción de las interfaces realizada anteriormente para la determinación de la energía entregada a los usuarios finales contempla dos factores: los agentes involucrados en el suministro y la posibilidad de mezclas y variaciones en la composición a lo largo de la red. No obstante, el método de determinación de la energía depende también de otros factores importantes; los cuales deben considerarse con la finalidad de elaborar una estrategia apropiada y eficiente que garantice al usuario final la determinación confiable de la energía. Entre estos factores se incluyen los siguientes:

- La topología de la red.
- El sentido del flujo.
- El perfil de consumo.
- La evolución del poder calorífico.
- Los equipos instalados.
- Los requisitos contractuales.
- Las regulación y normativa particular de cada país.

1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

A partir del año 2016 se cuenta en Colombia con una norma técnica publicada por Icontec relacionada con la medición de gas natural, la NTC 6167⁴ “Medición de transferencia de custodia de gas natural en gasoductos”; el objeto de esta norma es establecer los requisitos, directrices y procedimientos de carácter técnico necesarios para el adecuado desarrollo de los procesos de medición de transferencia de custodia de gas natural en gasoductos. Lo cual incluye no solo sistemas conectados a redes de transporte, sino sistemas conectados a redes de distribución pero que cuentan con la denominación de “usuarios no regulados”⁵.

⁴ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Tránsito de custodia de gas natural en gasoductos. 2016.

⁵ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 127 de 2013. Por la cual se modifica el Anexo General de la Resolución CREG 067 de 1995 mediante la que se adoptó el Código de Distribución de Gas Combustible por Redes.

Dicha norma contempla dos aspectos claves en materia de medición que marcan una diferencia significativa en la forma en cómo se consideraban tradicionalmente los sistemas de transferencia de custodia.

El primer aspecto clave es que los sistemas de transferencia de custodia no son solo los medidores y sus elementos secundarios y terciarios asociados, sino que también hacen parte de los sistemas de medición los elementos auxiliares a la estación, así como también las disposiciones documentadas que entre otras cosas podrían contemplar los acuerdos entre las partes para alguna característica en particular.

El segundo aspecto clave hace referencia a la clasificación de los sistemas de medición como una función del caudal horario que se proyecta medir a través del sistema, dicha clasificación permite entre otras diferenciar los requisitos de desempeño metrológico de los sistemas como también los requisitos de los elementos instalados en cada uno ellos. Esta visión de los sistemas de medición en función del caudal horario y por consiguiente del impacto en el balance de las compañías operadoras de gasoducto, permite optimizar recursos no solo de inversión inicial requerida en la instalación sino también de operación al flexibilizar las actividades de verificación periódica de los sistemas.

En la Tabla 1 se presenta un resumen de la clasificación de los sistemas de medición acuerdo con NTC 6167⁶, indicando los elementos que de acuerdo con dicha norma son obligatorios de instalar en cada uno de los sistemas de transferencia de custodia de acuerdo con su clase.

Tabla 1 Clasificación sistemas de transferencia de custodia

Clase	A	B	C	D
Caudal (Nota1)	Mayor a 10000 m ³ /h (353,15 KPCH ⁷)	Mayor a 1000 m ³ /h (35,31 KPCH)	Mayores o iguales a 280 m ³ /h (9,89 KPCH)	Menores a 280 m ³ /h (2,89 KPCH)
EMP (Nota2) en la determinación de volumen	±0,9	±1,5	±2,0	±3,0
EMP (Nota2) en la determinación de energía	±1,0	±2,0	±3,0	±4,0
Módulo de medición	X	X	X	X
Dispositivo auxiliar de telemetría	X	X	X (Nota3)	X (Nota3)
Dispositivo de corrección y ajuste	X	X	X (Nota3)	X (Nota3)
Dispositivo de	X	X	X	

⁶ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Trasferencia de custodia de gas natural en gasoductos. 2016. p. 11-13.

⁷ KPCH: Miles de pie cúbico estándar hora.

conversión de volumen en sitio				
Dispositivo de conversión de energía en sitio	X	X (Nota 5)		
Conversión de temperatura	X	X	X	
Conversión de presión	X	X	X	
Conversión de Z	X	X (Nota 4 y Nota 5)	X (Nota 4)	
Dispositivo para determinación de PC local	X	X (Nota 5)		
Determinación de PC remota (Muestreo o calculado)		X	X	X

Fuente: Adaptado NTC 6167⁸.

Nota 1: Para la conversión de m³/h a KPCH (miles de pies cúbico estándar hora) se utiliza el factor de conversión correspondiente de acuerdo con NIST⁹ utilizando un redondeo a dos cifras.

⁸ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Tránsito de custodia de gas natural en gasoductos. 2016. p. 19.

⁹ NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY (NIST). Special Publication 811. Guide for the Use of the International System of Units (SI). 2008.

Nota 2: EMP corresponde al error máximo permisible aplicable a la magnitud en particular.

Nota 3: Obligatorio para gas natural vehicular (GNV) y usuario no regulado conectado a redes de distribución. Para otros tipos de usuarios, estos elementos serán opcionales y su uso estará sujeto a las exigencias de la autoridad competente.

Nota 4: Es obligatorio realizar la conversión por Z, pero es opcional contar con instrumento de medición asociado para la determinación de composición del gas.

Nota 5: Obligatorio para puntos de transferencia entre productor-transportador y entre transportadores.

Es importante resaltar, que un mismo tipo de interfaz de las descritas en el numeral anterior podría encontrar diferentes clasificaciones en aplicaciones diferentes; por ejemplo, una entrega a un cliente industrial en una aplicación podría ser CLASE B de acuerdo con su caudal horario proyectado y por lo tanto no requerir un dispositivo para la determinación de poder calorífico, mientras que en otra aplicación, con un consumo de gas superior, podría ser considerado este sistema como CLASE A y por lo tanto requerir la instalación en sitio de un dispositivo para la determinación de poder calorífico.

Aunque en teoría en la medición directa de energía los parámetros físicos individuales de caudal y contenido de energía no se miden y en su lugar se

obtiene directamente en sitio el caudal de energía y la cantidad de energía, esta alternativa no se considera dentro de la NTC 6167¹⁰ debido a que en la actualidad los instrumentos de medición directa de la energía presentes en el mercado no cuentan con una tecnología aprobada para el transporte y la distribución de gas natural. Por el momento, no existe ninguna norma internacional sobre este tema.

La clasificación de los sistemas incluida en la NTC 6167¹¹ y la posibilidad de contar o no con un elemento para la determinación de poder calorífico local, abre la posibilidad de desarrollar diferentes alternativas en la determinación de energía de manera indirecta (ver Figura 1), es decir cuando se realiza mediante la determinación o asignación del poder calorífico representativo. Estas alternativas son las que soportan la elaboración de balance energético en las redes de transporte, optimizando desde el punto de vista económico la cantidad de equipos instalados en las diferentes interfaces. Entre estas alternativas se encuentran las siguientes:

- Medición local de poder calorífico y cantidad de gas (volumen o masa).
- Medición local (poder calorífico y cantidad de gas), integración fuera de línea.

¹⁰ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Tránsito de custodia de gas natural en gasoductos. 2016. p. 19.

¹¹ *Ibid.* p. 11.

- Medición local de cantidad de gas (masa o volumen) y asignación remota de poder calorífico.
- Conversión remota de volumen y asignación remota de poder calorífico.

a. Medición local de poder calorífico y cantidad de gas:

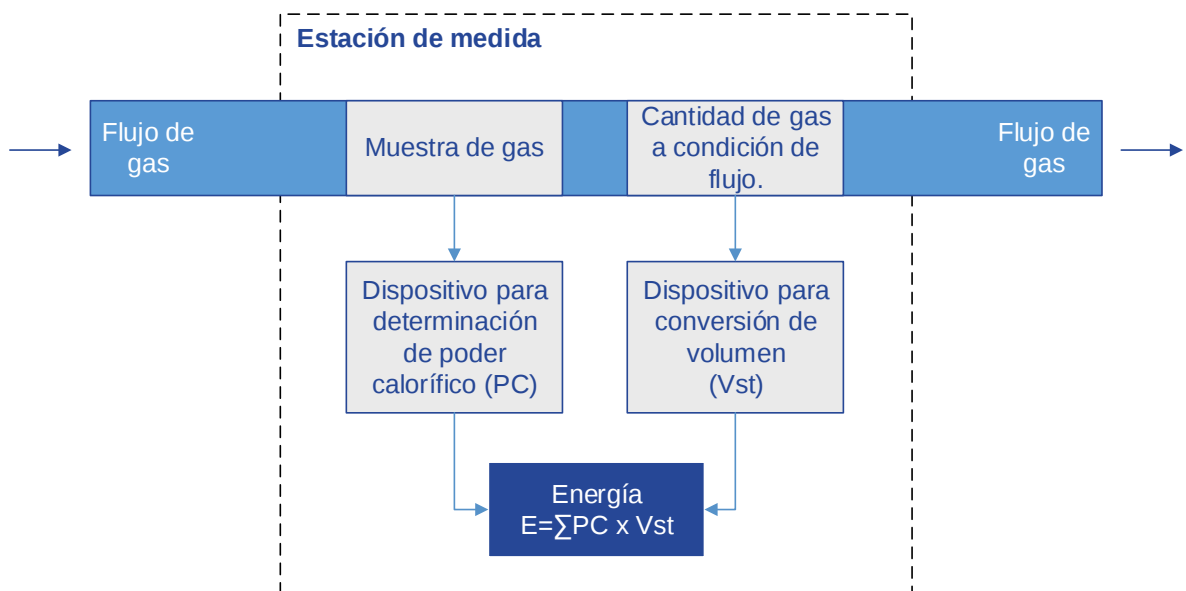
Para la determinación indirecta de la energía, se miden por separado en una estación de medida la cantidad de gas a condiciones de flujo (en volumen o masa dependiendo de la tecnología de medición empleada), el poder calorífico y las otras magnitudes físicas complementarias a través de los elementos secundarios instalados y calibrados individualmente: presión, temperatura, densidad, etc. (ver Figura 3), las cuales se integran en el dispositivo para conversión de volumen con la finalidad de obtener el volumen a condiciones estándar (Vst).

Finalmente, tanto el caudal volumétrico como el contenido de energía se integran en un dispositivo para conversión de energía en sitio para obtener la cantidad de energía final medida por el sistema, la cual es visualizada en sitio y comunicada remotamente a un centro de control a través del dispositivo auxiliar de telemetría. Esta configuración corresponde a sistemas CLASE A y sistemas CLASE B que de

acuerdo con la NTC 6167¹² requieran la instalación en sitio de un dispositivo para la determinación del poder calorífico.

Se debe aclarar que, aunque el dispositivo para determinación de poder calorífico se encuentre disponible en campo, la determinación de cantidad de energía no necesariamente se realiza en sitio, aplicando en su lugar la alternativa de “medición local fuera de línea de poder calorífico y volumen”.

Figura 3. Medición local de poder calorífico y cantidad de gas



Fuente: Adaptado ISO 15112¹³.

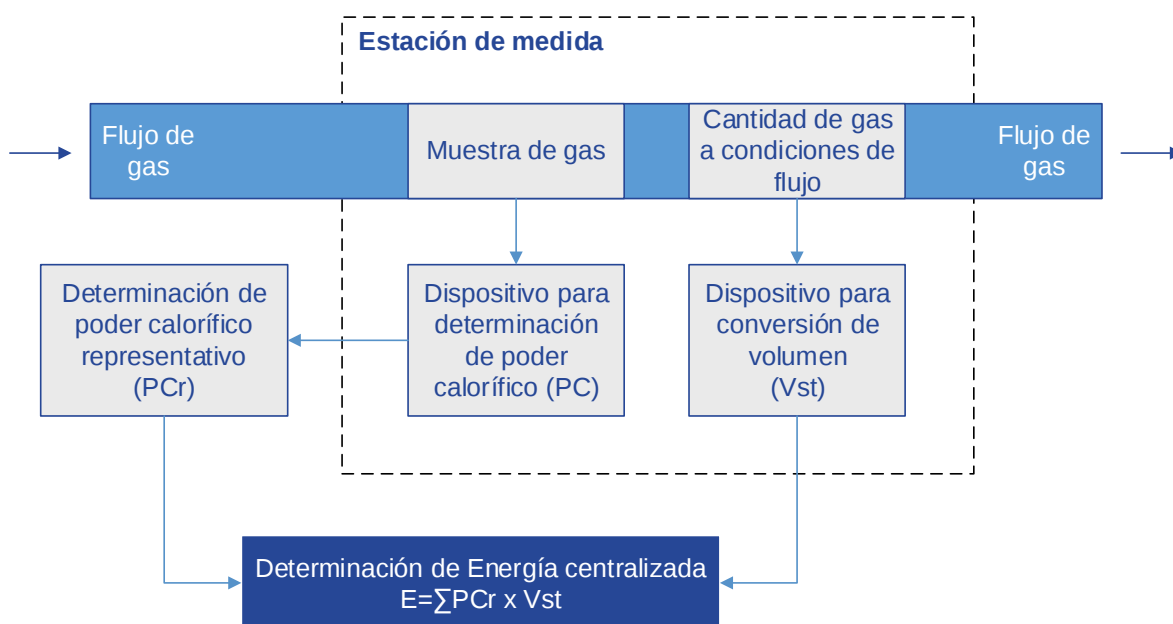
¹² INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Transferencia de custodia de gas natural en gasoductos. 2016. p. 12.

¹³ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 15112 - Natural gas - energy determination. Third Edition. 2018. p. 15.

b. Medición local (poder calorífico y cantidad de gas), integración fuera de línea:

Al igual que el método anterior, se realiza la medición por separado del poder calorífico y de la cantidad de gas a condiciones estándar, es decir ya integrada en el dispositivo para conversión de volumen. A diferencia del método anterior, los datos recopilados no son integrados en un dispositivo para conversión de energía en sitio, sino que estos son transmitidos a otra estación central de determinación de la energía encargada de determinar el caudal de energía y la cantidad de energía.

Figura 4. Medición local, integración fuera de línea.



Fuente: Adaptado ISO 15112¹⁴.

¹⁴ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 15112 - Natural gas - energy determination. Third Edition. 2018. p. 15.

Dada la situación local en términos de calidad del gas y por razones económicas, a veces localmente no se cuenta con el dispositivo para determinación de poder calorífico, no obstante, si se toman las muestras de gas representativas (con control del tiempo o de flujo) dentro de la estación de medida y el poder calorífico es determinado en una ubicación diferente, como por ejemplo un laboratorio o un dispositivo para determinación de poder calorífico de otra estación.

Como se mencionó anteriormente, esta alternativa corresponde a sistemas CLASE A y sistemas CLASE B que de acuerdo con la NTC 6167¹⁵ requieran la instalación en sitio de un dispositivo para la determinación del poder calorífico, pero que a diferencia de la alternativa descrita anteriormente en la que la cantidad de energía se determina en sitio, su determinación se realiza de manera remota. Esta alternativa es de hecho la alternativa más usada para este tipo de sistemas.

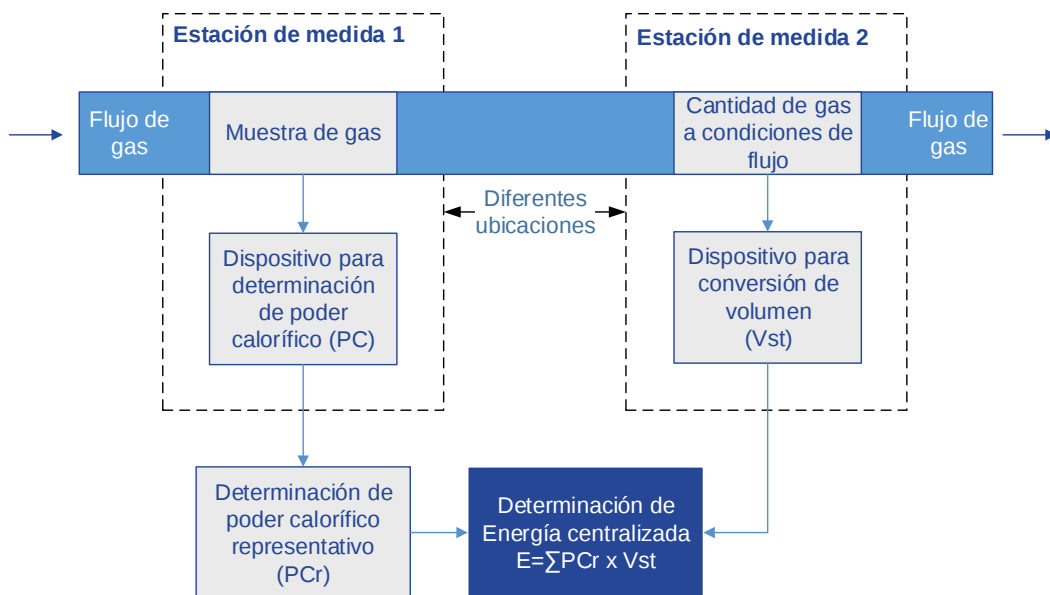
c. Medición local de cantidad de gas (masa o volumen) asignación remota de poder calorífico:

La situación más común en estaciones de transferencia de custodia de gas natural es que la cantidad de gas (volumen o masa) se mide directamente en cada punto de suministro, sin embargo, puede ser demasiado costoso operar también un

¹⁵ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Tránsito de custodia de gas natural en gasoductos. 2016. p. 12.

dispositivo para determinación de poder calorífico en cada uno de estos puntos. Por lo tanto, el método más común (especialmente en los extensos sistemas de transporte y suministro) consiste en asignar un poder calorífico representativo al volumen.

Figura 5. Asignación remota de poder calorífico



Fuente: Adaptado ISO 15122¹⁶.

Los poderes caloríficos asignados a estas interfaces (puntos de transferencia de custodia) son valores medidos en otro lugar o valores obtenidos a partir de varios valores medidos representativos (ver Figura 5). Estos valores constituyen la base para la determinación de la energía. El tipo de asignación se determina por el emplazamiento de las estaciones de entrada/salida en la red y por las condiciones

¹⁶ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 15112 - Natural gas - energy determination. Third Edition. 2018. p. 16.

de circulación del flujo de gas, tal como se describió anteriormente con las interfaces.

Esta configuración corresponde a sistemas CLASE C y sistemas CLASE B que de acuerdo con la NTC 6167¹⁷ no requieran la instalación en sitio de un dispositivo para la determinación del poder calorífico.

Este tipo de instalaciones, aunque no se encuentran asociadas a sistemas de alto volumen (CLASE A) si pueden tener un impacto significativo en el balance energético de las compañías operadoras ya que corresponden al mayor número de sistemas de transferencia de custodia, por ese motivo, es muy importante para estos sistemas la asignación adecuada de un poder calorífico representativo de la corriente de gas medida.

d. Conversión remota de volumen y asignación remota de poder calorífico.

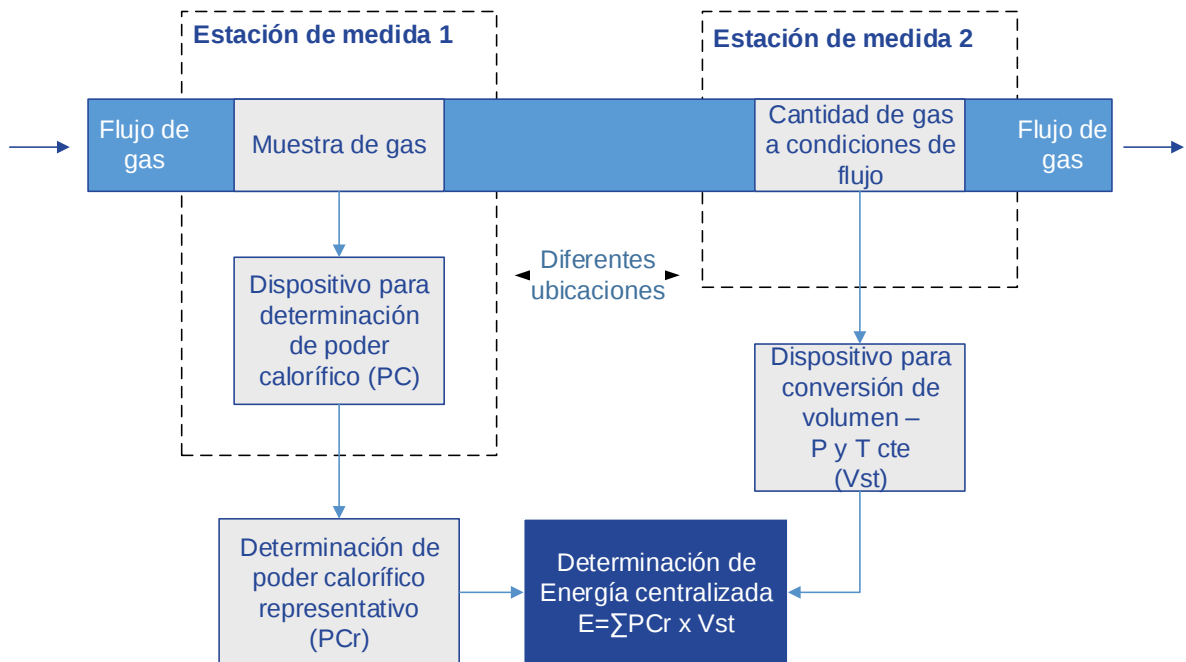
Como última alternativa se tiene la configuración en la que en sitio solo se determina la cantidad de gas (masa o volumen) a condiciones de flujo, las operaciones de conversión de esta cantidad de gas a condiciones estándar y la

¹⁷ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Trasferencia de custodia de gas natural en gasoductos. 2016. p. 12.

determinación de la energía con un poder calorífico representativo se realiza de manera remota.

En esta alternativa no se miden las variables de presión y temperatura, estas son estimadas con datos promedio ya que en general se cuentan con reguladoras de presión y sistemas de calentamiento asociados.

Figura 6. Conversión de volumen y asignación de poder calorífico remota



Esta alternativa corresponde a sistemas CLASE D, que debido a su bajo consumo (inferior a 280 m³/h o 2,89 en KPCH¹⁸) no representan un impacto significativo

¹⁸ KPCH: Miles de pie cúbico estándar hora.

para el balance energético de las compañías operadoras y se pueden mantener bajo control sin la necesidad de contar con todos los equipos en sitio.

1.3 MÉTODOS DE INTEGRACIÓN

Como se ha podido observar en los numerales anteriores, la disponibilidad del dispositivo para determinación de poder calorífico no depende solamente del uso o la interfaz que se presente, depende principalmente de factores económicos y operativos como los contemplados en la NTC 6167¹⁹. No obstante, independiente de la interfaz o de la clase de exactitud del sistema de transferencia en donde se encuentra asociado el equipo, los resultados que se obtienen a partir de este corresponden a muestras puntuales tomadas de la red, es decir, que la medición no es una representación continua de la variable medida como si ocurre por ejemplo con la presión o la temperatura, sino que corresponden a una medición discreta con la cual se pueden obtener típicamente entre 4 y 10 registros por hora.

Teniendo en cuenta que estos registros de poder calorífico son los empleados posteriormente para la determinación de la energía con la cual se facturan tanto la venta, como el transporte y la distribución el gas, es aspecto crítico definir la metodología como estos registros son integrados y cuantos registros mínimos se

¹⁹ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Tránsito de custodia de gas natural en gasoductos. 2016. p. 12

requieren para garantizar que el poder calorífico obtenido es representativo del gas que pasa por los sistemas de transferencia de custodia.

Considerando que en una red de transporte la cantidad de dispositivos para determinación de poder calorífico disponibles es reducida en comparación al número de sistemas de transferencia de custodia, por ejemplo en la Transportadora de Gas Internacional este número no supera el 5%, se entiende la importancia de contar con equipos confiables y con métodos adecuados para la integración de los registros en orden a obtener valores representativos no solo para el sistema de transferencia de custodia donde se encuentra instalado el equipo, sino también para los sistemas de transferencia a los cuales se asocia este valor y que emplean alternativas como la c y d descritas en el numeral anterior.

La integración de los registros de poder calorífico se podría hacer sobre una base horaria, diaria, mensual o incluso anual; sin embargo, la selección de la metodología de integración adecuada para un sistema depende en primera medida de la longitud de los ciclos de facturación empleados. En Colombia, los ciclos de facturación para cuentas de balance y distribución de pérdidas de gas son mensuales, no obstante, con la publicación de la Resolución CREG 114 de

2017²⁰ (y las respectivas modificaciones) en la que particularmente se realiza acotamiento de la nominación diaria de los agentes en función del cumplimiento de la nominación del día inmediatamente anterior, se crea la necesidad de contar con un ciclo diario para sistemas de transferencia de custodia que consumen más de 500 KPCD²¹ (14160,3 m³/día), esta acotación aunque no corresponde a una facturación si afecta las cuentas de balance de los agentes y por lo tanto requiere de datos confiables tanto de volumen como de poder calorífico representativos para el ciclo.

A continuación, se describe cada uno de los métodos de integración disponibles para los registros obtenidos de un dispositivo para determinación de poder calorífico.

a. Poder calorífico horario

El poder calorífico horario ($\overline{PC_h}$) es determinado del promedio aritmético de n lecturas de poder calorífico (PC) entregadas por el dispositivo para determinación

²⁰ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 114 de 2017. Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

²¹ KPCD: Miles de pie cúbico estándar día.

de poder calorífico calibrado en una hora. Considerando que n debe ser mayor o igual a 4.

$$\overline{PC_h} = \frac{\sum_{i=1}^n PC_{h,i}}{n} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde,

$\overline{PC_h}$: promedio aritmético del poder calorífico horario

PC : Registro de poder calorífico

n : número de registros por hora de poder calorífico.

b. Poder calorífico diario

El poder calorífico (PC_d) es determinado a partir del promedio aritmético ($PC_d = \overline{PC_d}$) o promedio ponderado en volumen ($PC_d = \tilde{PC_d}$) de un número h de poderes caloríficos horarios promedio $\overline{PC_h}$. Este promedio cuando $h = 24$ es llamado poder calorífico entregado diariamente, mientras que si este valor es obtenido para $1 < h < 24$ es llamado el poder calorífico entregado en lo transcurrido de las 24 horas.

El poder calorífico promedio aritmético entregado diariamente y el poder calorífico entregado en lo transcurrido de las 24 horas se evalúa de la siguiente forma:

$$\overline{PC_d} = \frac{\sum_{i=1}^h \overline{PC_{h,i}}}{h} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde,

$\overline{PC_h}$: promedio aritmético del poder calorífico entregado en lo transcurrido del día (o entregado día sí $h = 24$).

$\overline{PC_h}$: poder calorífico horario promedio.

h : número de horas en el periodo bajo observación.

Por otro lado, el poder calorífico ponderado en volumen diario y el poder calorífico ponderado en volumen entregado en lo transcurrido de las 24 horas se evalúa de la siguiente forma:

$$\tilde{PC_d} = \frac{\sum_{i=1}^h (\overline{PC_{h,i}} \times V_{st,h,i})}{\sum_{i=1}^h V_{st,h,i}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde,

$\tilde{PC_d}$: promedio ponderado en volumen del poder calorífico entregado en lo transcurrido del día (o entregado diariamente sí $h = 24$).

$\overline{PC_h}$: poder calorífico horario promedio.

h : número de horas en el periodo bajo observación.

$V_{st,h}$: volumen a condiciones estándar entregado en la hora bajo observación.

c. Poder calorífico mensual

El poder calorífico entregado (PC_m) es determinado a partir del promedio aritmético ($PC_m = \overline{PC_m}$) o promedio ponderado en volumen ($PC_m = \tilde{PC}_m$) de un número d de poderes caloríficos diarios promedio PC_d , los cuales de igual forma pueden haber sido obtenidos por promedio aritmético o ponderado. El resultado para cuando $d = n$ (donde $n = 28, 29, 30$ o 31 , dependiendo del mes bajo observación), es llamado el poder calorífico entregado mensualmente; mientras que para $1 < d < n$ es llamado poder calorífico entregado en lo transcurrido del mes.

Los volúmenes y poderes caloríficos entregados que son obtenidos para intervalos de tiempo menores a un día también pueden ser usados en la determinación de los poderes caloríficos entregados mensualmente, teniendo en cuenta que estos valores deben haber sido determinados simultáneamente en el mismo ciclo de tiempo.

El poder calorífico promedio aritmético entregado mensualmente y el poder calorífico entregado en lo transcurrido del mes se evalúa de la siguiente forma:

$$\overline{PC}_m = \frac{\sum_{i=1}^d PC_{d,i}}{d} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde,

$\overline{PC_m}$: promedio aritmético del poder calorífico entregado en lo transcurrido del mes (o entregado mensualmente si $d = n$, donde $n = 28, 29, 30$ o 31 , dependiendo del mes bajo observación).

PC_d : poder calorífico diario promedio (aritmético o ponderado).

d : número de días considerados en el mes.

Por otro lado, el poder calorífico ponderado en volumen mensual y el poder calorífico ponderado en volumen entregado en lo transcurrido del mes se evalúa de la siguiente forma:

$$\tilde{PC}_m = \frac{\sum_{i=1}^d (PC_{d,i} \times V_{st,d,i})}{\sum_{i=1}^d V_{st,d,i}} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde,

$\tilde{PC}_m$: promedio ponderado en volumen del poder calorífico entregado en lo transcurrido del mes (o entregado mensualmente si $d = n$, donde $n = 28, 29, 30$ o 31 , dependiendo del mes bajo observación).

PC_d : poder calorífico diario promedio (aritmético o ponderado).

d : número de días considerados en el mes.

$V_{st,d}$: volumen a condiciones estándar entregado en el día bajo observación.

d. Poder calorífico anual

De manera general, los cálculos de poder calorífico promedio deben ser siempre ponderados en volumen, los promedios aritméticos son aceptados únicamente para ciclos de facturación que no pasen de un mes. Por este motivo, el poder calorífico entregado anual (PC_a) es determinado a partir del promedio ponderado en volumen ($PC_a = \tilde{PC}_a$) de $m=12$ meses de poderes caloríficos entregados con sus correspondientes cantidades de gas (volumen), para lo cual se emplea la siguiente formula:

$$\tilde{PC}_a = \frac{\sum_{i=1}^m (PC_{m,i} \times V_{st,m,i})}{\sum_{i=1}^m V_{st,m,i}} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde,

$\tilde{PC}_a$: promedio ponderado en volumen del poder calorífico entregado en lo transcurrido del año (o entregado anualmente sí $m=12$).

PC_m : poder calorífico mensual promedio (aritmético o ponderado).

m : número de meses considerados en el año.

$V_{st,m}$: volumen a condiciones estándar entregado en el mes bajo observación.

Es posible emplear el promedio aritmético solamente para grandes consumidores con demandas de gas prácticamente constantes a los cuales se les puede

asignar, sin lugar a duda, la calidad de gas de una única fuente. Lo anterior con la finalidad de garantizar que la ponderación no tendrá un efecto sobre la cantidad de energía determinada finalmente. Para que esta condición pueda ser aplicada, la misma deberá encontrarse documentada de manera adecuada, lo cual correspondería a una disposición documentada de acuerdo con lo establecido en la NTC 6167 numeral 3.20²².

1.4 RESUMEN ALTERNATIVAS METODOLÓGICAS

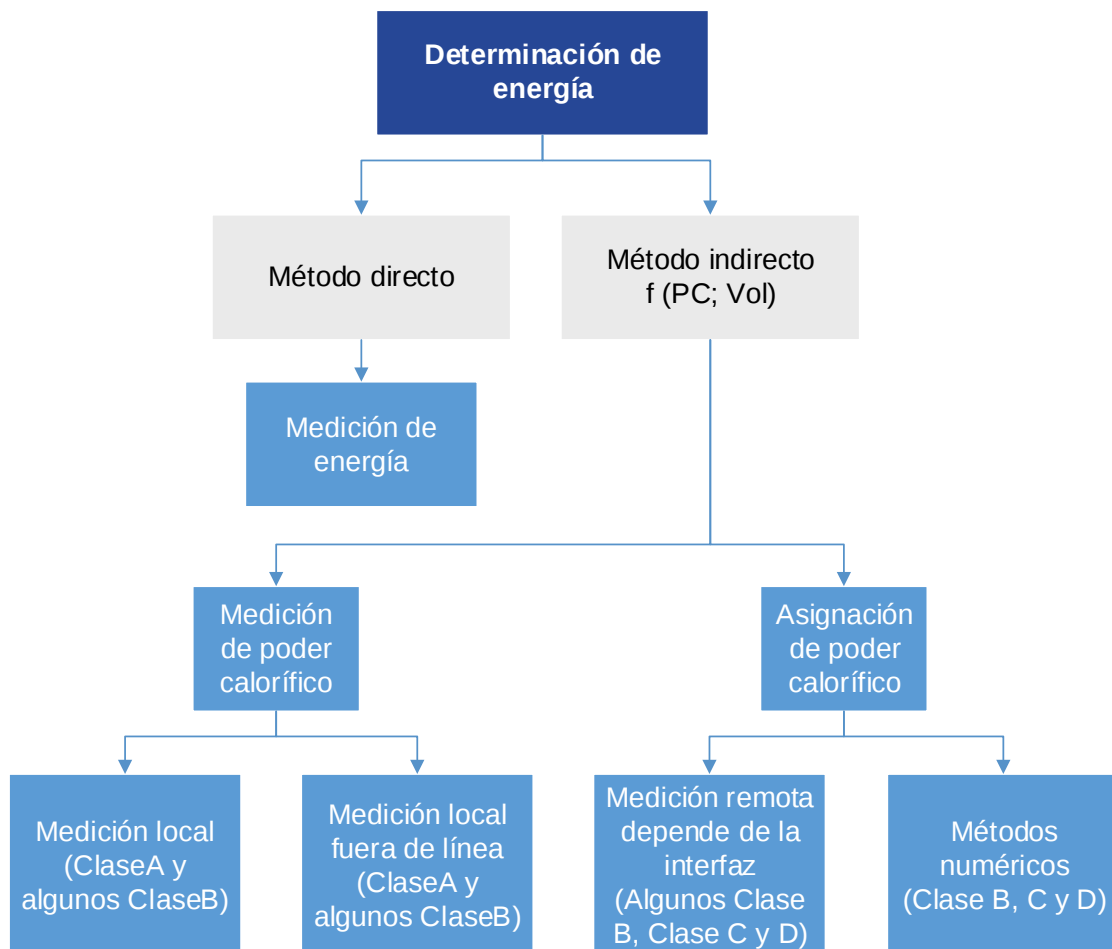
Teniendo en cuenta las diferentes alternativas descritas en el presente capítulo, se presenta a continuación en la Figura 7 una versión complementaria de la Figura 1 en la que se consideran las diferentes alternativas en función de la clase de la interfaz y de la clase de exactitud del sistema de transferencia de custodia.

Para cada una de las metodologías, tanto de medición como de asignación de poder calorífico, dependiendo de los ciclos de facturación se tiene la posibilidad de contar con registros horarios, diarios ponderados o aritméticos, mensuales ponderados o aritméticos o anuales. Dando prioridad a los registros ponderados que son los que representan con mayor exactitud el comportamiento del gas en la red.

²² INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Trasferencia de custodia de gas natural en gasoductos. 2016. p. 7.

En lo relacionado con métodos numéricos se pueden incluir desde un cálculo sencillo de mezcla de gases hasta los resultados de simulación hidráulica para una red durante un periodo dado. Estos aspectos se ampliarán posteriormente para evaluar su conveniencia.

Figura 7. Alternativas determinación de energía de acuerdo con clase



En general, la utilización de un método u otro no es arbitraria, ya que lo que se busca es dar cumplimiento a los requisitos normativos de error máximo permisible (EMP) aplicables a la determinación de energía para la clase correspondiente, ver Tabla 1. Bajo esa consideración, hasta el momento se ha revisado la asignación del poder calorífico desde el punto de vista de la disponibilidad de los equipos o de la relación entre las diferentes interfaces, no obstante, dicha asignación debe considerar aspectos relacionados con la exactitud con la cual se obtienen los registros, ya sean medidos, asignados de manera remota o obtenidos a través de métodos numéricos, así como también si estos registros son en realidad representativos para el sistema de transferencia de custodia.

2 MODELAMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE

Como se revisó anteriormente, la asignación del poder calorífico representativo en puntos de salida de redes de transporte de gas natural depende de muchos factores, como lo son: la cantidad de fuentes de suministro, el tipo de consumo de los diferentes agentes, el comportamiento de las interfaces, la clasificación de cada uno de los sistemas de medición y en general del comportamiento operativo de la red. En el presente capítulo se realizará el resultado del modelamiento de un tramo perteneciente a una red de transporte de gas en la cual se puedan identificar los diferentes comportamientos que afectan la exactitud en la asignación del poder calorífico representativo.

2.1 DESCRIPCIÓN DE LA RED

El tramo de red de transporte seleccionado para el modelamiento y validación del comportamiento del poder calorífico pertenece a la Transportadora de Gas Internacional (TGI S.A. ESP), el cual fue seleccionado debido a que dada la configuración de dicho tramo se podrá contar con diferentes variables que permitirán evaluar el comportamiento real tanto de los consumos como de la asignación de los poderes caloríficos empleado para efectos de medición, balance y facturación; en consideración a lo anterior y teniendo en cuenta que la información representa el comportamiento real durante el periodo de análisis para el tramo de la red, la identificación de los diferentes sistemas de transferencia de

custodia, la ubicación geográfica del tramo, así como la de los agentes involucrados será tratada de manera confidencial, indicando en este documento únicamente las características relevantes para la evaluación del modelo, las cuales serán descritas a continuación. En la Tabla 2 se encuentran las características generales del tramo de gasoducto seleccionado para la evaluación del comportamiento del poder calorífico.

Tabla 2 Características generales del tramo de red de transporte

Característica	Descripción
Extensión	157,19 km (sumando troncales y ramales)
Diámetros	De 2" en ramales a 10" en troncales
Número de sistemas de transferencia de custodia de entrada	2
Número de sistemas de transferencia de custodia de salida	22
Volumen máximo entregado día durante el periodo de evaluación	11829,8 KPCD ²³ (417711 m ³ /día)
Volumen mínimo entregado día durante el periodo de evaluación	7458,5 KPCD ²⁴ (263361,5 m ³ /día)

²³ KPCD: Miles de pie cúbico día.

²⁴ Íbid.

Como se puede observar de la Tabla 2, el hecho de contar con más de una fuente de suministro (2 en este caso) para un tramo de transporte relativamente tan corto (157,19 km), sumado a la cantidad elevada de puntos de salida (22 en total), hacen de este tramo de transporte un “volumen de control” ideal para la evaluación del comportamiento de la asignación del poder calorífico representativo.

Teniendo en cuenta que para el proceso de modelamiento hidráulico se requiere conocer, entre otros: diámetros y longitudes de las troncales y ramales, se relacionan en la Tabla 3 las principales características dimensionales de las diferentes secciones de tubería que en su conjunto conforman el tramo de transporte evaluado.

Tabla 3 Características particulares de la red

ID Tramo	Tipo	Diámetro [in]	Longitud [km]
TGID05-1	Troncal	10	23,582
TGID05-2	Troncal	10	13,116
TGID05-3	Troncal	10	7,552
TGID05-4	Troncal	10	22,230
TGID05-5	Troncal	10	18,676
TGID05-6	Ramal	8	3,634
TGID05-7	Ramal	2	0,063
TGID05-8	Ramal	2	23,040

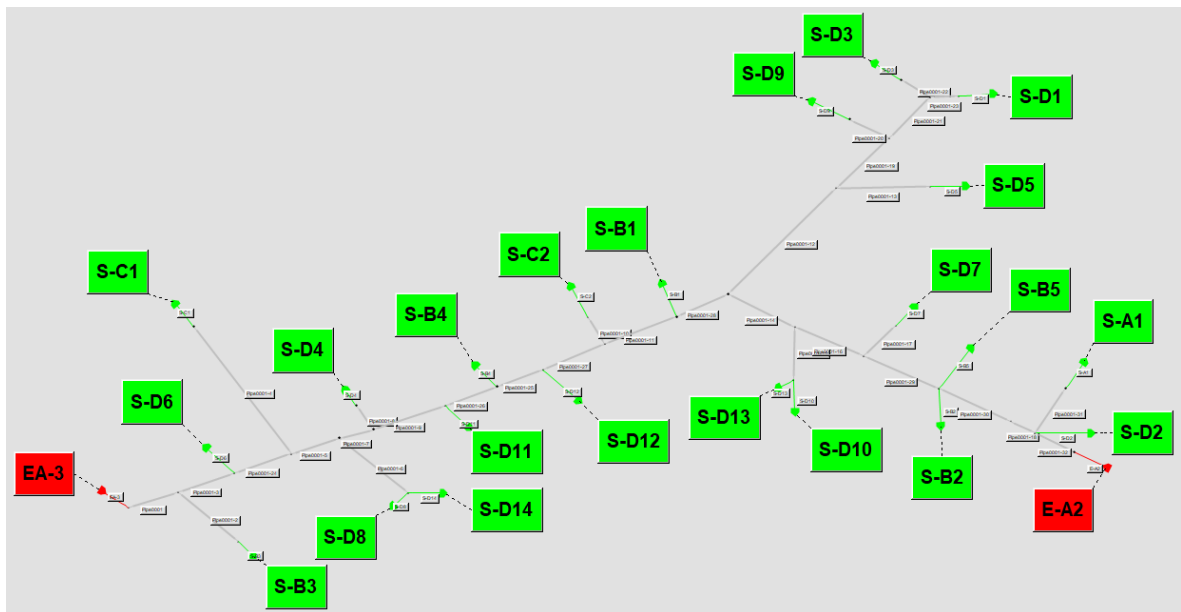
TGID05-9	Ramal	2	1,897
TGID05-10	Ramal	2	2,149
TGID05-11	Ramal	2	0,049
TGID05-12	Ramal	3	0,010
TGID05-13	Ramal	2	2,427
TGID05-14	Ramal	8	0,048
TGID05-15	Ramal	3	29,507
TGID05-16	Ramal	2	6,527
TGID05-17	Ramal	2	1,684
TGID05-18	Ramal	2	0,263
TGID05-19	Ramal	2	0,789
TGID05-20	Ramal	3	0,082
TGID05-21	Ramal	2	0,594

Los 157,19 km de extensión reportados en la Tabla 2 para el tramo de transporte evaluado se distribuyen en 85,158 km para las troncales y 72,763 km para los ramales; los ramales son especialmente importantes dentro del modelo, ya que su comportamiento en algunas ocasiones presenta velocidades de reacción diferentes al resto de la infraestructura, dada su condición de única entrada con única salida. En este caso particular llaman especialmente la atención los ramales TGID05-8 y TGID05-15 debido a su mayor longitud en comparación a los demás (ver Tabla 3).

Adicional a las características relacionadas en la Tabla 3, cada tramo de tubería cuenta con otras características como: rugosidad, elevación, diámetro interno o

espesor de tubería, los cuales son incluidos como atributos de cada uno de los elementos en el modelo para una mayor precisión en los cálculos de flujo.

Figura 8. Modelo simulación tramo de transporte



En la Figura 8 se encuentra la representación gráfica del modelo de simulación para el tramo de la red de transporte objeto de estudio, este modelo contiene la información de las tablas anteriores en cuanto a dimensionamiento y características de los diferentes elementos que conforman la red. La representación gráfica no se encuentra a escala, no obstante, para los cálculos en el proceso de simulación se utilizan los datos reales mencionados anteriormente: diámetros, longitudes, elevaciones, etc. Se puede observar en cuadros de color rojo los sistemas de medición asociados a entradas a la red (E) y en cuadros de color verde los sistemas asociados a las salidas (S). La notación empleada para

los sistemas, también indica la clase a la que pertenece dicho sistema de acuerdo con NTC 6167²⁵, bien sea: A, B, C o D; por ejemplo S-C1 significa es una salida perteneciente al sistema de transferencia de custodia clase C o sea residencial (Tabla 5).

En este caso particular, se empleó el software Pipeline Studio (PLS) de Emerson como herramienta para modelar la red de transporte y validar su comportamiento mediante la simulación en estado transitorio, particularmente en lo relacionado con el poder calorífico. El Software PLS se encuentra licenciado por TGI SA ESP, quien facilitó la licencia para el desarrollo del presente trabajo.

2.2 REGISTROS HISTÓRICOS

Con la finalidad de evaluar en estado transitorio el comportamiento del poder calorífico en el tramo de red de transporte modelado anteriormente, se consolidó la información histórica de un mes para el suministro y consumo de los puntos de entrada y salida respectivamente. La información recopilada corresponde a registros horarios de volumen de gas entregados para los puntos de salida y registros horarios de volumen y composición recibidos para puntos de entrada.

²⁵ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Transferencia de custodia de gas natural en gasoductos. 2016. p. 11.

Es de resaltar que para los sistemas evaluados, aunque sean clasificados como D de acuerdo con la NTC 6167²⁶ y que teniendo en cuenta los requisitos registrados en la Tabla 1 no se requiera la instalación de elemento terciario, estos sistemas si tienen dicho elemento y por lo tanto se cuenta con registros horarios para todos los consumos.

En la Tabla 4 se encuentra un resumen de las características generales de cada uno de los sistemas de transferencia de custodia, en donde se indica: tipo de sistema (entrada o salida), tipo de consumo (industrial, residencial, comercial o combinación de los anteriores), máximo consumo horario registrado durante el periodo en evaluación y la clasificación correspondiente de acuerdo con lo establecido en NTC 6167²⁷ (ver Tabla 1).

Para los puntos de transferencia E-A2 y E-A3 no se les asocia tipo de consumo ya que corresponden a sistemas de entrada y por lo tanto no tienen asociada esta característica en particular. Con respecto al sistema de entrada identificado como E-A3 en la Tabla 4, vale la pena resaltar que no corresponde a una transferencia de custodia entre el Transportador y un agente, ya que esta medición hace

²⁶ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Trasferencia de custodia de gas natural en gasoductos. 2016. p. 12

²⁷ *Íbid.* p. 11.

referencia a una transferencia interna entre dos gasoductos propiedad del mismo transportador.

Tabla 4 Características particulares de los sistemas de transferencia

ID sistema	Tipo de sistema	Tipo de consumo	Máximo consumo horario ²⁸	Clase NTC6167
S-A1	Salida	Industrial	418,6 kpch (14780,8 m ³ /h)	A
E-A2	Entrada	No Aplica	422,2 kpch (14906,0 m ³ /h)	A
E-A3	Entrada	No Aplica	582,6 kpch (20573,0 m ³ /h)	A
S-B1	Salida	Residencial - comercial	112,8 kpch (3984,4 m ³ /h)	B
S-B2	Salida	Residencial-Comercial	94,3 kpch (3328,7 m ³ /h)	B
S-B3	Salida	Residencial-Comercial	168,3 kpch (5940,8 m ³ /h)	B
S-B4	Salida	Industrial	72,3 kpch (2552,6 m ³ /h)	B
S-B5	Salida	Comercial	58,9 kpch (2079,7 m ³ /h)	B
S-C1	Salida	Residencial	12,7 kpch (447,7 m ³ /h)	C
S-C2	Salida	Residencial	22,1 kpch (780,4 m ³ /h)	C
S-D1	Salida	Residencial	7,0 kpch (247,2 m ³ /h)	D
S-D2	Salida	Residencial	4,6 kpch (162,4 m ³ /h)	D
S-D3	Salida	Residencial	2,3 kpch (81,2 m ³ /h)	D
S-D4	Salida	Residencial	1,3 kpch (44,5 m ³ /h)	D

²⁸ KPCH: Miles de pies cúbico estándar hora.

S-D5	Salida	Residencial	1,1 kpch (38,8 m ³ /h)	D
S-D6	Salida	Residencial	1,2 kpch (44,2 m ³ /h)	D
S-D7	Salida	Residencial	5,6 kpch (197,7 m ³ /h)	D
S-D8	Salida	Residencial	0,3 kpch (9,1 m ³ /h)	D
S-D9	Salida	Residencial	5,7 kpch (201,3 m ³ /h)	D
S-D10	Salida	Residencial	3,6 kpch (127,1 m ³ /h)	D
S-D11	Salida	Residencial	3,9 kpch (137,7 m ³ /h)	D
S-D12	Salida	Residencial	2,9 kpch (101,9 m ³ /h)	D
S-D13	Salida	Residencial	2,2 kpch (76,5 m ³ /h)	D
S-D14	Salida	Residencial	1,2 kpch (43,4 m ³ /h)	D

Como característica particular del tipo de consumo, se resalta que los consumos residenciales, a diferencia de los consumos industriales y comerciales, presentan picos de caudal iniciando la mañana, al medio día y finalizando la tarde; estos picos de caudal en consumos residencial son coincidentes con los aumentos de consumo de los usuarios de gas natural en la preparación de alimentos.

En los consumos comerciales e industriales, los caudales se pueden considerar, con suficiente aproximación, como consumos planos.

2.3 COMPORTAMIENTO DE LA RED

El modelo hidráulico de la red permite simular el comportamiento de los diferentes parámetros que afectan su operatividad del sistema: presiones, composiciones, flujos, etc. En este caso particular considerando que se cuenta con información real de flujos horarios en todas las transferencias de custodia, poderes caloríficos horarios en las entradas y presiones de la línea en los diferentes puntos de medición, el objetivo se centra en obtener como resultado de la simulación el comportamiento del poder calorífico, hora a hora, en los puntos de transferencia de custodia de salida.

Con los resultados de poder calorífico horario para los diferentes puntos de salida se realiza una evaluación del comportamiento de la red que abarca algunos de los aspectos revisados en el capítulo 1, entre los cuales se cuentan los siguientes:

- Diferencias por el método de integración del poder calorífico.
- Diferencias por el método de asignación del poder calorífico.
- Variabilidad del poder calorífico durante el periodo evaluado.
- Diferencias entre el modelo hidráulico y las mediciones reales.

Como parte de la evaluación del comportamiento de la red, se presenta a continuación la descripción de los diferentes patrones que se presentan con el poder calorífico entregado a los remitentes a partir de las interacciones entre los diferentes flujos de la red.

a. Patrones de comportamiento para el poder calorífico

Como ya se definió anteriormente, cada tipo de interfaz de transferencia cuenta con una asignación particular y con unos requisitos de equipos instalados en campo de acuerdo con su clase, no obstante, el comportamiento del poder calorífico en dicho punto depende de las interacciones de los diferentes consumos dentro de la red. A partir de los resultados de la simulación, el comportamiento del poder calorífico en los puntos de salida se puede agrupar en tres categorías:

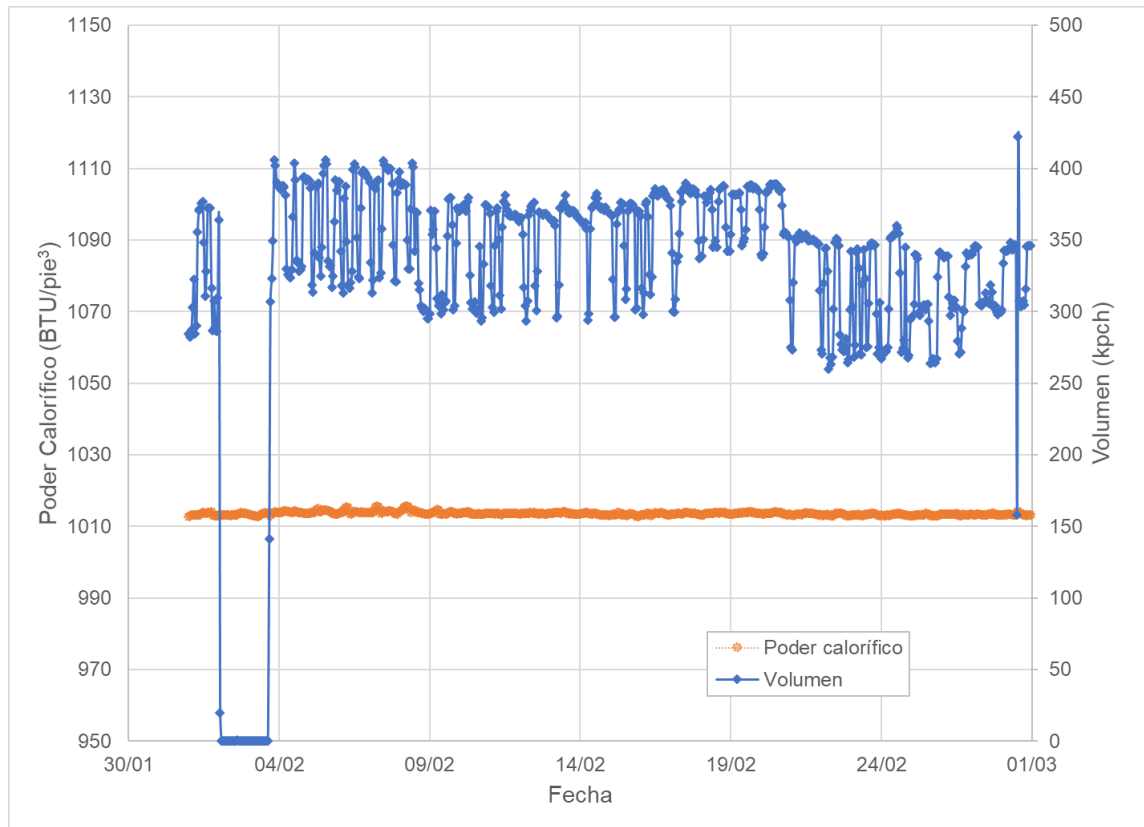
- Patrón de comportamiento 1. Poder calorífico estable.
- Patrón de comportamiento 2. Variable sin mezcla de gases.
- Patrón de comportamiento 3. Variable con mezcla de gases.

En la Figura 9 se puede observar el ejemplo de un sistema que presenta el patrón de comportamiento 1, en el cual el poder calorífico es estable (en promedio 1013,6 Btu/ft³) independiente del caudal que se encuentre pasando por el sistema.

Este tipo de comportamiento se da principalmente en los sistemas asociados a puntos de transferencia de custodia de entrada a la red de transporte en donde las etapas de procesamiento y tratamiento del gas son muy estables y que por lo tanto no cambian la composición del gas, o también en sistemas de salida asociados a redes de transporte que cuentan con una única fuente de suministro

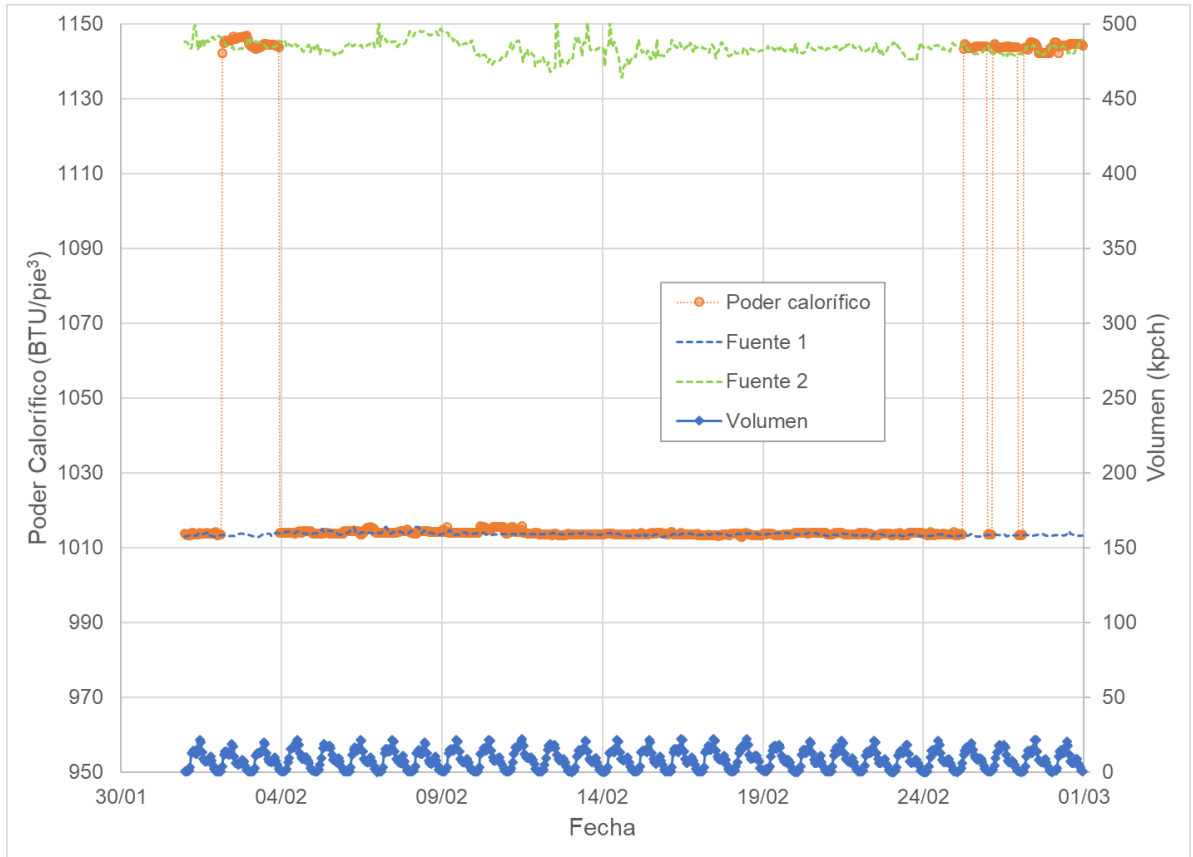
que a su vez se caracteriza por tener un comportamiento como el mencionado anteriormente.

Figura 9. Patrón de comportamiento 1. Poder calorífico estable (EA2)



En la Figura 10 se puede observar un ejemplo del segundo patrón de comportamiento en donde el poder calorífico oscila entre dos valores extremos (entre 1013 Btu/ft³ y 1143 Btu/ft³), correspondientes a las dos fuentes de suministro de la red. Este ejemplo corresponde al sistema de salida denominado SC2 (ver Tabla 4). Este tipo de comportamiento es posible cuando los cambios en la calidad de gas se dan tan rápidamente que terminan siendo imperceptibles en la escala horaria en la cual se determina el poder calorífico

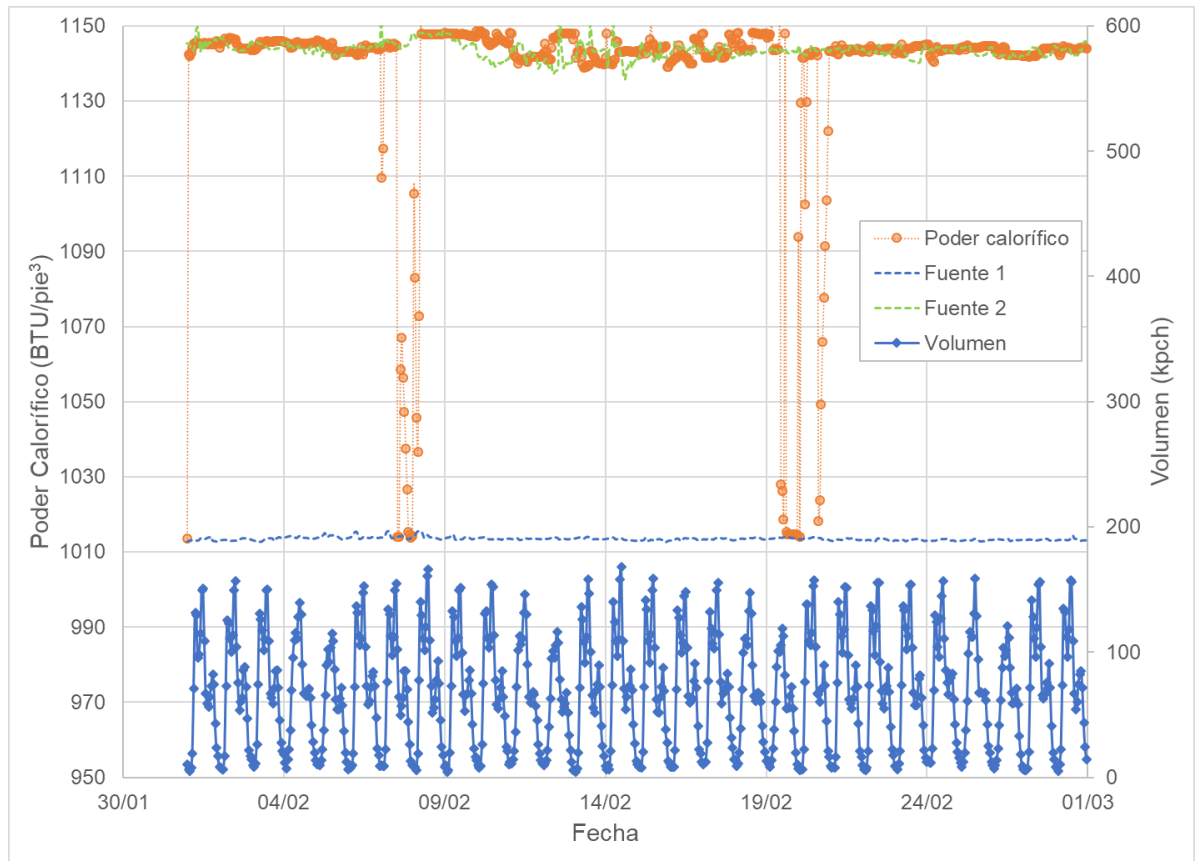
Figura 10. Patrón de comportamiento 2. Variable sin mezcla de gases (SC2)



Finalmente, en la Figura 11 se encuentra un ejemplo del patrón de comportamiento 3, el cual se caracteriza por la presencia de mezcla de gases, es decir, que el poder calorífico además de encontrarse oscilando entre los valores extremos (entre 1013 Btu/ft³ y 1143 Btu/ft³), también presenta datos intermedios que dependen de la proporción en la cual se mezclan las diferentes fuentes de suministro. Este comportamiento es independiente del caudal propio del sistema y depende en mayor medida del comportamiento general de la red.

El comportamiento con mezcla de gases se observa en el sistema denominado SB3.

Figura 11. Patrón de comportamiento 3. Variable con mezcla de gases (SB3)



b. Diferencias en el método de integración

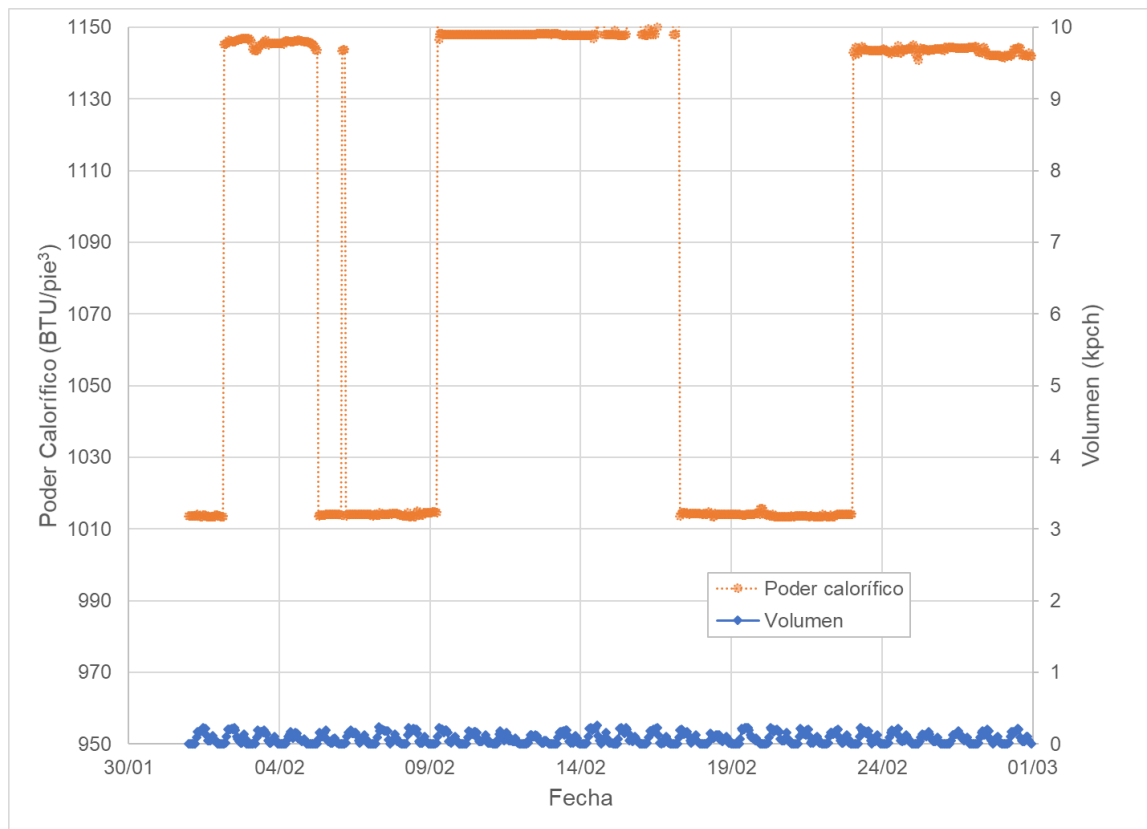
Teniendo en cuenta que en la industria de gas en Colombia se hace uso de los valores diarios para efectos de nominación y cuentas de balance (Reglamento Único de Transporte - RUT²⁹), es importante para la determinación de la energía diaria contar con valores totales de volumen por día y valores promedio por día de

²⁹ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 071 de 1999.

Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

poder calorífico; en este sentido, se puede contar con dos métodos diferentes para la integración de los promedios de poder calorífico por día: promedio aritmético y promedio ponderado por día.

Figura 12. Patrón de comportamiento y método de integración (SD8)



La diferencia en la utilización de uno u otro método va a depender de que tanto varíe el poder calorífico durante el día o durante el periodo que se esté evaluando. En la Figura 12 se encuentra representado el comportamiento del poder calorífico del sistema de salida denominado SD8, que corresponde a un comportamiento

tipo 2, en el cual ocurre una amplia variación en el poder calorífico sin llegar a presentar mezcla de gases que afecten los registros horarios obtenidos.

En la Tabla 5 se encuentran detallados los cálculos de poder calorífico promedio aritmético y promedio ponderado diario obtenidos para el periodo de análisis del presente trabajo. Adicionalmente, la Tabla 5 contiene el cálculo del error entre los dos poderes caloríficos, considerando como valor de referencia para el cálculo del error el poder calorífico ponderado.

Tabla 5 Diferencias entre métodos de integración de poder calorífico (SD8)

Día	Poder Calorífico promedio aritmético diario [BTU/ft³]	Poder calorífico promedio ponderado diario [BTU/ft³]	Error en el PC por método de integración [%]
1	1013,65	1013,67	0,00%
2	1124,13	1146,17	-1,92%
3	1145,19	1145,21	0,00%
4	1145,98	1146,10	-0,01%
5	1052,11	1013,93	3,77%
6	1030,19	1014,00	1,60%
7	1014,13	1014,16	0,00%
8	1014,04	1013,95	0,01%
9	1114,80	1146,94	-2,80%
10	1147,95	1147,95	0,00%
11	1147,95	1147,95	0,00%
12	1148,03	1148,03	0,00%
13	1147,85	1147,79	0,00%

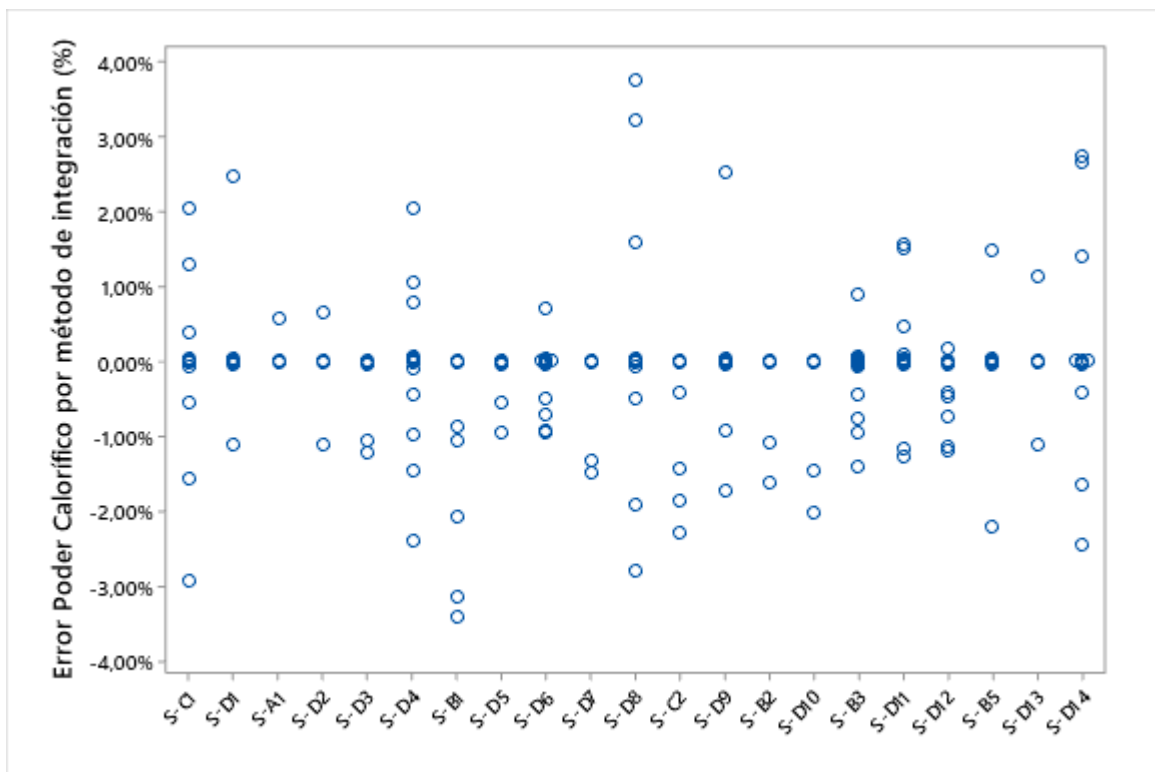
14	1148,84	1148,67	0,01%
15	1149,70	1149,37	0,03%
16	1150,27	1150,17	0,01%
17	1054,09	1021,08	3,23%
18	1014,12	1014,07	0,00%
19	1014,16	1014,04	0,01%
20	1013,75	1013,53	0,02%
21	1013,50	1013,52	0,00%
22	1013,86	1013,87	0,00%
23	1138,15	1143,71	-0,49%
24	1143,54	1143,53	0,00%
25	1143,61	1143,77	-0,01%
26	1144,19	1144,20	0,00%
27	1142,96	1142,84	0,01%
28	1142,63	1143,25	-0,05%

Como se puede observar en los resultados, la alta variación en el comportamiento del poder calorífico en el sistema SD8 ocasiona que se presente una diferencia significativa entre la aplicación de los dos métodos de integración, obteniéndose valores de error distribuidos entre -2,8% y +3,7%.

Tal como se menciona anteriormente, este comportamiento no es el mismo para todos los sistemas, aunque, todos los sistemas presentan este comportamiento en mayor o menor grado

En la Figura 13 se puede observar el comportamiento del error entre el cálculo de poder calorífico ponderado y el cálculo del poder calorífico aritmético para los diferentes sistemas objeto de análisis en el presente trabajo. En esta gráfica se puede observar que esta diferencia depende de las circunstancias particulares de cada sistema.

Figura 13. Diferencias entre métodos de integración de poder calorífico



Estas diferencias tienen un impacto significativo en la cantidad de energía asociada a cada sistema de transferencia de custodia, por tal motivo, en la medida que la información horaria se encuentre disponible, siempre se debe propender por el uso de los poderes caloríficos ponderados para la obtención de los registros

diarios de la energía recibida de los productores o entrega a los remitentes. En el caso particular de los sistemas de entrada, esta información ya se encuentra disponible debido a que es un requisito regulatorio contar con un analizador en línea para la determinación del poder calorífico, de igual forma sucede con los sistemas que no son de entrada pero que debido a su caudal horario se clasifican como Clase A de acuerdo con la NTC 6167³⁰, los cuales también requieren la instalación de un dispositivo en línea para la determinación del poder calorífico.

c. Diferencias en el método de asignación

Considerando que la regulación indica que la determinación de la energía se establecerá de acuerdo con las especificaciones, periodicidad y metodología de monitoreo que acuerden mutuamente el Transportador y el Remitente, y que este acuerdo generalmente se limita a la mejor información disponible para cada punto de salida, se puede considerar que el método de asignación es otra fuente que puede afectar significativamente la determinación de energía en los puntos de salida. En este sentido y empleando los datos actuales utilizados para efectos de facturación y balance en el tramo de red evaluado, así como los poderes calorífico promedio diarios ponderados, se procede a determinar el error inducido por la elección del método de asignación de poder calorífico de acuerdo con la definición

³⁰ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 071 de 1999.

Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

actualmente establecida en la regulación. Los resultados de esta evaluación se encuentran registrados en la Tabla 6.

Tabla 6 Diferencias entre métodos de asignación de poder calorífico (SC1)

Día	Poder calorífico diario asignado (regulación) [BTU/ft ³]	Poder calorífico promedio ponderado diario [BTU/ft ³]	Error en el PC por método de asignación [%]
1	1145,70	1013,44	13,05%
2	1145,20	1013,49	13,00%
3	1145,00	1108,05	3,33%
4	1014,00	1144,93	-11,44%
5	1143,40	1145,41	-0,18%
6	1014,10	1146,02	-11,51%
7	1014,20	1090,95	-7,04%
8	1146,90	1041,27	10,14%
9	1013,80	1014,02	-0,02%
10	1013,60	1062,30	-4,58%
11	1013,60	1147,93	-11,70%
12	1013,60	1148,01	-11,71%
13	1013,70	1147,98	-11,70%
14	1013,30	1147,95	-11,73%
15	1013,30	1147,96	-11,73%
16	1013,50	1148,03	-11,72%
17	1013,60	1147,76	-11,69%
18	1013,70	1147,87	-11,69%

19	1013,80	1147,87	-11,68%
20	1013,60	1147,68	-11,68%
21	1013,50	1147,78	-11,70%
22	1143,50	1149,41	-0,51%
23	1142,80	1094,13	4,45%
24	1143,90	1014,17	12,79%
25	1143,60	1013,76	12,81%
26	1142,50	1013,98	12,67%
27	1142,90	1142,18	0,06%
28	1143,50	1143,88	-0,03%

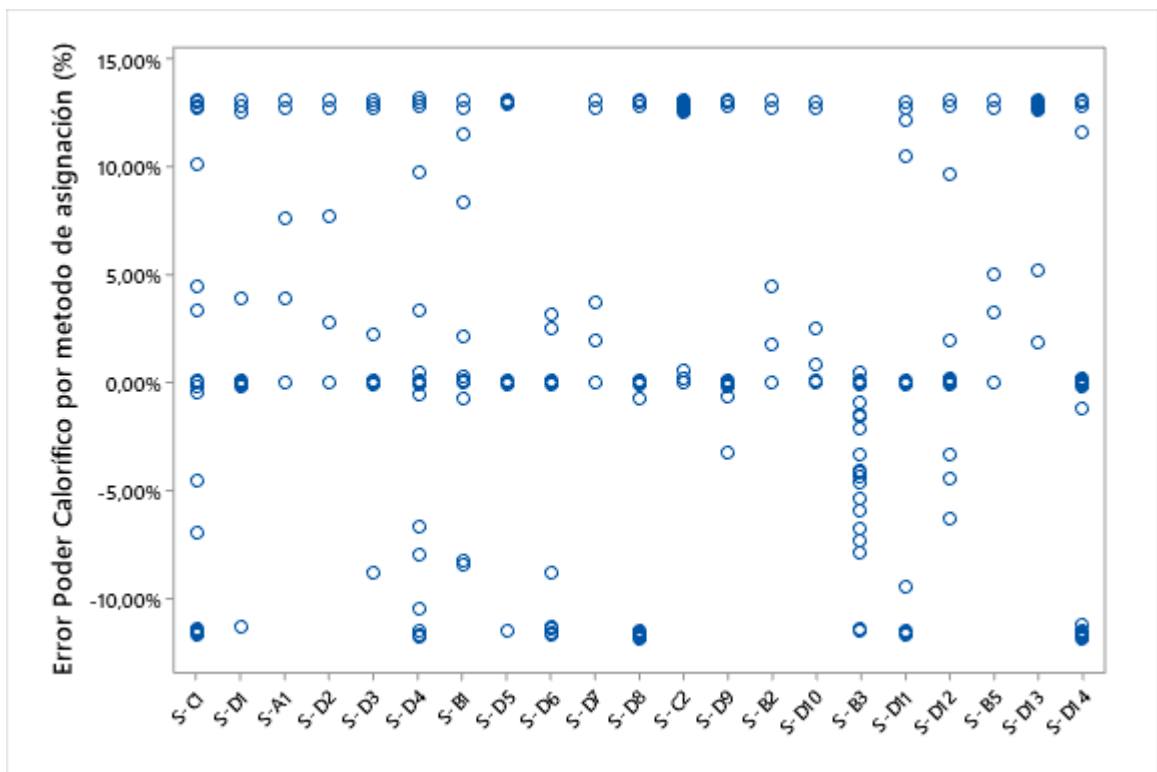
Los resultados consignados en la Tabla 6 hacen referencia específicamente al sistema de salida denominado SC1, y como se puede observar, las diferencias en la determinación del poder calorífico debido al método de asignación para este sistema pueden oscilar entre -11,7% y 13,0%.

Al igual que las diferencias presentadas por el método de integración, en este caso, las diferencias debido al método de asignación seleccionado para los diferentes puntos de salida presentan un impacto significativamente mayor en la determinación de la energía entregada a los remitentes.

Las diferencias por el método de asignación no tienen el mismo impacto en todos los sistemas ya que este impacto depende de aspectos operativos particulares de cada aplicación; por tal motivo y con la finalidad de realizar una comparación de

este comportamiento en todos los sistemas evaluados en el alcance del presente trabajo, se presenta en la Figura 14 los errores evaluados entre el poder calorífico asignado de acuerdo con la regulación y el poder calorífico promedio ponderado diario, teniendo en cuenta que este último es el que se toma como referencia en la determinación del error.

Figura 14. Diferencias entre métodos de asignación de poder calorífico



Teniendo en cuenta que estas diferencias no son compensadas durante el periodo, para algunos sistemas esta diferencia es positiva durante todo el periodo de análisis mientras que para otros es negativa, es necesario evaluar de manera

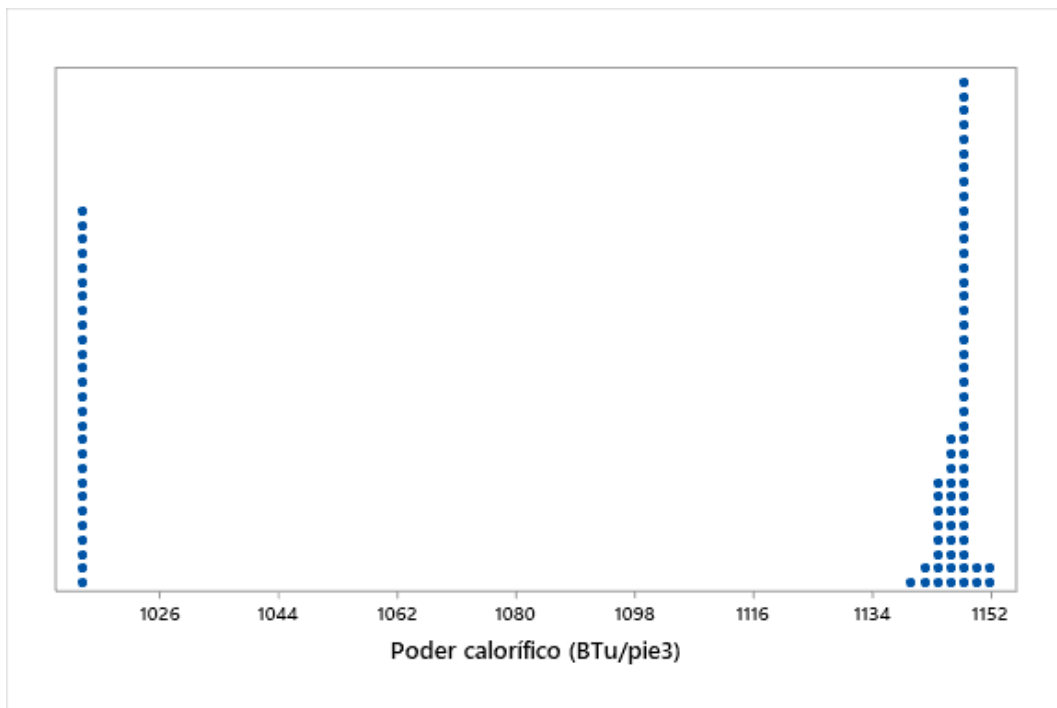
general el impacto que el método de asignación tiene sobre el balance de energía de la red de transporte, lo cual se realizará más adelante en el presente capítulo. No obstante lo anterior, es importante resaltar que sin importar si estos efectos son compensados entre los diferentes sistemas y no afectan el balance general en energía de la red, si están presentando afectación individual a los remitentes, lo cual constituye la razón principal por la cual se plantea el desarrollo del presente trabajo y la necesidad de contar con una metodología adecuada para la asignación del poder calorífico.

d. Variabilidad en la asignación diaria del poder calorífico

Una parte importante en el proceso de asignación del poder calorífico y el posterior cálculo de la cantidad de energía es determinar si estos resultados cuentan con el nivel de exactitud adecuado para dar cumplimiento a los errores máximos permisibles aplicables para cada clase (ver Tabla 1), es por esto que adicional a la adecuada selección del método de integración y de asignación del poder calorífico, es relevante determinar cuál es la variación que presenta el poder calorífico durante el periodo de análisis, ya que esta variación se constituirá en una de las fuentes de incertidumbre para validar el cumplimiento de los errores máximos permisibles, como se verá en el capítulo 3.

El comportamiento del poder calorífico durante el periodo de análisis no corresponde necesariamente a una distribución estadística clásica, normal, rectangular, triangular, etc. Ya que como se ha descrito anteriormente, el poder calorífico puede presentar un patrón de comportamiento que oscila entre dos valores extremos correspondientes a las fuentes de suministro que alimentan la red de transporte del caso de estudio particular.

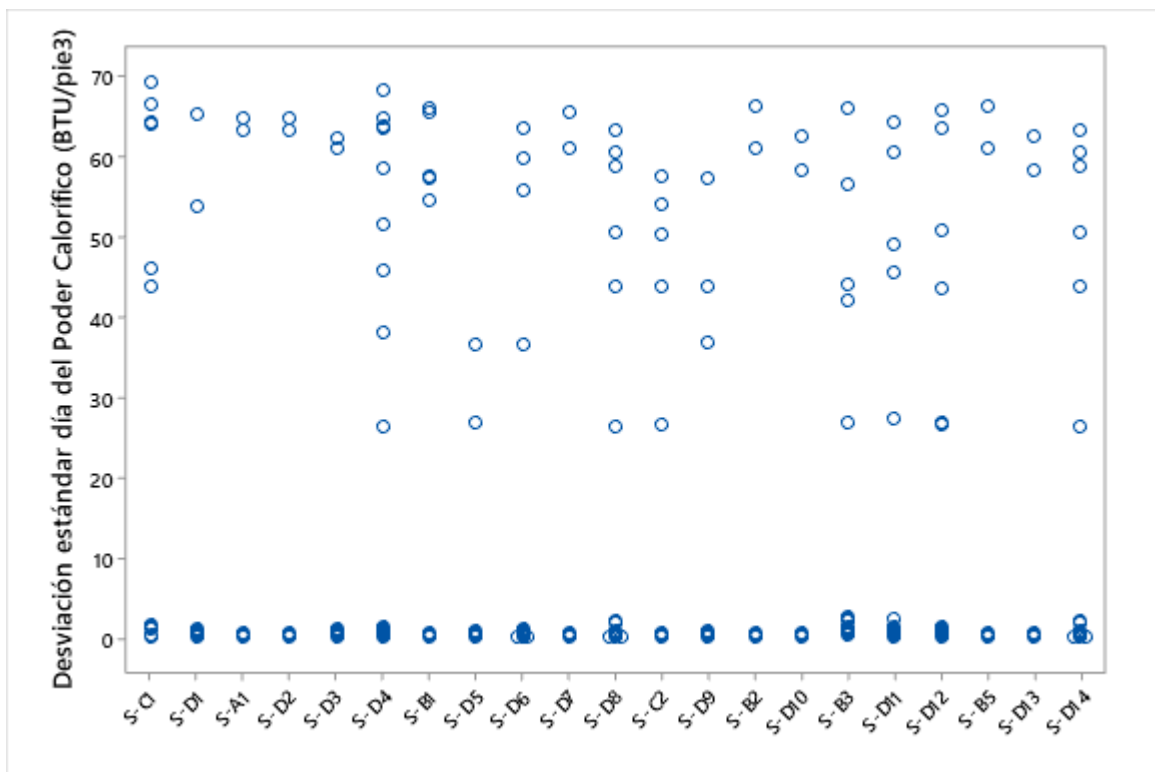
Figura 15. Comportamiento mensual del poder calorífico (SC1)



En la Figura 15 se encuentra representado el comportamiento del poder calorífico durante un mes para el sistema denominado SC1. Cada símbolo de esta gráfica representa 8 registros y como se puede apreciar, en este caso particular sí se podría asociar una distribución estadística a los registros que se encuentran

alrededor del poder calorífico más alto, no obstante, el patrón de comportamiento del poder calorífico para este sistema también cuenta con registros de poder calorífico inferior que no permiten asociar la distribución estadística mencionada.

Figura 16. Variabilidad en la asignación diaria del poder calorífico



Debido al comportamiento típico del poder calorífico, la mejor alternativa para evaluar la variabilidad del poder calorífico es mediante la estimación de la desviación día a día para cada uno de los sistemas. En la Figura 16 se puede observar el resultado de la evaluación de la desviación estándar de los registros horarios de poder calorífico ponderado por día para cada uno de los sistemas objeto de análisis en el presente trabajo. Bajo este concepto, así como se podrían

encontrar día en donde la variación diaria del poder calorífico tiene un efecto casi nulo, se encuentran días en los cuales el efecto de la variación puede llegar a ser de aproximadamente un 6,0%.

En el capítulo 3 se hará uso de los resultados individuales de desviación estándar del poder calorífico durante un día como una fuente de incertidumbre en el modelo de evaluación del balance de gas.

e. Diferencias entre modelo hidráulico y mediciones de referencia

Hasta el momento se han empleado los registros horarios de poder calorífico horario obtenidos del proceso de simulación como la fuente de información primaria y por lo tanto la referencia en el cálculo de los diferentes factores que podrían afectar la determinación del poder calorífico representativo y por consiguiente de las cantidades de energía. No obstante, estos resultados son obtenidos a partir de un modelo hidráulico que considera de manera ideal diferentes aspectos que pueden afectar el comportamiento de la red. Es por esto por lo que cuando se está realizando la validación de los resultados obtenidos a partir de un modelo es necesario contar con una referencia que permita, entre otros, determinar la desviación máxima que se podría obtener al aplicar el modelo.

Para el caso de estudio del presente trabajo se cuentan con datos de referencia parciales del mes para el sistema SB1, con estos datos y con los resultados del proceso de simulación es posible estimar el error en la determinación del poder calorífico a partir del modelo hidráulico, lo cual se encuentra registrado en la Tabla 7.

Tabla 7 Diferencias en la aplicación del modelo hidráulico (SB1)

Día	Poder calorífico promedio ponderado diario - REFERENCIA [BTU/ft³]	Poder calorífico promedio ponderado diario – MODELO [BTU/ft³]	Error en el PC por modelo hidráulico de la red [%]
5	1015,74	1014,40	-0,13%
6	1015,64	1014,22	-0,14%
7	1015,71	1014,04	-0,16%
8	1015,81	1014,12	-0,17%
9	1012,39	1014,41	0,20%
10	1022,88	1013,72	-0,90%
11	1022,86	1013,69	-0,90%
12	1022,81	1013,62	-0,90%
13	1023,87	1013,59	-1,00%
14	1021,76	1013,61	-0,80%

En la Tabla 7 solo se presentan datos parciales del mes, del día 5 al día 14, ya que durante el periodo de análisis seleccionado no se encontraba el analizador operativo de manera permanente.

Las diferencias encontradas, aunque significativas llegando al -0,9%, son relativamente menos importantes que las encontradas debido al método de integración y al método de asignación. Es por esto por lo que la determinación del poder calorífico representativo a partir de los resultados de un análisis numérico se presenta como la alternativa con mayor viabilidad de entregar resultados conformes con los errores máximos permisibles aplicables en la determinación de energía para cada clase de exactitud.

f. Impacto en el balance en energía

Los diferentes aspectos del comportamiento de la red frente al poder calorífico revisados en los literales anteriores se enfocan en aspectos puntuales que solo cubren una dimensión del efecto en la determinación de la energía, sin embargo, desde el punto de vista de las empresas operadoras de la red de transporte, el efecto de la asignación confiable del poder calorífico representativo para cada uno de los puntos de medición se refleja en el balance general de la red.

En Colombia, el control del balance y de manera particular de las pérdidas de gas en una red de transporte es un aspecto regulatorio que debe ser realizado mensualmente por las compañías operadoras. Para tal fin, el RUT establece en el numeral 4.9 establece el siguiente modelo para la evaluación de perdidas en la red:

$$\%P\acute{e}rdidas = \frac{\sum In + (Inv_{ini} - Inv_{fin}) - \sum Out - \sum out_{op}}{\sum In} * 100 \quad \text{Ecuaci3n 7}$$

Donde,

In : cantidades de energa en los puntos de entrada.

Inv_{ini} : inventario de energa en el sistema al inicio del periodo de an3lisis.

Inv_{fin} : inventario de energa en el sistema al final del periodo de an3lisis.

Out : cantidades de energa en los puntos de salida.

Out_{op} : cantidades de energa utilizadas por el transportador para el funcionamiento del sistema.

En el caso particular del tramo de la red analizado, el registro Out_{op} es igual a cero ya que no se cuenta con ninguna estaci3n de compresi3n o sistema de calentamiento en la misma.

Teniendo en cuenta que para la evaluaci3n del balance en energa se parte de los registros en volumen de los diferentes sistemas y de la posterior asignaci3n del

poder calorífico, se considera que el balance en volumen de la red objeto de análisis es cero, lo anterior con la finalidad de evidenciar el efecto de las diferentes formas de asignación del poder calorífico en la determinación del balance en energía. Adicionalmente, no se realiza evaluación de balance con promedio ponderado mensual, ya que la NTC 6167³¹ establece como frecuencia mínima para la asignación del poder calorífico representativo 1 día para la clase D.

Tabla 8 Balance mensual en energía para diferentes métodos

ID Balance	Método de integración puntos de entrada	Método de integración puntos de salida	Resultado balance mensual en energía [%]
1E	Poder calorífico diario asignado (regulación).	Poder calorífico diario asignado (regulación).	-1,5
2E	Poder calorífico diario con promedio ponderado.	Poder calorífico diario con promedio ponderado (resultado del modelo)	-0,91
3E	Poder calorífico diario con promedio ponderado.	Poder calorífico diario con promedio aritmético (resultado del modelo)	-0,84

³¹ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 071 de 1999.

Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

En la Tabla 8 se encuentra el resultado de las diferentes evaluaciones del balance en energía realizados, en donde se evidencia la mejora significativa en dicho balance cuando se emplean los registros diarios ponderados en lugar de los poderes caloríficos asignados mediante la metodología actual establecida en la regulación. Obviamente estos registros ponderados diarios fueron obtenidos a partir de la simulación mediante el modelo hidráulico y por lo tanto no estarían disponibles de otra forma.

Lo anterior plantea la necesidad de realizar una asignación de poder calorífico de acuerdo con las condiciones particulares de cada sistema en orden a mitigar los efectos por posibles variaciones debido al método de integración, método de asignación, modelo de simulación, entre otros.

3 ESTIMACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE

Cuando se emplean mediciones de cualquier tipo, o se realizan cálculos a partir de estas, siempre se tiene que hacer referencia a la incertidumbre asociada a los resultados de las mediciones o de los cálculos posteriores. La industria del transporte de gas natural no es la excepción, por tal motivo, se deben tener en cuenta los niveles de incertidumbre asociados en todas las etapas requeridas para la cuantificación del gas transportado y entregado a los remitentes: desde las magnitudes de presión y temperatura en los sistemas de transferencia de custodia en cada punto de salida o entrada, hasta la elaboración del balance en energía de una red al final del mes.

Como herramienta para validar la calidad de las mediciones obtenidas, se cuenta con los errores máximos permisibles (EMP) establecidos en la NTC 6167³² para cada una de las mediciones particulares involucradas en la cuantificación del gas transportado y entregado a los remitentes, los cuales se encuentran relacionados en la Tabla 9. Estos errores máximos permisibles sirven de referencia para el control de las mediciones y poder validar si el resultado de estas con su respectivo nivel de incertidumbre es adecuado para la clase de exactitud a la que pertenece el sistema y por lo tanto para el fin propuesto. De esta manera se optimizan los

³² COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 071 de 1999.

Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

recursos invertidos tanto en la instalación como en el mantenimiento de los sistemas de medición, garantizando resultados confiables para las partes involucradas.

Tabla 9 Error máximo permisible en la determinación de volumen y energía

Clase	A	B	C	D
Caudal	Mayor a 10000 m ³ /h (353,15 KPCH ³³)	Mayor a 1000 m ³ /h (35,31 KPCH)	Mayores o iguales a 280 m ³ /h (9,89 KPCH)	Menores a 280 m ³ /h (2,89 KPCH)
EMP en la medición de Presión	±0,2%	±0,5%	±1,0%	±3,0%
EMP en la medición de Temperatura	±0,5 °C	±0,5 °C	±1,0 °C	±5,0 °C
EMP en la medición de volumen a condiciones de flujo	±0,7	±1,2	±1,5	±2,0
EMP en la medición de poder calorífico	±0,5	±1,0	±1,0	±1,0
EMP en la determinación de volumen a condiciones base.	±0,9	±1,5	±2,0	±3,0
EMP en la determinación de energía	±1,0	±2,0	±3,0	±4,0

³³ KPCH: Miles de pie cúbico estándar hora.

La NTC 6167³⁴ contempla la realización de la validación de los EMP aplicables, por ejemplo, al volumen a condiciones estándar o la energía, a partir de la incertidumbre evaluada siguiendo la guía para la estimación de Incertidumbre (GUM³⁵); aunque en algunos casos sencillos es viable realizar la combinación cuadrática de los componentes, en el desarrollo del presente trabajo se hará uso de dicha para la determinación y validación de los diferentes parámetros.

De manera general, la guía presenta dos alternativas para la estimación de incertidumbre de medición, la primera a partir de un modelo matemático definido y la segunda mediante la propagación de distribuciones empleando el método de Monte Carlo.

En el presente trabajo se empleará mayormente el primer método, ya que se cuentan con modelos matemáticos definidos para el cálculo de la energía y del balance de gas en la red; esto permite el desarrollo de las etapas contempladas en la GUM, tales como: identificación de fuentes de incertidumbre, cuantificación, reducción, combinación y expansión. No obstante lo anterior, también se hará uso

³⁴ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 071 de 1999.

Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

³⁵ JOINT COMMITTEE FOR GUIDES IN METROLOGY (JCGM) 100. Evaluation of measurement data — Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM 1995 with minor corrections)

en un caso puntual de la validación de los resultados mediante la estimación de incertidumbre por el método de Monte Carlo.

Para el desarrollo del presente trabajo, considerando las diferentes etapas que se deben seguir para la elaboración del balance de gas en una red de transporte, se aplicará la guía para la estimación de incertidumbre a los siguientes modelos:

- Modelo para cálculo de energía diaria entregada en un punto de salida.
- Modelo para cálculo de energía mensual entregada en un punto de salida.
- Modelo de cálculo de balance mensual en energía para la red.

3.1 MODELO CÁLCULO DE ENERGÍA DIARIA

Como se ha mencionado anteriormente, la determinación de la energía entregada o recibida en un sistema de transferencia de custodia depende del volumen medido por el sistema y el poder calorífico representativo que se le asigne a este durante el periodo de tiempo en evaluación. Con respecto al segundo término, en el capítulo 1 se revisaron las diferentes alternativas de las cuales se resaltan las siguientes:

- Poder calorífico asignado diario, que corresponde a la interpretación actual de la regulación.

- Poder calorífico ponderado diario, que fue obtenido a partir de las mediciones horarias de volumen y los resultados horarios de poder calorífico obtenidos de la aplicación del modelo hidráulico. No se hace uso de los promedios aritméticos debido a las diferencias ya demostradas en el capítulo 2.

Teniendo en cuenta las dos alternativas seleccionadas para la determinación del poder calorífico representativo, se tienen igualmente dos ecuaciones que podrían ser aplicables en la determinación de la energía:

$$E_{d-PC_d}^{\sim} = PC_d^{\sim} * V_d \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde,

$E_{d-PC_d}^{\sim}$: Energía día obtenida a partir de poder calorífico ponderado.

$PC_d^{\sim}$: Poder calorífico ponderado día.

V_d : Volumen día medido por el sistema de transferencia de custodia.

$$E_{d-\overline{PC_d}} = \overline{PC_d} * V_d \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde,

$E_{d-\overline{PC_d}}$: Energía día obtenida a partir de poder calorífico asignado.

$\overline{PC_d}$: Poder calorífico asignado.

V_d : Volumen día medido por el sistema de transferencia de custodia.

Aunque los dos modelos sean muy parecidos, la diferencia radica en las fuentes de incertidumbre asociadas a la determinación del poder calorífico, ya que como se verá posteriormente son muy diferentes en cada uno de los casos.

Independiente de las fuentes aplicables en cada caso, el modelo general para la estimación de la incertidumbre es el descrito en la $u(E_d) = [u^2(V_d) + u^2(PC_d)]^{1/2}$ Ecuación 10.

$$u(E_d) = [u^2(V_d) + u^2(PC_d)]^{1/2} \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde,

$u(E_d)$: incertidumbre estándar asociada a la medición de energía diaria.

$u^2(V_d)$: incertidumbre estándar asociada a la medición de volumen día.

$u^2(PC_d)$: incertidumbre estándar asociada a la medición de poder calorífico representativo día, el cual será promedio ponderado si se aplica la ecuación 8 o promedio aritmético si se aplica la ecuación 9.

Teniendo en cuenta que el modelo matemático es muy sencillo, producto de dos factores, no se hace referencia a coeficientes de sensibilidad en la etapa de combinación ya que su valor es 1.

Una vez definido el modelo matemático aplicable y el método de integración de las incertidumbres, se realiza la consolidación de las fuentes de incertidumbre teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- La estimación de las variables y sus incertidumbres se realiza sobre una base diaria.
- En los dos modelos, el volumen de gas y su incertidumbre asociada es la misma, ya que el método de medición no cambia.

Tabla 10 Fuentes de incertidumbre volumen día

Variable	Fuente de incertidumbre	Sistemas aplicables	Incertidumbre expandida (U)
Volumen día	EMP clase (tomado de NTC 6167)	Entrada / salida Clase A	$U(V_{d-A}) : 0,9\%$ (distribución normal, $k=2,0$)
		Salida Clase B	$U(V_{d-B}) : 1,5\%$ (distribución normal, $k=2,0$)
		Salida Clase C	$U(V_{d-C}) : 2,0\%$ (distribución normal, $k=2,0$)
		Salida Clase D	$U(V_{d-D}) : 3,0\%$ (distribución normal, $k=2,0$)

En la Tabla 10 se encuentran relacionadas las fuentes de incertidumbre empleadas para la medición de volumen día; como se puede observar, no se realiza una estimación exhaustiva de estas incertidumbres ya que el objetivo se centra en la evaluación del impacto del poder calorífico en la medición de energía; en su lugar se hace uso de los máximos errores permisibles que se podrían obtener de acuerdo con la clase a la que pertenece el sistema. Esta aproximación es muy útil ya que los errores máximos permisibles contenidos en la NTC 6167 cuentan con un fundamento estadístico dadas las características de cada uno de los elementos que conforman el sistema de medición.

Asumiendo distribuciones normales para estas incertidumbres expandidas con un factor de cobertura $k=2,0$, permite obtener las incertidumbres estándar para cualquier clase de sistema mediante la relación descrita en la Ecuación 11.

$$u(V_d) = \frac{U(V_d)}{2} \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde,

$u(V_d)$: incertidumbre estándar asociada al volumen día para cualquier clase.

$U(V_d)$: Incertidumbre expandida asociada al volumen día para cualquier clase.

A continuación en la Tabla 11 y Tabla 12 se encuentran relacionadas las fuentes de incertidumbre aplicables a la medición de poder calorífico asignado y poder calorífico ponderado, respectivamente.

Tabla 11 Fuentes de incertidumbre poder calorífico asignado

Variable	Fuente de incertidumbre	Descripción	Incertidumbre expandida (U)
Poder calorífico asignado	Incertidumbre de medición en el punto de referencia	Correspondiente al EMP aplicable a los Dispositivo de determinación de poder calorífico (DDPC) en puntos de entrada Clase A	$U(PC_{d-Ref}) : 0,5\%$ (distribución normal, $k=2,0$)
	Incertidumbre debido a la variación del poder calorífico en el periodo de determinación	Corresponde a la máxima diferencia presentada durante el día para los valores de poder calorífico reales en los puntos de salida (Figura 16).	$U(PC_{d-Var}) : PC_{d-MAX} - PC_{d-MIN}$ (distribución rectangular, $1/\sqrt{12}$)
	Diferencia en el método de asignación	Corresponde a la diferencia entre el poder calorífico asignado y el poder calorífico ponderado real asociado al punto de salida (Figura 14Tabla 6).	$U(PC_{d-Dif}) : \tilde{PC}_d - PC_{asig}$ (distribución rectangular, $1/\sqrt{12}$)

Para los dos casos, la primera fuente de incertidumbre se encuentra asociada con el poder calorífico de referencia, el cual se obtiene empleando el mismo análisis realizado para la medición de volumen, es decir, tomando el error máximo

permisible aplicable a la medición mediante dispositivo para determinación de poder calorífico definido en la NTC 6167³⁶.

Para las fuentes relacionadas con variación del poder calorífico y la diferencia en el método de asignación se asumen distribuciones rectangulares ya que se está haciendo uso de intervalos. Una vez desarrollado los procesos de identificación de fuentes de incertidumbre, cuantificación y reducción de estas, se procede con la combinación y expansión siguiendo el modelo descrito en la Ecuación 10.

Tabla 12 Fuentes de incertidumbre poder calorífico ponderado

Variable	Fuente de incertidumbre	Descripción	Valor
Poder calorífico ponderado	Incertidumbre de medición en el punto de referencia	Correspondiente al EMP aplicable a los Dispositivo de determinación de poder calorífico (DDPC) en puntos de entrada Clase A	$U(PC_{d-Re f}): 0,5\%$ (distribución normal, $k=2,0$)
	Incertidumbre debido al modelo	Corresponde a la diferencia obtenida entre los resultados del modelo y los valores de referencia (Tabla 7)	$U(PC_{d-Mod}): \tilde{PC}_d - \tilde{PC}_{d-Re f}$ (distribución rectangular, $1/\sqrt{12}$)

³⁶ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Trasferencia de custodia de gas natural en gasoductos. 2016. p. 11.

En la Tabla 13 se encuentran a manera de muestra los resultados de dicho proceso para un solo sistema de medición (S-C1) en un solo día y considerando el modelo de cálculo de energía empleando el poder calorífico asignado, es decir, Ecuación 9 con fuentes de incertidumbre identificadas en la Tabla 10 para el volumen y Tabla 11 para el poder calorífico asignado.

Tabla 13 Presupuesto de incertidumbre energía día con PC asignado (S-C1)

Variable	Valor	Fuente de incertidumbre	U	Contribución
Volumen día	25,42 KPC	EMP clase	2%	100%
Poder calorífico asignado	1145,7 BTU/ft3	Incertidumbre de medición en el punto de referencia	0,5%	0,19%
		Incertidumbre debido a la variación del poder calorífico en el periodo de determinación	0,05%	0,0%
		Diferencia en el método de asignación	11,54%	99,81%
U(PC_d) (k=2,0)			7,0%	

Como se puede observar de los resultados, para este caso en particular, la mayor contribución de las fuentes de incertidumbre asociadas al poder calorífico está relacionada con la diferencia en el método de asignación. Por otro lado, la contribución a la incertidumbre por la fuente denominada “variación del poder

calorífico en el periodo de determinación” es prácticamente nula, lo que significa que para el día en particular analizado la composición del gas natural entregado fue muy estable.

En los resultados de la simulación descritos en el capítulo 2 se pudo determinar que esta condición de estabilidad cambia todos los días y es diferente en todos los sistemas. Por este motivo, es relevante la determinación de la energía en cada caso con la finalidad de observar el impacto en el resultado final, bien sea en la cantidad de energía entregada durante el mes o en el balance en energía para el tramo de gasoducto evaluado. En la Tabla 14 se encuentran los resultados obtenidos de la aplicación del modelo de incertidumbre para todos los días del mes en el sistema denominado S-C1.

Tabla 14 Comportamiento incertidumbre energía día (S-C1)

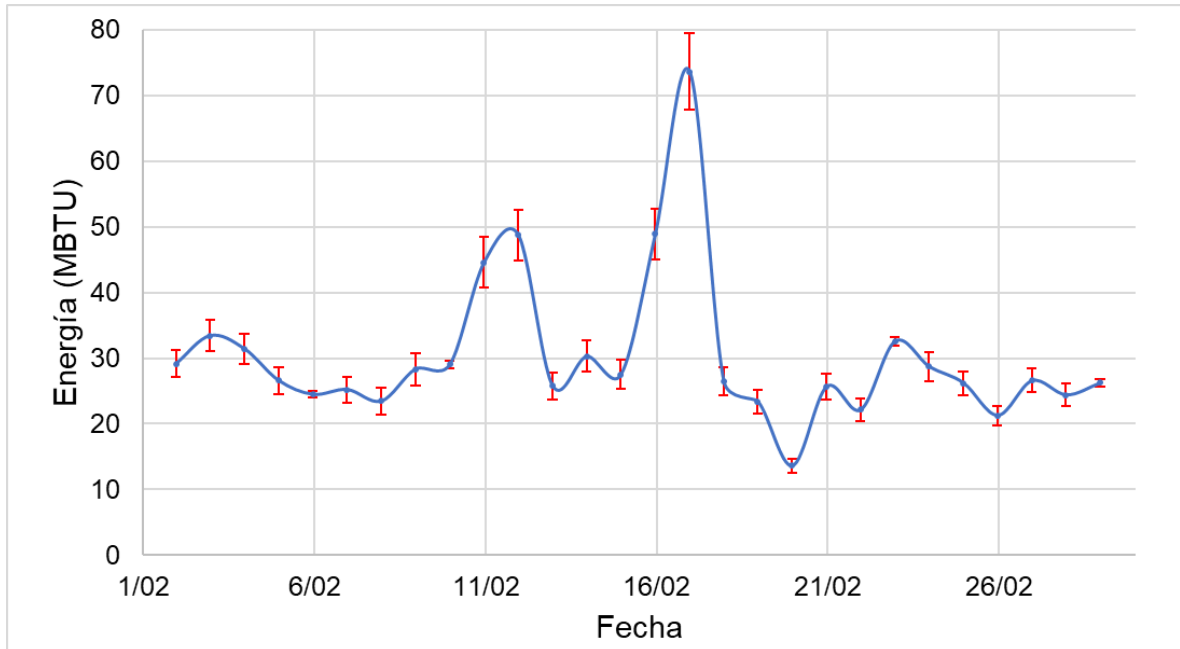
Día	Energía día (PC_{asig}) [MBTU³⁷]	U (PC_d) (k=2) [%]
1	29,12	± 7,0
2	33,43	± 7,0
3	31,44	± 7,3
4	26,61	± 7,7
5	24,48	± 2,1
6	25,22	± 7,8
7	23,46	± 8,9

³⁷ MBTU: Millones de BTU.

8	28,34	$\pm 8,7$
9	29,03	$\pm \mathbf{2,1}$
10	44,56	$\pm 8,6$
11	48,75	$\pm 7,9$
12	25,81	$\pm 7,9$
13	30,27	$\pm 7,9$
14	27,51	$\pm 7,9$
15	48,89	$\pm 7,9$
16	73,66	$\pm 7,9$
17	26,45	$\pm 7,9$
18	23,39	$\pm 7,9$
19	13,62	$\pm 7,9$
20	25,65	$\pm 7,9$
21	22,14	$\pm 7,9$
22	32,57	$\pm \mathbf{2,1}$
23	28,71	$\pm 7,7$
24	26,21	$\pm 6,9$
25	21,28	$\pm 6,9$
26	26,56	$\pm 6,8$
27	24,40	$\pm 6,9$
28	26,23	$\pm \mathbf{2,1}$

Como se puede observar, al realizar la estimación de incertidumbre para todo el mes se pueden encontrar días en los que el nivel de incertidumbre alcanza valores máximos de $\pm 8,9\%$ y otros con un mínimo de $\pm 2,1\%$. Esto se debe principalmente al impacto en el presupuesto de incertidumbre de la fuente de variabilidad en el poder calorífico durante el periodo de análisis.

Figura 17. Comportamiento incertidumbre energía día (S-C1)



Por otro lado, es importante resaltar que para este caso en particular donde el sistema es considerado Clase C y que de acuerdo con la Tabla 9 el EMP aplicable en la determinación de energía es $\pm 3,0\%$, se están cumpliendo estos errores únicamente en 4 días del mes, días 5, 9, 22 y 28; los demás días presentan un comportamiento en el nivel de incertidumbre por encima del permitido para la clase.

En la Figura 17 se observa de manera gráfica las cantidades de energía entregadas por este sistema y el comportamiento de la incertidumbre asociada a dicho valor para cada uno de los días evaluados.

3.2 MODELO DE INCERTIDUMBRE EN ENERGÍA MENSUAL

Una vez consolidada la información de energía diaria para cada sistema se procede con la determinación de la energía total entregada durante el mes, lo cual se realiza mediante la sumatoria de los valores individuales (Ecuación 12). Donde n corresponde al número de días del mes evaluado.

$$E_m = \sum_{i=1}^n E_{d-i} \quad \text{Ecuación 12}$$

Considerando que la energía determinada para cada uno de los días objeto de este análisis tiene asociada un nivel de incertidumbre diferente debido a las condiciones particulares presentadas y que los balances se realizan con una frecuencia mensual, es necesario determinar el impacto de cada una de estas incertidumbres en la acumulación mensual de energía.

Este impacto puede ser evaluado mediante dos alternativas, la primera es la combinación de las diferentes contribuciones de incertidumbre a través de un modelo matemático definido para tal fin (Ecuación 12); la segunda alternativa, que fue la empleada en el presente trabajo, es mediante la aplicación del método “Monte Carlo”. Este método fue seleccionado debido a que permite evaluar de manera práctica la propagación de distribuciones en un modelo que presenta amplias variaciones tanto en las incertidumbres individuales como en los valores de energía medidos.

En este caso particular para la aplicación del método Monte Carlo se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Como intervalo de generación se tomaron los niveles de incertidumbre asociados a la energía determinada para cada día, para cada sistema de medición, considerando los resultados de energía evaluados a partir del poder calorífico asignado.
- Para cada día de medición se generaron aleatoriamente diez mil datos posibles de energía a partir de la energía calculada y dentro del intervalo de generación mencionado anteriormente.
- Para cada sistema, se determinó la energía total del mes considerando las diez mil combinaciones diferentes obtenidas.
- A partir de los diez mil registros de energía se estableció el intervalo probable el cual se relaciona con la incertidumbre asociada a la determinación de la energía mensual.

En la Tabla 15 se encuentra consolidado el resultado de dicho análisis para cada uno de los sistemas de medición involucrados en el balance objeto del presente trabajo.

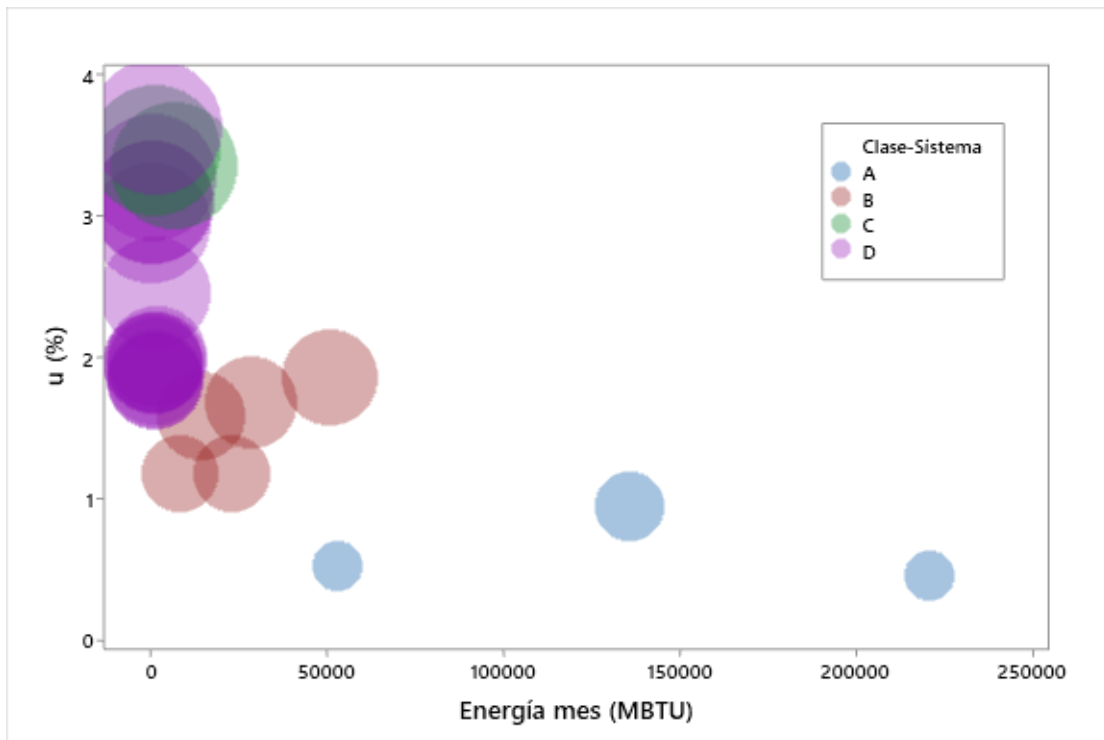
Tabla 15 Incertidumbre energía mes con PC asignado (Monte Carlo)

ID sistema	Tipo de sistema	Energía mes (Poder calorífico asignado) [MBTU ³⁸]	u(Em) std [%]
S-A1	Salida	135851	0,95
E-A2	Entrada	220790	0,46
E-A3	Entrada	52744	0,52
S-B1	Salida	28336	1,69
S-B2	Salida	22697	1,18
S-B3	Salida	50540	1,86
S-B4	Salida	14319	1,58
S-B5	Salida	8284	1,18
S-C1	Salida	848	3,46
S-C2	Salida	6474	3,36
S-D1	Salida	1638	1,96
S-D2	Salida	904	1,85
S-D3	Salida	598	1,95
S-D4	Salida	296	3,28
S-D5	Salida	243	1,97
S-D6	Salida	125	2,95
S-D7	Salida	1228	1,83
S-D8	Salida	55	3,10
S-D9	Salida	1358	2,01
S-D10	Salida	794	1,83
S-D11	Salida	920	2,46
S-D12	Salida	828	1,93
S-D13	Salida	973	3,63
S-D14	Salida	354	3,09

Los valores de incertidumbre reportados en la tabla corresponden a la incertidumbre estándar asociada a la energía mensual ($u(E_m)$) que será empleada posteriormente en el análisis de incertidumbre asociada al balance.

³⁸ MBTU: Millones de BTU.

Figura 18. Incertidumbre energía mes con PC asignado (Monte Carlo)



En la Figura 18 se encuentran los resultados de la aplicación del método de Montecarlo, presentando tanto el nivel de incertidumbre obtenido como la sumatoria de energía total por sistema de medición evaluado. La figura presenta adicionalmente agrupación de sistemas por clase a la que pertenecen de acuerdo con la NTC 6167³⁹. De esta agrupación se puede observar que efectivamente los sistemas de mayor tamaño (clase A) son los sistemas que presentan menor nivel de incertidumbre asociado a la energía que entregan, lo cual es coherente con el

³⁹ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Tránsito de custodia de gas natural en gasoductos. 2016. p. 11.

espíritu de la norma al propender por la optimización de los recursos invertidos en los equipos de medición.

Tabla 16 Incertidumbre energía mes con PC representativo (Monte Carlo)

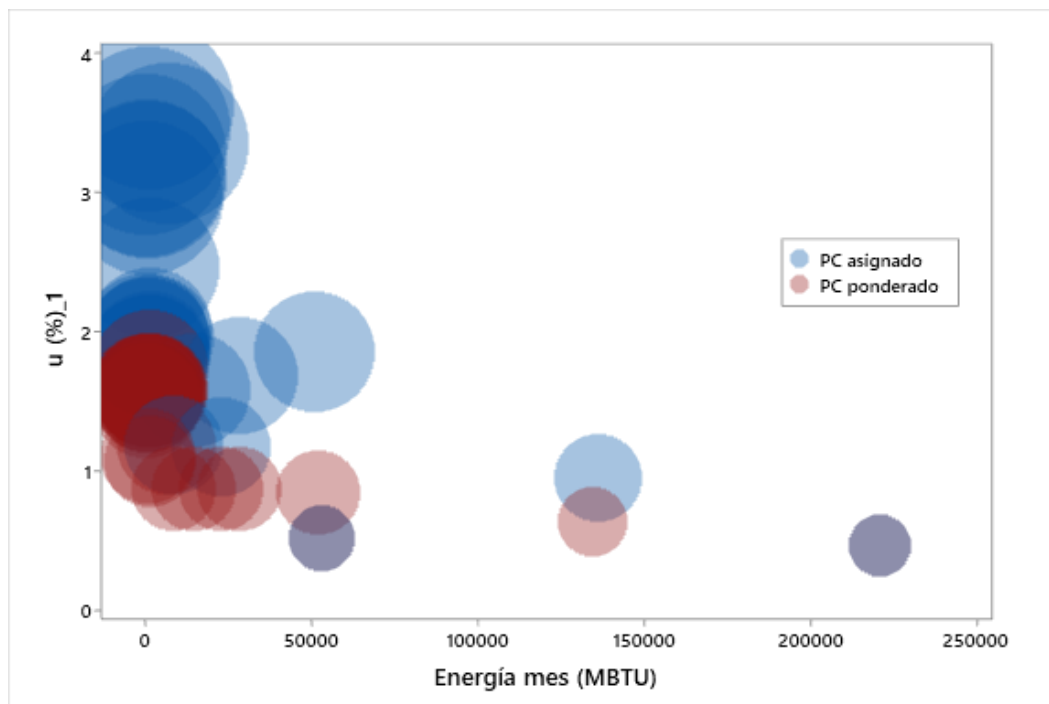
ID sistema	Tipo de sistema	Energía mes (Poder calorífico asignado) [MBTU ⁴⁰]	u std [%]
S-A1	Salida	134221	0,63
E-A2	Entrada	220790	0,46
E-A3	Entrada	52744	0,52
S-B1	Salida	28069	0,87
S-B2	Salida	22451	0,87
S-B3	Salida	52050	0,85
S-B4	Salida	14250	0,87
S-B5	Salida	8198	0,87
S-C1	Salida	887	1,06
S-C2	Salida	5885	1,18
S-D1	Salida	1622	1,58
S-D2	Salida	893	1,58
S-D3	Salida	591	1,58
S-D4	Salida	302	1,53
S-D5	Salida	241	1,57
S-D6	Salida	131	1,49
S-D7	Salida	1214	1,58
S-D8	Salida	56	1,53
S-D9	Salida	1342	1,58
S-D10	Salida	786	1,58
S-D11	Salida	921	1,56
S-D12	Salida	818	1,10
S-D13	Salida	868	1,74
S-D14	Salida	362	1,53

⁴⁰ MBTU: Millones de BTU.

En la Figura 19 se presenta una comparación entre los resultados de incertidumbre obtenidos cuando se realiza la evaluación a partir de los poderes caloríficos asignados y los poderes caloríficos ponderados.

Es evidente la disminución en los niveles de incertidumbre y esto se debe principalmente a que el modelo de evaluación de incertidumbre cuando se emplean los poderes caloríficos ponderados carece de la fuente de incertidumbre relacionada con la variabilidad del poder calorífico durante el periodo evaluado.

Figura 19. Comparación incertidumbre diferentes fuentes de PC



El mismo ejercicio descrito anteriormente para los resultados de energía diaria obtenidos a partir del poder calorífico asignado, se realiza nuevamente para los

resultados de energía obtenida a partir de los poderes caloríficos ponderados, con la finalidad de estimar el nivel de incertidumbre asociado a la energía mensual mediante este modelo. Los resultados del análisis mediante el método de Montecarlo se encuentran consignados en la Tabla 16.

3.3 MODELO DE INCERTIDUMBRE BALANCE EN ENERGÍA

A partir de los datos consolidados mes para energía en todos los sistemas de transferencia de custodia se procede con la aplicación del modelo de evaluación del balance, el cual se describe en la Ecuación 13.

$$Bal(E_m) = \frac{\sum E_{In-d} + (Inv_{ini} - Inv_{fin}) - \sum E_{Out-d} - \sum E_{Op-d}}{\sum E_{In-d}} * 100 \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde:

$Bal(E_m)$: balance en energía mensual de la red expresado en porcentaje.

E_{In-d} : valores individuales de energía mensual que ingresa a la red.

E_{Out-d} : valores individuales de energía mensual que sale de la red.

Inv_{ini} : Energía contenida en la red como empaquetamiento al inicio del periodo.

Inv_{fin} : Energía contenida en la red como empaquetamiento al final del periodo.

E_{Op-d} : Energía consumida en la red para temas operativos, en este caso particular se asume este valor como cero, ya que no se cuenta con registros de gas

consumido como combustible en estaciones de compresión o en sistemas de calentamiento.

Considerando que cada uno de estos valores de energía cuenta con su respectiva incertidumbre asociada obtenida a partir de la aplicación del método de Montecarlo, se realiza nuevamente las etapas de reducción y combinación de las fuentes de incertidumbre con la finalidad de obtener el nivel de incertidumbre asociado al balance de gas en energía.

Teniendo en cuenta que en la evaluación del balance se cuenta con un modelo matemático un poco más complejo que el simple producto de dos valores, como si era el caso en la determinación de energía diaria ($PC \times Vol$), se debe realizar la evaluación de las contribuciones de cada una de las fuentes de incertidumbre a partir de los coeficientes de sensibilidad (c_i), los cuales se obtienen mediante la derivada parcial del modelo matemático (Ecuación 13) con respecto a cada una de las fuentes de incertidumbre evaluadas.

Estas derivadas parciales asociadas a cada uno de los coeficientes de sensibilidad dan como resultado lo siguiente:

$$c(E_{in-d}) = \frac{\partial Bal(E_m)}{\partial E_{In-d}} = -\frac{E_{Out-d}}{E_{In-d}^2} + \frac{Inv_{ini}}{E_{In-d}^2} - \frac{Inv_{fin}}{E_{In-d}^2} \quad \text{Ecuación 14}$$

$$c(E_{Out-d}) = \frac{\partial Bal(E_m)}{\partial E_{Out-d}} = -\frac{1}{E_{In-d}} \quad \text{Ecuación 15}$$

$$c(Inv_{ini}) = \frac{\partial Bal(E_m)}{\partial Inv_{ini}} = \frac{1}{E_{In-d}} \quad \text{Ecuación 16}$$

$$c(Inv_{fin}) = \frac{\partial Bal(E_m)}{\partial Inv_{fin}} = -\frac{1}{E_{In-d}} \quad \text{Ecuación 17}$$

En la Tabla 17 se encuentra el resultado de la aplicación del modelo para estimación de incertidumbre aplicado al modelo matemático del balance (Ecuación 13), considerando los resultados obtenidos en la simulación de Montecarlo para las diferentes incertidumbres y los respectivos coeficientes de sensibilidad evaluados a partir de las ecuaciones 14 a 17.

El mismo modelo se aplica para los resultados de energía cuando estos son obtenidos a partir de los poderes caloríficos ponderados, los cuales como describió anteriormente cuentan con niveles de incertidumbre menores al no contar con la fuente de incertidumbre relacionada con la variabilidad en los poderes caloríficos durante el periodo en evaluación. En la Tabla 18 se encuentran los resultados de la aplicación de este método.

Tabla 17 Incertidumbre balance mes con PC representativo (1E)

Variable	Inventario inicial	Inventario final	Entradas	Salidas
Energía	6083	5961	273534	277661

[MBTU⁴¹]				
u_std [MBTU⁴²]	30	30	1046	1722
Coeficiente de sensibilidad (c_i)	3,66E-06	-3,66E-06	-3,71E-06	-3,66E-06
Contribución	0,02%	0,02%	27,53%	72,42%
Balance	-1,46%			
u_bal	± 0,74%			
U_bal (k=2,0)	± 1,48%			

Como se puede observar de los resultados en las Tabla 17 y Tabla 18, el método empleado en la obtención de los poderes caloríficos representativos diarios para un punto de salida, bien sea asignado con los métodos actuales permitidos por la regulación o mediante el promedio ponderado de registros horarios obtenidos de un modelo hidráulico, tienen un impacto significativo tanto en el valor del balance, reducción de -1,46% a -0,91%, como en el nivel de incertidumbre asociado a cada uno de estos resultados de balance; presentando una reducción desde ± 1,48% cuando se emplean poderes caloríficos asignados hasta un valor de ± 1,07% cuando se emplean poderes caloríficos ponderados.

Tabla 18 Incertidumbre balance mes con PC representativo (2E)

Variable	Inventario	Inventario	Entradas	Salidas
-----------------	-------------------	-------------------	-----------------	----------------

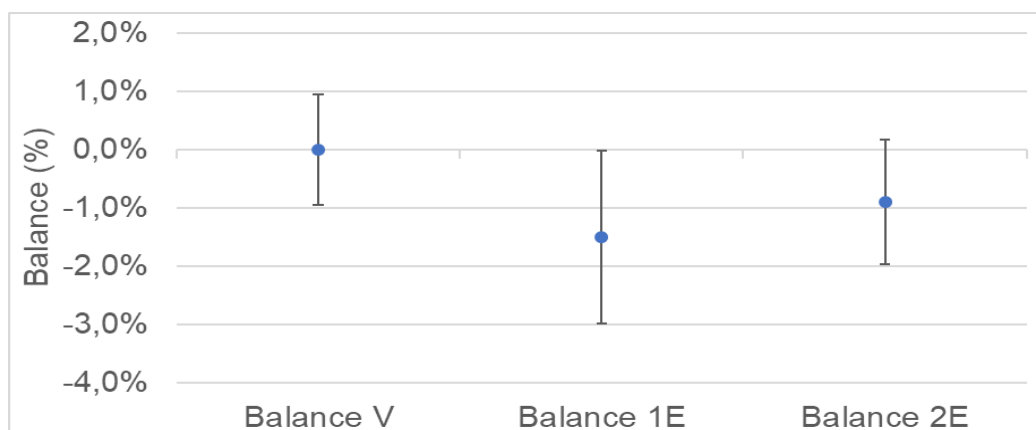
⁴¹ MBTU: Millones de BTU.

⁴² Íbid.

	inicial	final		
Energía [MBTU⁴³]	6083	5961	273534	276159
u_std [MBTU⁴⁴]	30	30	1046	1014
Coefficiente de sensibilidad (c)	3,66E-06	-3,66E-06	-3,69E-06	-3,66E-06
Contribución	0,04%	0,04%	51,99%	47,92%
Balance	-0,91%			
u_bal	± 0,54%			
U_bal (k=2,0)	± 1,07%			

En la Figura 20 se representa gráficamente la comparación entre los niveles de incertidumbre para los 3 balances realizados.

Figura 20. Comparación balances



⁴³ MBTU: Millones de BTU.

⁴⁴ Íbid.

3.4 CONSIDERACIONES DEL MODELO DE INCERTIDUMBRE

A través de la estimación de incertidumbre asociada a los tres modelos descritos anteriormente: cantidad de energía diaria, cantidad de energía mensual y balance mensual de la red en energía, se demuestra que el esquema actual descrito en la regulación para la asignación del poder calorífico representativo carece de las herramientas para poder garantizar el cumplimiento de los errores máximos permisibles asociados a la determinación de energía (ver Tabla 9), afectando por transitividad la incertidumbre asociada al balance de gas en energía realizado por las compañías operadoras de los gasoductos. Situación que se traduce en un impacto económico para todos los agentes involucrados en la cadena del gas: productores, transportadores y usuarios finales. A manera de ejemplo, la reducción en la desviación presentada en el balance en energía por efecto del método de asignación de poder calorífico, aproximadamente 0,6%, tiene un impacto de aproximadamente 100.000 dólares al año para el tramo de red analizado. El impacto para el sector toma mayor relevancia si se considera que el tramo analizado no alcanza a transportar el 1% del total de gas producido y transportado en el país.

Vale la pena resaltar que este comportamiento no se puede hacer extensivo a todos los gasoductos, ya que las variaciones en la composición por las diferentes fuentes de suministro no es el mismo; no obstante, en línea con los planes de abastecimiento de gas natural previstos por el gobierno, este impacto puede llegar

a ser generalizado para todos los gasoductos del país, razón por la cual se hace necesario desarrollar los mecanismos para mantener bajo control las condiciones operativas mencionadas evitando impactos económicos adversos para las compañías y para el sector en general.

4 DETERMINACIÓN DE ENERGÍA

Teniendo en cuenta el comportamiento que puede presentar el poder calorífico en las redes de transporte (capítulo 2. Modelamiento red de transporte) y el impacto significativo que tiene en los agentes la asignación de este parámetro (capítulo 3. Estimación de incertidumbre), se plantea en el presenta capítulo una metodología para la determinación del poder calorífico representativo del gas natural en los puntos de transferencia de custodia como parte del proceso de determinación de la energía, tanto recibida de los productores como entregada a los diferentes agentes. Dicha metodología se fundamenta en los principios generales brindados por el estándar ISO 15112⁴⁵.

La metodología propuesta tiene por objeto establecer los requisitos, directrices y procedimientos para la determinación confiable de la energía en los procesos de transferencia de custodia de gas natural en gasoductos, a través del cumplimiento de los requisitos de exactitud establecidos por la regulación

El alcance de la metodología se circunscribe a las estaciones de transferencia de custodia en líneas de transporte (puntos de entrada, puntos de salida y estaciones de transferencia de custodia entre transportadores) y a usuarios no regulados

⁴⁵ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 15112 - Natural gas - energy determination. Third Edition. 2018.

conectados a redes de distribución. Es decir, con un alcance similar al relacionado en el Reglamento Único de Transporte (RUT)⁴⁶.

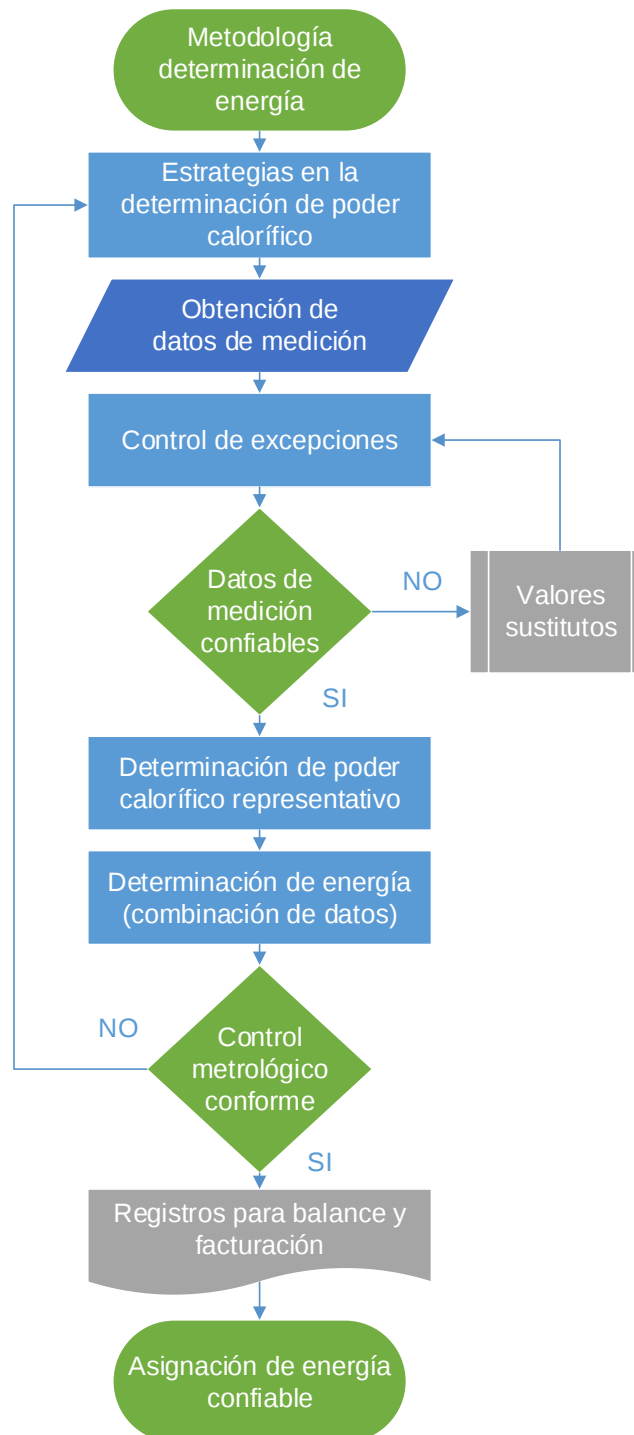
No se considera dentro de la metodología los aspectos relacionados con tecnologías de medición de gas (volumen y calidad de gas), por tal motivo, la misma podría ser aplicada a nuevas tecnologías de medición, análisis de gas, transmisión de datos y procesamiento de estos, siempre que sea demostrado su desempeño equivalente o superior de manera apropiada.

La Figura 21 presenta un esquema de determinación de la energía considerando las diferentes etapas hasta obtener la asignación de energía confiable; la metodología comienza con una evaluación de la estrategia razonable para la determinación de la energía de acuerdo con la clase del sistema, seguida de la obtención de los datos de medición y la evaluación de las posibles excepciones presentes. Los pasos siguientes son la determinación de poder calorífico representativo y la combinación de los datos para la obtención de la energía. Finalmente, se efectúa un control de calidad con la finalidad de establecer si los resultados son conformes de acuerdo con la exactitud requerida de tal forma que se puedan liberar los registros respectivos para balance y facturación.

⁴⁶ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 071 de 1999.

Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

Figura 21. Metodología determinación de energía



En el contexto de esta metodología, el diseño de la estrategia engloba los requisitos que definen el tipo de información necesaria y establecen como se debería obtener dicha información para satisfacer el objetivo planteado de garantizar la determinación confiable de la energía.

4.1 ESTRATEGIAS EN LA DETERMINACIÓN DE PODER CALORÍFICO

En primer lugar, la estrategia en la determinación del poder calorífico debe ser definida por sistema de medición o conjunto de sistemas con características similares, como condiciones de calidad de gas y clases de exactitud.

Como esta estrategia incluye métodos, alternativas y procedimientos, una vez estos son definidos no se deben modificar sin una apropiada justificación. Entre las condiciones que se pueden dar para realizar la modificación de una estrategia ya definida para un sistema dado se encuentran las siguientes:

- Se garantiza que la exactitud de los resultados puede mantenerse o mejorarse.
- Los métodos o procedimientos no son aplicables debido a cambios en las condiciones operativas y/o de calidad del gas. Este aspecto constituye parte de la mejora continua del proceso, ya que el mismo se puede evaluar cada vez que se desarrolla la etapa de “control metrológico”.

La estrategia busca conocer como está conformado el sistema y cuál es su comportamiento como parte de una red de transporte, lo anterior con la finalidad de determinar las variables disponibles, las alternativas metodológicas para la determinación de la energía y los métodos de integración que pueden ser aplicables. Para consolidar la estrategia se deben seguir los cinco pasos descritos a continuación.

a. Delimitar las interfaces

El primer paso en la definición de la estrategia es delimitar la interfaz a la que pertenece el sistema en particular, esta actividad se realiza teniendo como referencia lo establecido en el capítulo 1.1 y busca consolidar la información del sistema de acuerdo con los siguientes aspectos:

- **Tipo de consumo:** seleccionando entre las opciones de residencial, industrial, comercial o incluso combinación de algunos de los anteriores.
- **Perfil de consumo:** definido a partir de los flujos horarios presentados en el sistema, se pueden considerar perfiles planos durante todo el día, perfiles planos en solo algunas horas del día, perfiles variables cada hora como el residencial, o perfiles mixtos con la combinación de los anteriores.
- **Agentes involucrados:** Es muy importante para la red de transporte a la que se encuentra asociado el sistema definir los agentes involucrados, es decir, número de fuentes de suministro, transportadores o distribuidores

regionales involucrados. La identificación de estos agentes también permite definir la cantidad de información que se puede tener disponible para validar el comportamiento de la red de transporte en lo que respecta a la calidad del gas.

- **Condiciones operativas:** estas corresponden a características adicionales que pueden definir la disponibilidad de registros de medición que son empleados en etapas posteriores para la cuantificación del volumen y la energía y que son importantes ante la eventual necesidad de definir valores sustitutos. Las dos condiciones operativas relevantes son presión y temperatura, las cuales son afectadas por la presencia o ausencia de los sistemas de regulación y calentamiento respectivamente.

b. Establecer la clase de exactitud

Del proceso de delimitación de las interfaces y particularmente de la definición del perfil de consumo, se obtienen los registros horarios máximos obtenido durante el día para el sistema de medición, lo cual permite definir la clase de exactitud a la que pertenece el sistema en particular haciendo uso de lo establecido en la NTC 6167.

Tal como es descrito en el capítulo 1.2., una vez definida la clase de exactitud del sistema se delimitan por consecuencia los equipos mínimos con los que debe

contar la instalación y por consecuencia las variables que se deberían tener disponibles en campo para efectos de determinar la energía entregada por el respectivo sistema de transferencia de custodia, entre las cuales se encuentran las siguientes:

- Volumen a condiciones de flujo.
- Volumen corregido a condiciones estándar.
- Presión en la etapa de medición.
- Temperatura en la etapa de medición.
- Composición del gas natural.
- Poder calorífico horario.
- Energía horaria.

Las variables que se encuentren disponibles en campo deben ser registradas adecuadamente en los elementos terciarios asociados, los cuales deben contar con aprobación API MPMS 21.1⁴⁷ para medición electrónica de gas; así como también deben reportar en línea estas variables al cuarto de control del transportador. Para efectos de gestión del balance, adicional al cumplimiento del estándar API mencionado anteriormente, es común el uso de plataformas

⁴⁷ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API - Manual of Petroleum Measurement Standards. Chapter 21 - Flow Measurement Using Electronic Metering Systems. Section 1 - Electronic Gas Measurement - Second Edition. 2013.

informáticas que requieran la generación y reporte, por parte de los elementos terciarios, de archivos encriptados con la información de medición.

c. Seleccionar la alternativa metodológica para la determinación de energía

De acuerdo con la clase de exactitud aplicable para el sistema de medición, así como de las variables disponibles en sitio, se selecciona la alternativa metodológica más adecuada para la determinación del poder calorífico, alternativas que se encuentran descritas en el capítulo 1.2 y 1.4. las cuales se relacionan a continuación:

- Medición local de poder calorífico y cantidad de gas (volumen o masa).
- Medición local (poder calorífico y cantidad de gas), integración fuera de línea.
- Medición local de cantidad de gas (masa o volumen) y asignación remota de poder calorífico.
- Conversión remota de volumen y asignación remota de poder calorífico.

Tal como se mencionó anteriormente, pueden ser empleadas diferentes tecnologías tanto para la determinación de la cantidad de gas como para la medición del poder calorífico (método directo, inferencial o correlativo), lo

importante es que la tecnología empleada permita dar cumplimiento a los errores máximos permisibles aplicables a cada variable según la clase a la que pertenece el sistema.

d. Definir método de integración

De manera general para el método de integración, independiente del ciclo seleccionado (diario, mensual o anual) y siempre que los registros se encuentren disponibles, se debe propender por el uso de los promedios ponderados en lugar de los promedios aritméticos; lo anterior teniendo en cuenta el impacto que esto podría tener en el cálculo final de energía, lo cual fue documentado ampliamente en el capítulo 2 (Modelamiento de la red de transporte).

La frecuencia a aplicar para el método de integración depende en primer lugar de la información disponible para cada sitio y de la alternativa metodológica seleccionada, no obstante, el aspecto que define la frecuencia seleccionada es el regulatorio, ya que en la industria del gas natural en Colombia los ciclos de nominación son diarios y los ciclos de facturación para cuentas de balance y distribución de pérdidas se consolidan mensualmente. Un caso particular lo constituyen los sistemas a los cuales se les aplica acotamiento de la nominación y

que se les aplica la Resolución CREG 114 de 2017⁴⁸ (y sus respectivas modificaciones), ya que, aunque se consolide mensualmente la información, los registros se deben validar y publicar de manera diaria.

En consideración de lo anterior, las frecuencias mínimas que se recomiendan para la aplicación de los métodos de integración de acuerdo con la clase de exactitud son las siguientes:

- Sistemas Clase A: promedio horario, calculado a partir de mínimo 4 mediciones de poder calorífico en sitio.
- Sistemas Clase B: promedio ponderado diario a partir de los registros horarios de poder calorífico asignado (bien sean medidos localmente o asignados de manera remota).
- Sistemas Clase C y D: promedio ponderado mensual a partir de los registros diarios de poder calorífico ponderado asignado.

Cabe resaltar que estas frecuencias son las mínimas recomendadas y que las mismas deberán ser evaluadas posteriormente, y de ser necesario ajustadas, de acuerdo con los resultados de la evaluación de conformidad en el proceso de

⁴⁸ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 114 de 2017. Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

control metrológico, lo cual se verá directamente afectado por las fuentes de calidad de gas y la variación de estas.

e. Consolidar la estrategia para el sistema

Con la finalidad de consolidar por cada sistema de transferencia de custodia las diferentes características que definen la estrategia para la determinación de poder calorífico de manera particular, se debería documentar un registro como el presentado en la Tabla 19, el cual considera los siguientes aspectos:

- Delimitación de la interfaz aplicable.
- Clase de exactitud del sistema de transferencia.
- Alternativa metodológica.
- Método de integración.

Tabla 19 Modelo de registro para la estrategia

Parámetro general	Características particulares	Descripción
Interfaz	Tipo de consumo	Residencial, industrial, comercial, mixto...
	Perfil de consumo (relación entre caudal horario max y caudal diario).	En porcentaje del caudal día.
	Agentes involucrados	Número de fuentes, transportadores y

		<i>distribuidores</i>
	Condiciones operativas	<i>Si el sistema con regulación de presión y calentamiento.</i>
Clase de exactitud	Caudal horario máximo	<i>En unidades de m³/h o ft³/h.</i>
	Clase de exactitud NTC 6167	<i>Clase A, B, C o D.</i>
	Variables disponibles en sitio	<i>Relación de las variables disponibles, tales como: Volumen a condiciones de flujo, volumen corregido a condiciones estándar, presión y temperatura en la etapa de medición, composición del gas natural, poder calorífico horario y energía horaria.</i>
Alternativa metodológica	Medición local de cantidad de gas (volumen o masa) a condiciones base.	<i>Si o No (descripción de la fuente).</i>
	Medición local de poder calorífico.	<i>Si o No (descripción de la fuente)</i>
	Integración en línea de poder calorífico.	<i>Si o No.</i>
	Determinación local de energía.	<i>Si o No.</i>
Método de integración	Frecuencia del ciclo de integración	<i>Horario, diario, mensual, otro.</i>

	Consideraciones regulatorias	<i>Aplica Res. CREG 114 de 2017 (y sus respectivas modificaciones).⁴⁹</i>
--	-------------------------------------	--

4.2 OBTENCIÓN DE DATOS DE MEDICIÓN

Una vez definida la estrategia a emplear en la determinación del poder calorífico, la siguiente etapa a desarrollar en la metodología es la obtención de los datos de medición que fueron identificados como “variables disponibles en sitio”. La obtención de los datos de medición debe contar con un control de calidad tal que asegure el buen funcionamiento de los procesos de determinación de la energía, manteniéndolo a un nivel de exactitud y de integridad adecuados para el fin previsto. Lo cual se puede lograr mediante la implementación de sistemas de gestión como el establecido en ISO 10012⁵⁰ y siguiendo lineamientos de verificación como los establecidos en OIML D10⁵¹.

⁴⁹ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 114 de 2017. Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

⁵⁰ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 10012. Measurement management systems - requirements for measurement processes and measuring equipment. First Edition. 2003.

⁵¹ ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE METROLOGÍA LEGAL. OIML D-10, Guidelines for the determination of calibration intervals of measuring instruments. 2007.

Entre los aspectos principales a considerar dentro de este control de calidad se encuentran los siguientes: generación de datos, trazabilidad, gestión de las mediciones y transmisión de datos.

a. Generación de datos en sitio

Los datos de medición corresponden a las variables identificadas como disponibles en sitio, las cuales son generadas por equipos que deben contar con aprobación de modelo para aplicaciones de transferencia de custodia de acuerdo con la clase de exactitud del sistema en el cual es empleado.

Como se estableció en un principio, el alcance de la metodología planteada no considera los detalles o requerimientos técnicos de los elementos instalados en sitio y de las tecnologías asociadas; para este propósito se debe recurrir a los requisitos y directrices contenidas en la NTC 6167⁵².

b. Trazabilidad

Esta etapa del control de calidad cubre todas las actividades de mantenimiento, de verificación y de calibración relativas al sistema durante su operación. Tiene como finalidad controlar las desviaciones, errores sistemáticos y errores aleatorios que puedan llegar a favorecer a una de las partes involucradas a expensas de la otra.

⁵² INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Trasferencia de custodia de gas natural en gasoductos. 2016. p. 13.

Considerando que la mayor parte de los instrumentos de medición funcionan según una técnica comparativa, es fundamental que se empleen equipos o elementos de referencia adecuados para garantizar la exactitud de las mediciones según el uso previsto. Al igual que los requerimientos técnicos de los elementos de medición instalados en campo, los procedimientos de verificación periódica, así como las frecuencias en que estos son desarrollados, también se encuentran incluidos dentro del alcance de la NTC 6167⁵³, por tal motivo no son incluidos dentro del alcance de la presente metodología.

c. Gestión de las mediciones

La gestión de las mediciones en este caso en particular viene relacionada mas con los resultados de la medición que con los equipos instalados en sí, ya que se busca evitar desviaciones en las interfaces que puedan ocasionar desventajas para algunos agentes. La detección de desviaciones puede efectuarse mediante una comparación basada en métodos estadísticos utilizando herramientas gráficas

⁵³ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Tránsito de custodia de gas natural en gasoductos. 2016. p. 22.

y/o herramientas de cálculo, por ejemplo, el método CUSUM (véase la Norma ISO/TR 7871⁵⁴).

Se debe considerar que la aplicación de estos métodos estadísticos basados en herramientas de cálculo para la detección de desviaciones es razonable únicamente para interfaces en las cuales se miden grandes cantidades de gas, en donde se pueden implementar adquisiciones de datos y análisis extensivos de los mismos.

d. Transmisión de datos.

Debido a que no todos los sistemas de transferencia cuentan con sistemas de comunicación SCADA a través de los cuales puedan reportar la información en línea al cuarto de control del transportador, se deben considerar estrategias en las cuales se recopile la información en campo garantizando la integridad de los datos de medición, es decir, que estos no sean manipulados desde que son generados en los elementos terciarios hasta que son procesados para la elaboración del balance. Al respecto se cuenta con el reporte AGA No. 12⁵⁵ como referencia para

⁵⁴ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO TR 7871. Cumulative sum charts - guidance on quality control and data analysis using cusum techniques. First Edition. 1997

⁵⁵ AMERICAN GAS ASSOCIATION. AGA Report No. 12. Cryptographic protection of scada communications part 1: background, policies and test plan. 2006.

el manejo seguro de la información. En este punto se debe considerar la implementación de herramientas computacionales para la administración de estos registros, las cuales incluyan el encriptado de la información.

4.3 CONTROL DE EXCEPCIONES

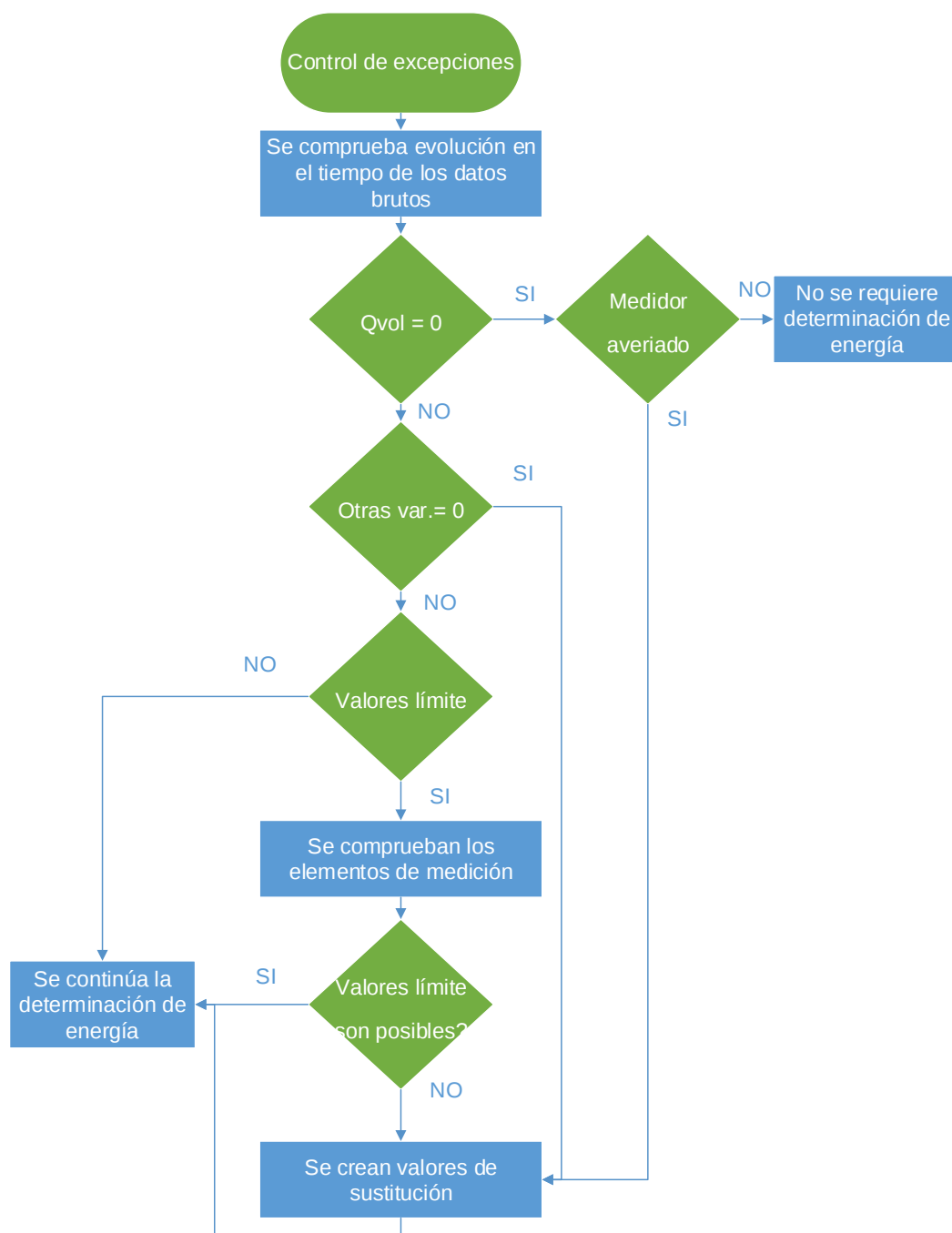
La primera fase del proceso de determinación de la energía es el control crítico de la congruencia de los datos medidos, transmitidos o registrados. Los elementos siguientes, por ejemplo, pueden causar datos no aptos para ser usados en el balance:

- Mal funcionamiento de un dispositivo de medición;
- Impactos externos, relacionados con suministro eléctrico o transmisión de datos;
- Daño en sistemas encargados del registro, etc.

Todos los registros de medición deben ser validados con la finalidad de identificar cualquier excepción que pueda afectar la calidad de estos.

En la Figura 22 se encuentra un diagrama ilustrativo de como se podría aplicar de manera formal y estructurada el control de las excepciones para garantizar la congruencia de los resultados de medición.

Figura 22. Metodología control de excepciones



Fuente: Adaptado ISO 15112⁵⁶.

⁵⁶ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 15112 - Natural gas - energy determination. Third Edition. 2018. p. 22.

A manera de ejemplo en la aplicación del diagrama, cuando el caudal volumétrico es igual a "0", se debería comprobar en qué medida esta situación es cierta, ya que si hay evidencia de flujo a través del sistema y los datos son "0", obviamente existe un problema, que puede explicarse por un mal funcionamiento del medidor o de los dispositivos encargados de suministrar las "otras variables", tales como los transmisores de presión y temperatura asociados. Los datos que se hayan comprobado como visiblemente erróneos no deben utilizarse. En presencia de datos erróneos o ausentes, se deben determinar valores de sustitución adecuados.

Los "valores límite" hacen referencia a estas condiciones de operación que no se podrían atribuir a un sistema en particular: presiones, temperaturas, caudales, composiciones, entre otras; cuando se superan estos límites es necesario confirmar si los mismos se deben a una condición operativa real y por lo tanto los datos de medición pueden ser usados o si por el contrario obedecen a un mal funcionamiento de los elementos, en cuyo caso es necesario proceder con la determinación de valores de sustitución.

a. Valores sustitutos

Teniendo como premisa que la determinación de la energía debe asegurarse en todo momento, incluso cuando se presenten problemas de medición, registro parcial de la información o pérdida de comunicación para la transmisión de los

datos, es necesario definir una estrategia formal para la creación de estos valores hasta que se reestablezca a la normalidad la condición que ocasiona la pérdida de los datos.

Los datos de sustitución deben por regla general obtenerse a partir de los valores más verosímiles disponibles y pueden obtenerse de otros instrumentos de medición, equipos auxiliares o incluso de los modelos de cálculo destinados a la estimación cuantitativa.

El proceso de creación de los valores de sustitución, así como el origen de estos, debe considerar la apropiada comunicación y explicación a las partes que contractualmente se ven afectadas, es decir, esta actividad no puede ser arbitraria por parte del transportador, ya que obedece a una condición subnormal que no está considerada para el sistema. Con la comunicación se busca la aprobación expresa de las partes de tal forma que se eviten reclamaciones posteriores.

Los tiempos requeridos para la creación, comunicación y aprobación de los datos sustitutos, es un aspecto regulatorio que deberá definir la autoridad encargada, teniendo en cuenta en cualquier caso las frecuencias aplicables en los métodos de integración.

El procedimiento general para la obtención de los valores sustitutos puede incluir una, o la combinación de varios, de los siguientes métodos:

- a. Resultados de instrumentos de medición calibrados ubicados en la misma sección de medición.
- b. Lecturas de instrumentos de medición no calibrados ubicados en la misma sección de medición.
- c. Lecturas de instrumentos de medición calibrados en una ubicación lo más cercana posible a la sección de medición, considerando cualquier desviación que se pueda presentar por diferencias de tiempo.
- d. Lecturas de un instrumento de medición no calibrado en una ubicación lo más cercana posible a la sección de medición, igualmente considerando cualquier desviación que se pueda presentar por diferencias de tiempo.
- e. Cálculos de un nuevo valor a través de interpolación.
- f. Valores retenidos, por ejemplo, empleando los últimos datos de medición válidos.
- g. Cálculos de un nuevo valor a partir del balance de una sección de la red que se encuentra confinada.
- h. Lecturas históricas para un periodo fijo, por ejemplo, para el día previo, para un día previo equivalente (mismo día de la semana), etc.

En la Tabla 20 se encuentran los procedimientos recomendados para la obtención de los valores de sustitución de acuerdo con la variable afectada.

Tabla 20 Procedimiento recomendado para valores sustitutos.

Datos relevantes para facturación	Lecturas o valores calculados a ser sustituidos	Método recomendado
Volumen a condiciones de flujo	Volumen a condiciones de flujo	a, b, e, g, h
Volumen a condiciones estándar	Volumen a condiciones estándar	a, b, e, g, h
	Volumen a condiciones de flujo	a, b
	Presión	a, b, e, f
	Temperatura	a, b, e, f
	Densidad a condiciones estándar	a, b, c, d, e, f
	Factor de compresibilidad	e, f
	Poder calorífico	a, b, c, d, e, f, h
Energía	Energía	a, b, e, g, h
	Poder calorífico	a, b, c, d, e, f, h
	Volumen a condiciones estándar	a, b, e, g, h

Con la finalidad de poder garantizar que los procesos de ajuste de las mediciones mediante valores sustitutos sean auditables y transparentes para las partes, se debe documentar apropiadamente cada uno de estos procesos. Dicha documentación debe contar con los siguientes elementos:

- Ubicación del sitio en donde se presentó la falta de información de medición.

- Parámetro de medición faltante.
- Razón de la pérdida de datos.
- Fecha y hora de ocurrencia de la falta de datos.
- Medición defectuosa (si aplica).
- Valor de sustitución.
- Estrategia empleada en la determinación de los valores de sustitución.

4.4 DETERMINACIÓN DE PODER CALORÍFICO REPRESENTATIVO

Las etapas de la metodología desarrolladas hasta el momento buscan contar con datos confiables para la determinación del poder calorífico que será empleado para efectos de facturación de acuerdo con una estrategia definida, no obstante, la determinación del poder calorífico representativo de acuerdo con la información disponible cuenta con diferentes alternativas, las cuales serán descritas a continuación:

- Asignación fija de un poder calorífico medido.
- Asignación fija de un poder calorífico declarado.
- Asignación variable, con poder calorífico calculado o determinado.

a. Asignación fija de un poder calorífico medido

La asignación fija de poder calorífico para un periodo de facturación definido se puede realizar en redes simples e independientes que cumplen con las siguientes condiciones:

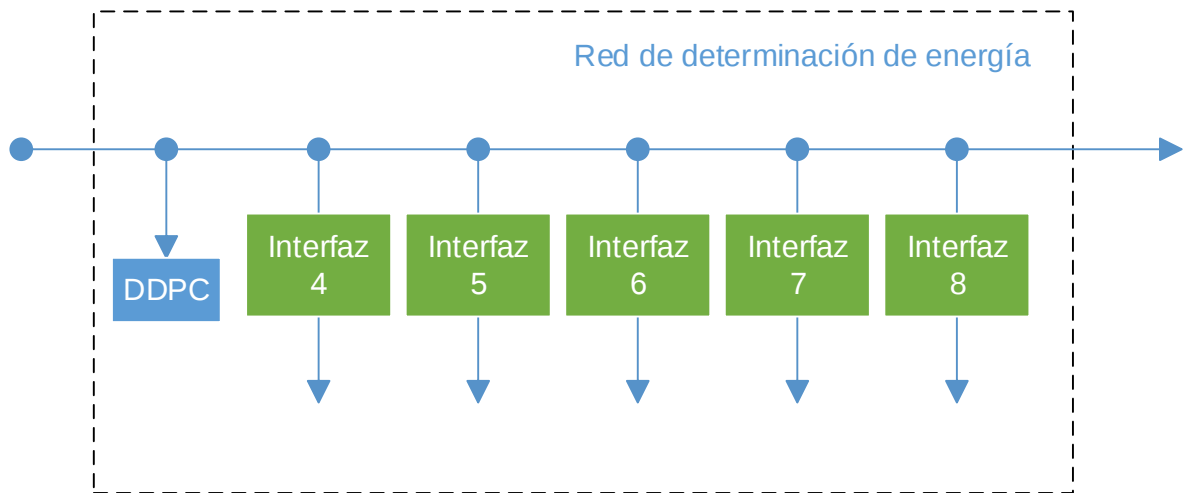
- La dirección del flujo de gas entre los puntos de medición del poder calorífico y del volumen es constante.
- La variación de la calidad del gas y el tiempo de tránsito del gas entre los puntos de medición del poder calorífico y los puntos de medición de la cantidad es razonablemente pequeña y su contribución en la incertidumbre es mínima permitiendo cumplir con los errores máximos permisibles aplicables en la determinación del poder calorífico.

De manera general, para realizar esta asignación el poder calorífico se mide en una estación cualquiera de la red que cumple con las condiciones mencionadas anteriormente (flujo unidireccional y baja variabilidad en la calidad), lo cual justifica la asignación del valor de poder calorífico medido previamente como valor fijo para todas las interfaces conectadas posteriormente a dicha red.

La asignación fija de un poder calorífico medido se puede realizar de dos formas, la primera de ellas se encuentra en la Figura 23 y representa una única fuente de gas que se suministra a diferentes interfaces en una misma red, el poder calorífico medido a la entrada de dicha red, a través del Dispositivo para Determinación de Poder Calorífico (DDPC), es asignado las diferentes interfaces y debido a su

estabilidad no requiere ajuste por tiempo de tránsito desde la medición hasta las interfaces.

Figura 23. Asignación fija. Una fuente de calidad de gas.

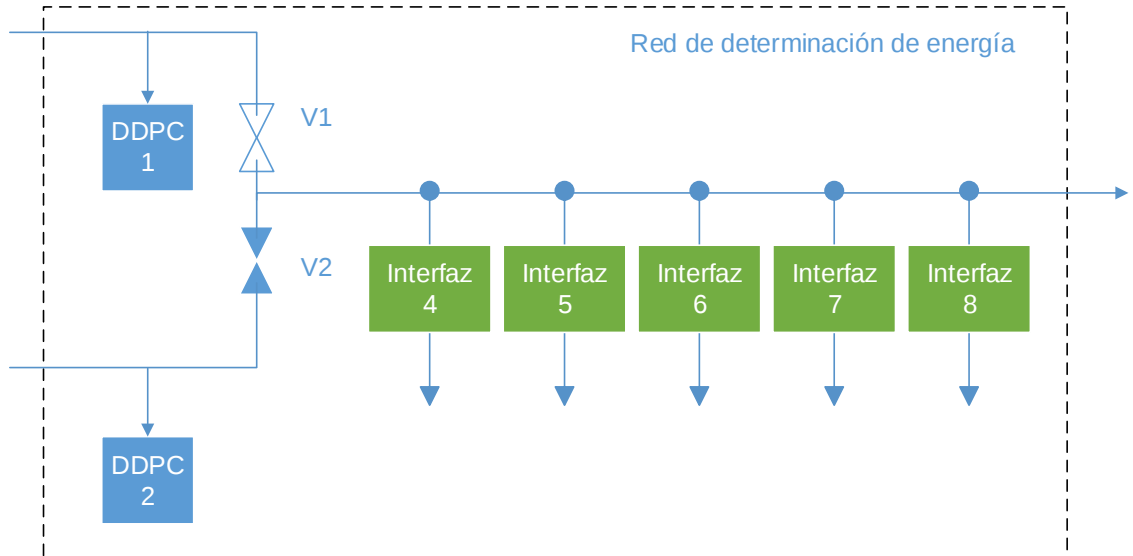


Fuente: Adaptado ISO 15112⁵⁷.

La asignación fija de un poder calorífico medido también puede realizarse en situaciones en las que se cuenta con más de una fuente de calidad de gas asociada a la misma red de transporte. En la Figura 24 representa un sistema en el que se dispone de dos gases diferentes para el suministro de gas a la red, el poder calorífico de los dos gases es medido de manera independiente a través de los Dispositivos para Determinación de Poder Calorífico, DDPC1 y DDPC2, antes de realizar el ingreso del gas a la red y no se realiza medición de poder calorífico aguas abajo del punto de entrada.

⁵⁷ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 15112 - Natural gas - energy determination. Third Edition. 2018. p. 23.

Figura 24. Asignación fija. Múltiples fuentes de calidades de gas.



Fuente: Adaptado ISO 15112⁵⁸.

Con esta configuración es posible realizar la asignación fija de uno u otro de los puntos de medición de poder calorífico si se cumplen las siguientes condiciones:

- Se puede asegurar un suministro constante en todo momento a partir de una única fuente.
- No se produce nunca el suministro de gas a la red con calidades de gas diferentes a las medidas con los dispositivos DDPC1 y DDPC2.
- No se presenta mezcla de las fuentes de calidad, es decir, que las válvulas nunca están abiertas al mismo tiempo.

⁵⁸ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 15112 - Natural gas - energy determination. Third Edition. 2018. p. 24.

- Se puede registrar de manera exacta y confiable los periodos de suministro de gas con cada una de las diferentes calidades de gas
- Para los fines de asignación, se utiliza el poder calorífico medido en DDPC1 o DDPC2 para las interfaces posteriores correspondiendo al mismo periodo de suministro.

b. Asignación fija de un poder calorífico declarado

La aplicación de un poder calorífico declarado es viable en redes independientes que cuentan con una sola fuente de suministro de gas natural, la cual en principio es razonablemente constante en el tiempo a lo largo del periodo de determinación de la energía. La medición se realiza en las estaciones dispuestas (puntos de entrada, intermedios o de salida) únicamente para propósitos de verificación.

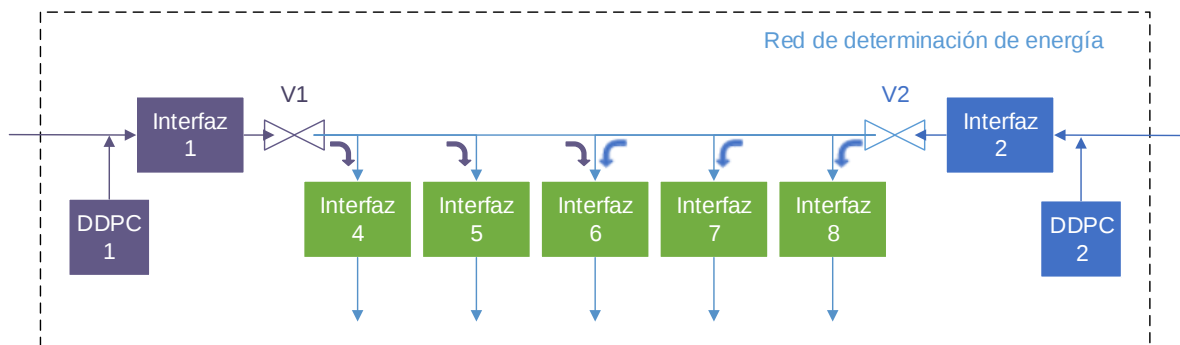
A través de los datos registrados se confirma que la variación es muy pequeña y que el impacto que esta tiene en la incertidumbre estimada no afecta el cumplimiento de los errores máximos permisibles para la determinación de poder calorífico representativo. Por tal motivo, se justifica declarar un poder calorífico y asignar este valor a todas las interfaces que se encuentren conectadas a la red posteriormente.

Otro aspecto para considerar con la asignación de un poder calorífico declarado es que los registros obtenidos para confirmación deben ser en promedio iguales o superiores al valor del poder calorífico declarado.

c. Asignación variable de poder calorífico calculado

La asignación variable aplica principalmente en redes abiertas, en donde las calidades del gas a través de las interfaces pueden variar considerablemente a través del tiempo, razón por la cual no se pueden aplicar los requisitos para una asignación fija y es necesario adaptar el método de cálculo para que se adecúe a las condiciones operativas de la red.

Figura 25. Asignación variable. Múltiples calidades y flujo bidireccional.



Fuente: Adaptado ISO 15112⁵⁹.

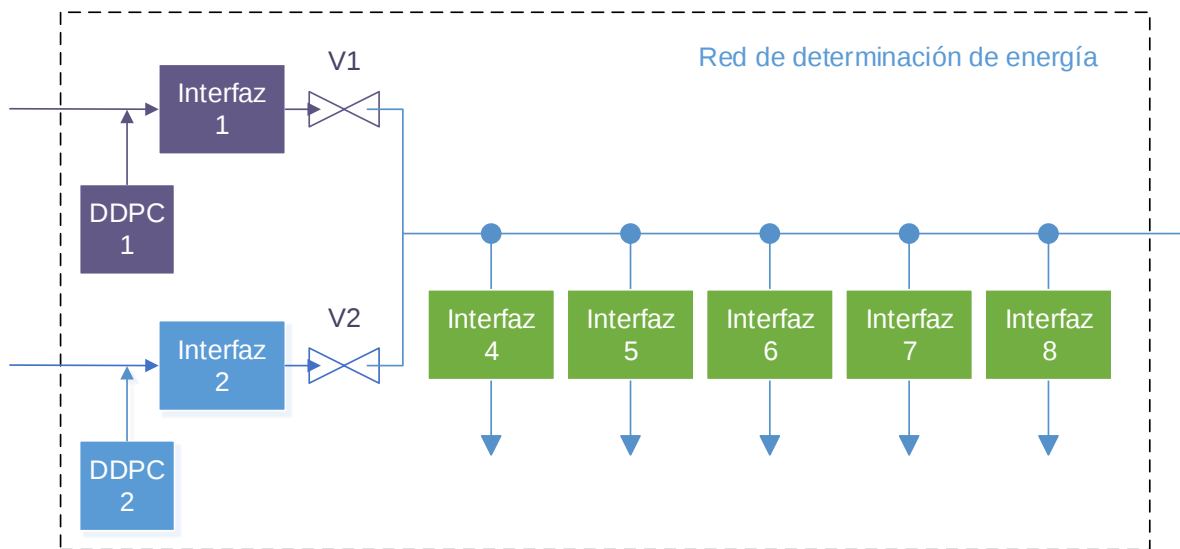
⁵⁹ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 15112 - Natural gas - energy determination. Third Edition. 2018. p. 25.

Con respecto a esta asignación variable existen dos enfoques diferentes que se deben considerar: el primero es la asignación variable en una red que cuenta con más de una fuente de suministro y un punto neutro en la red; el segundo enfoque es cuando se cuenta con una red igualmente con más de una fuente de suministro, pero que no cuenta con punto neutro, sino que se presenta mezcla de gases.

En la Figura 25 se encuentra un esquema que representa el primer enfoque, asignación variable con varias fuentes de suministro y punto neutro; en dicho esquema se cuenta con la representación de dos fuentes de suministro que pasan por las interfaces 1 y 2 (estaciones de entrada a la red) y cinco interfaces de salida que van de la 4 a la 8. El punto neutro en esta red puede situarse entre dos interfaces vecinas, que pueden ser una interfaz de entrada y una de salida o dos interfaces de salida, lo cual dependerá de los perfiles de entrada de gas a la red (interfaces 1 y 2) y de los perfiles de consumo de gas (interfaces 4 a la 8). De acuerdo con la representación gráfica, el punto neutro se ubica en la interfaz 6, lo cual significa que las interfaces 4 y 5 reciben gas con poder calorífico medido en el DDPC1, mientras que las interfaces 7 y 8 reciben gas con el poder calorífico medido en el DDPC2. Para la interfaz 6 el poder calorífico puede medirse en dicha ubicación o puede determinarse teniendo en cuenta las cantidades parciales de gas que provienen de las interfaces 1 y 2, con sus respectivos poderes caloríficos.

Esta asignación es válida cuando el punto neutro permanece en la misma interfaz durante el periodo para el cual se está determinando el poder calorífico; si durante el periodo que se está evaluando, por ejemplo diario, el punto neutro se desplaza de una interfaz a otra se denomina a esta condición como flujo pendular y no se podría aplicar la asignación variable tal como fue descrita. Bajo esta condición de flujo pendular se deben explorar otras alternativas para la asignación variable del poder calorífico.

Figura 26. Asignación variable. Múltiples calidades y flujo unidireccional.



Fuente: Adaptado ISO 15112⁶⁰.

En la Figura 26 se encuentra un esquema que representa el segundo enfoque de asignación variable, red con más de una fuente de suministro, la cual presenta

⁶⁰ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 15112 - Natural gas - energy determination. Third Edition. 2018. p. 26.

mezcla de gas en lugar de punto neutro. En el esquema de la figura, se cuentan con dos fuentes de calidad diferentes cuyos poderes caloríficos son medidos en los DDPC 1 y 2 respectivamente, de igual forma, se conocen las cantidades de gas que ingresan a la red a través de las interfaces 1 y 2.

Considerando que los poderes caloríficos son siempre distintos y que también se pueden presentar variaciones de estos valores durante el periodo de determinación de la energía, lo más común es que para el poder calorífico de las interfaces ubicadas aguas abajo del punto de mezcla, interfaces 4 a 8, se cuente con un patrón de comportamiento 3 “variable con mezcla de gases”, el cual fue descrito en el capítulo 2 (Modelamiento de la red de transporte).

El poder calorífico que se asociaría a las interfaces 4 a 8 sería el poder calorífico ponderado calculado justo aguas abajo del punto de mezcla, no obstante, la asignación de dicho poder calorífico debería considerar factores de desviación tales como: el tiempo recorrido desde el punto de mezcla hasta la respectiva interfaz, lo cual puede tomar desde unas pocas horas hasta varios días; así como el empaquetamiento de la línea, ya que los cambios en las presiones de la misma pueden ocasionar que el tiempo de transito desde el punto de mezcla hasta la interfaz se vea afectado.

Tal como se mencionó para la asignación variable con punto neutro, en el enfoque en el cual se presenta mezcla de gas es confiable la asignación en la medida que las condiciones operativas de la red permanezcan relativamente estables, esto incluye: flujos en tuberías y presiones de las mismas; ya que si las condiciones operativas presentan una alta variación, al igual que las calidades de los gases, se impactará considerablemente el resultado obtenido y se deberán explorar alternativas diferentes para la asignación variable del poder calorífico.

d. Asignación variable de poder calorífico determinado

La asignación variable de poder calorífico determinado se presenta como una alternativa a la asignación variable de poder calorífico calculado en los casos en que esta condición no es aplicable, como por ejemplo cuando el punto neutro no permanece en la misma interfaz durante el periodo de estimación o cuando las condiciones operativas de la red y de calidad de gas presentan una variación muy elevada.

La exactitud del poder calorífico representativo determinado depende de la exhaustividad y de la exactitud de los datos y de la topología de la red de transporte de gas. Con el fin de determinar el poder calorífico representativo en el punto de mezcla de los gases, el poder calorífico se calcula utilizando las cantidades y las calidades de gas. Para obtener el poder calorífico representativo,

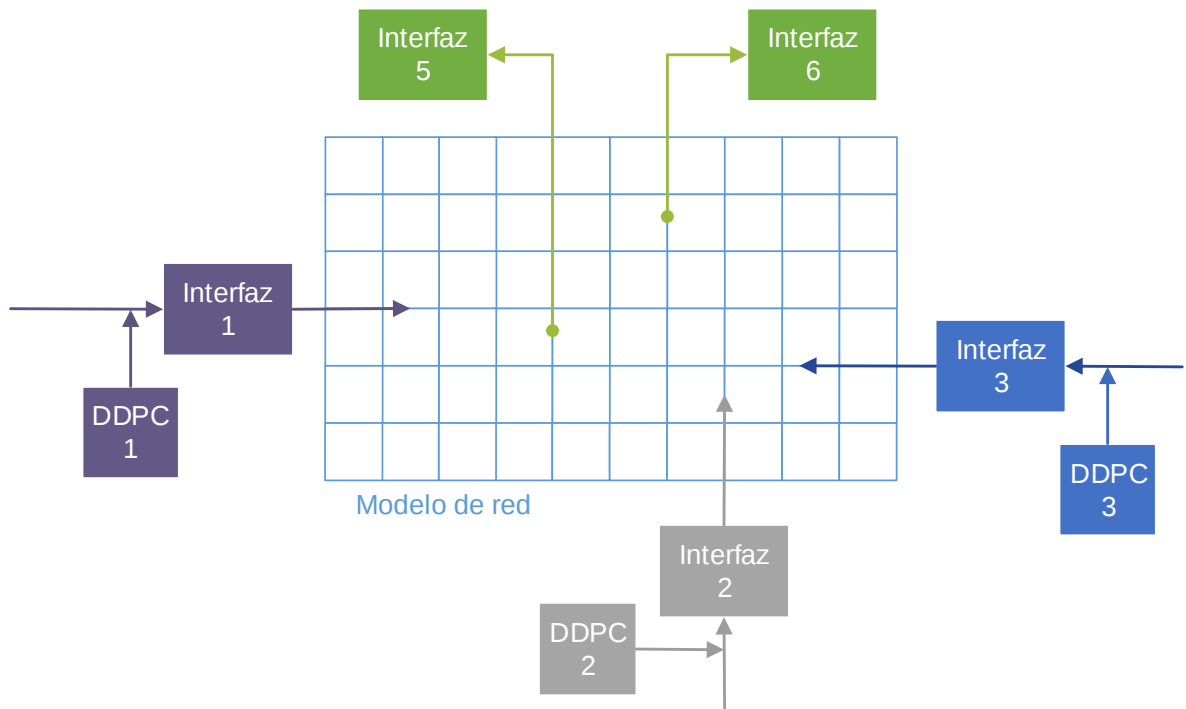
se pueden tener en cuenta los tiempos de recorrido desde las estaciones de entrada hasta el punto de mezcla del gas, así como el tiempo de recorrido hasta los interfaces posteriores.

Cuando se cuentan con gases de diferentes poderes caloríficos ingresando a una red de transporte, se presentan mezclas y zonas de transición que se caracterizan por la alta variabilidad de la calidad del gas, lo cual a su vez causa una afectación del resultado de poder calorífico promedio y un aumento en los niveles de incertidumbre asociada a la medición de dicho valor (ver capítulo 3. Estimación de incertidumbre). La solución en estos casos podría ser la instalación de Dispositivos para Determinación de Poder Calorífico en las interfaces que son afectadas, no obstante, por razones económicas no siempre es viable la instalación de estos elementos y es bajo esta condición en la que se pueden aplicar los métodos de “rastreo de la calidad del gas” como alternativa para la asignación variable de poder calorífico determinado.

La aplicación de los métodos de “rastreo de la calidad del gas” requieren información detallada de la topología de la red (incluyendo longitudes de tubería, diámetros y rugosidades), poderes caloríficos en las interfaces de entrada y cantidades de gas en todas las interfaces, tanto de entrada como de salida. Adicional a los datos mencionados, también pueden ser usados otros datos operativos de la red, como las presiones de línea, a través de los cuales se

consolida el flujo volumétrico en la red. Todos los registros en las interfaces de entrada (poder calorífico y cantidad de gas) y de salida (cantidad de gas) deben encontrarse sobre una base horaria.

Figura 27. Modelo para reconstrucción de poder calorífico.



Fuente: Adaptado ISO 15112⁶¹.

El modelo se basa en la evaluación de las condiciones de flujo a través de la red, lo cual incluye la determinación de las velocidades del flujo y la distribución temporal y geográfica de las calidades del gas en toda la red. Bajo este esquema, se evalúan los poderes caloríficos individuales que pueden ser asignados a cada

⁶¹ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 15112 - Natural gas - energy determination. Third Edition. 2018. p. 28.

interfaz (puntos de salida). Teniendo en cuenta que la información de entrada es en base horaria, los poderes caloríficos determinados para periodos más amplios, como un día o un mes, deben ser determinados como promedios ponderados de acuerdo con los datos horarios de volumen en cada interfaz.

En la Figura 27 se encuentra un modelo en el cual se cuentan con tres interfaces de entrada y dos interfaces de salida, cada una de las interfaces de entrada con su respectiva calidad de gas; de acuerdo con el modelo, independiente de las cantidades ingresadas y tomadas de la red, siempre que se cuente con la información mencionada anteriormente, se puede determinar el poder calorífico horario para los puntos de salida (interfaces 5 y 6).

Se debe tener en cuenta que para que los métodos de “rastreo de la calidad del gas” tengan la validez suficiente como para emplear sus resultados en procesos de facturación se deben contar con los siguientes aspectos:

- Validación: con el propósito de verificar que el método usado cumple con los errores máximos permisibles en la determinación del poder calorífico. Se debe tener en cuenta que este resultado depende de la calidad de los datos de entrada empleados en el modelo.
- Validación primaria para puesta en servicio: Antes de poder hacer uso de los resultados del modelo en procesos de facturación y balance, se debe desarrollar una validación del sistema que involucre la estimación de

incertidumbre en combinación con la comparación con datos de referencia, por ejemplo, de un DDPC adicional ubicado en la red.

- Validación regular durante la operación: La estimación de incertidumbre del sistema debe ser verificada a intervalos regulares durante su operación. De igual forma, esta actividad debe ser desarrollada tan frecuente como se requiere, principalmente cuando se presentan cambios en la topología o en los modos de operación de la red. Se recomienda realizar esta verificación de la incertidumbre con una periodicidad mensual.

Debido a la cantidad de datos que se deben procesar para la aplicación de los métodos de “rastreo de la calidad del gas”, estos se encuentran asociados a aplicativos de software que a su vez deben cumplir con ciertas características para poder ser usados como fuente válida de los registros de poder calorífico para propósitos de facturación y balance. Entre los aspectos a considerar se encuentran los siguientes:

- Las versiones de software usados incluyendo parámetros que puedan ser cambiados deben ser claramente identificados mediante una suma de verificación (checksum).
- El kernel no puede ser cambiado después del procedimiento de aprobación, cualquier cambio debe ser sujeto al mismo procedimiento de aprobación inicial.

- Todos los datos relevantes para propósito de facturación y balance deben ser claramente identificados.
- Los cambios en la topología deben ser tenidos en cuenta por el software con una resolución horaria.

En la aplicación de estos métodos es igualmente importante definir la documentación mínima que se requiere proporcionar, entre las que se deben considerar las siguientes:

- Planos generales de la red indicando puntos de entrada y de salida, así como también elementos relevantes de la topología (válvulas, reguladores, etc).
- Lista de todos los instrumentos de medición de calidad y de cantidad de gas.
- Reporte de las validaciones primarias para la puesta en servicio, así como de las verificaciones periódicas.
- Instructivos para la operación del sistema por parte de los operadores de este.

4.5 COMBINACIÓN DE DATOS PARA DETERMINACIÓN DE ENERGÍA

Teniendo en cuenta las alternativas en frecuencia, definidas en la estrategia para el método de integración, la combinación de los datos para la determinación de

energía se puede realizar de manera horaria, diaria o mensual, siguiendo los siguientes modelos:

- Energía horaria

$$E_h = PC_h * V_h \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde,

E_h : Energía horaria.

PC_h : Poder calorífico promedio horario.

V_h : Volumen horario.

- Energía diaria – suma de registros horarios

$$E_{d1} = \sum_{i=1}^{24} \bar{PC}_{hi} * V_{hi} \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde,

E_{d1} : Energía acumulada diaria a partir de suma de registros horarios.

$\bar{PC}_h$: Poder calorífico promedio de la hora.

V_h : Volumen horario.

- Energía diaria – a partir de poder calorífico representativo diario

$$E_{d2} = PC_d * V_d \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde,

E_{d2} : Energía acumulada día a partir de poder calorífico representativo.

PC_d : Poder calorífico representativo día.

V_d : Volumen día medido por el sistema de transferencia de custodia.

- Energía mensual – sumatoria de registros día

$$E_{m1} = \sum_{i=1}^n PC_{di} * V_{di} \quad \text{Ecuación 21}$$

Donde,

E_{m1} : Energía acumulada mes a partir de suma de registros día.

PC_d : Poder calorífico representativo día.

V_d : Volumen día.

n : número de días para el mes en consolidación.

- Energía mensual – a partir de poder calorífico representativo mensual

$$E_{m2} = PC_m * V_m \quad \text{Ecuación 22}$$

Donde,

E_{m2} : Energía acumulada mensual a partir de poder calorífico representativo.

PC_m : Poder calorífico representativo mes.

V_m : Volumen acumulado mes.

4.6 CONTROL METROLÓGICO

La etapa final en la aplicación de la metodología para la determinación de energía es lo correspondiente al control metrológico, la cual involucra la estimación de la

incertidumbre asociada a la determinación de energía para el periodo correspondiente y la verificación del cumplimiento de los errores máximos permisibles establecidos en la NTC 6167⁶².

La estimación de incertidumbre debe realizarse siguiendo los lineamientos dados en la GUM, lo cual se encuentra documentado en el capítulo 3 (Estimación de incertidumbre), incluye entre otros, los siguientes aspectos: identificación de fuentes de incertidumbre, cuantificación, reducción, combinación y expansión.

La verificación del cumplimiento de los errores máximos permisibles debe realizarse con una frecuencia mensual, ya que de esta forma se pueden realizar los ajustes correspondientes en la estrategia, de tal forma que en la verificación de los errores máximos permisibles para el siguiente ciclo de facturación puedan ser declarados conformes.

⁶² INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Tránsito de custodia de gas natural en gasoductos. 2016.

5 CONCLUSIONES

La determinación adecuada del poder calorífico representativo, el cual es empleado en el cálculo de la energía en los sistemas de medición de transferencia de custodia, tiene un impacto económico elevado para todos los agentes involucrados en la cadena: productores, transportadores, distribuidores y usuarios finales en general.

Los diferentes patrones de comportamiento del poder calorífico en las redes de transporte no permiten el uso de una única metodología de integración de los resultados o de asignación del poder calorífico, ya que la selección incorrecta de dichas metodologías puede incrementar los niveles de incertidumbre asociados con la medición de poder calorífico impactando a los agentes involucrados.

Mediante la aplicación adecuada de la metodología para determinación de energía es posible dar cumplimiento a los requisitos regulatorios dados para el error máximo permisible aplicables en el cálculo de dicho parámetro.

La determinación del poder calorífico representativo considerando un método adecuado de asignación puede alcanzar una reducción en el nivel de incertidumbre asociado al balance de aproximadamente 0,6%, lo cual para el caso puntualmente analizado tiene un impacto de aproximadamente 100.000 dólares al año. El impacto para el sector toma mayor relevancia si se considera que el tramo

analizado no alcanza a transportar el 1% del total de gas producido y transportado en el país.

La metodología propuesta considera los diferentes aspectos que impactan la determinación confiable de la energía medida por los sistemas de transferencia de custodia y permite la asignación confiable dentro de los límites de exactitud requeridos por la regulación y las normativas aplicables.

6 RECOMENDACIONES

Considerando lo establecido actualmente en la regulación para Transporte de gas natural en Colombia, es necesario realizar las gestiones necesarias ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) por parte de los agentes de la cadena, con el ánimo de visibilizar el impacto económico que la metodología seleccionada tiene en la determinación del poder calorífico tiene sobre la energía recibida, transportada y entregada a los diferentes agentes.

Por otro lado, teniendo en cuenta que la metodología cubre aspectos técnicos diferentes a los regulatorios, es decir propiedades y responsabilidades, es conveniente adelantar ante Icontec un proceso de normalización en el cual la metodología planteada pueda servir de soporte al ente regulador para garantizar la confiabilidad de las mediciones de energía contenida en el gas comercializado.

Partiendo de la necesidad de contar con mediciones confiables tanto de volumen de gas como de la energía contenida, así como la dinámica actual del sector gas en Colombia, es necesario realizar el desarrollo y validación de tecnologías cuya relación costo beneficio haga viable su implementación como alternativa para los dispositivos de determinación de poder calorífico (DDPC) en sitio, ya que el costo de los analizadores (cromatógrafo) empleados actualmente para este propósito los hace restrictivos y limitando su aplicación a sistemas de gran tamaño.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN GAS ASSOCIATION. AGA Report No. 5. Natural gas energy measurement. 2009.

AMERICAN GAS ASSOCIATION. AGA Report No. 12. Cryptographic protection of scada communications part 1: background, policies and test plan. 2006.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API - Manual of Petroleum Measurement Standards. Chapter 21 - Flow Measurement Using Electronic Metering Systems. Section 1 - Electronic Gas Measurement - Second Edition. 2013.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API - Manual of Petroleum Measurement Standards. Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurements, Section 1 - Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer. 2016.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. ASTM D3588 - Standard practice for calculating heat value, compressibility factor, and relative density of gaseous fuels. 1998. Reapproved 2017.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. ASTM D1826 - Standard test method for calorific (heating) value of gases in natural gas range by continuous recording calorimeter. 1998. Reapproved 2017.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. ASTM D1945 - Standard test method for analysis of natural gas by gas chromatography. 2014.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 071 de 1999. Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 127 de 2013. Por la cual se modifica el Anexo General de la Resolución CREG 067 de 1995 mediante la que se adoptó el Código de Distribución de Gas Combustible por Redes.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 126 de 2013. Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural -RUT- adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 114 de 2017. Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 054 de 2007. Por la cual se complementan las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte, definidas en la Resolución CREG 071 de 1999.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 050 de 2018. Por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas

DEUTSCHER VEREIN DES GAS UND WASSERFACHES (GVGW). Technische Rule. Code of practice G685 - Gas Billing. 2008.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO TR 7871. Cumulative sum charts - guidance on quality control and data analysis using cusum techniques. First Edition. 1997

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 15112 - Natural gas - energy determination. Third Edition. 2018.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 10012. Measurement management systems - requirements for measurement processes and measuring equipment. First Edition. 2003.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Tránsito de custodia de gas natural en gasoductos. 2016.

JOINT COMMITTEE FOR GUIDES IN METROLOGY (JCGM) 100. Evaluation of measurement data — Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM 1995 with minor corrections)

NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY (NIST). Special Publication 811. Guide for the Use of the International System of Units (SI). 2008.

ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE METROLOGÍA LEGAL. OIML D-10, Guidelines for the determination of calibration intervals of measuring instruments. 2007.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Plan transitorio de abastecimiento de gas natural. Versión noviembre de 2016.

SCHENK, Joachim, et al. Un nuevo método para el monitoreo del poder calorífico en redes de distribución de gas. En: Met&Flu. Vol. 4, 2013; Pág. 36-45.

ANEXOS

ANEXO A. GLOSARIO

Agentes: personas naturales o jurídicas entre las cuales se dan las relaciones técnicas y/o comerciales de compra, venta, suministro y/o transporte de Gas Natural, comenzando desde la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son agentes los productores, comercializadores, distribuidores, transportadores y usuarios no regulados.

Asignación fija: Aplicación sin modificación del poder calorífico, medido en una estación específica de medición del poder calorífico, o del poder calorífico previamente declarado del gas, que atraviesa uno o varios interfaces.

Asignación variable: Aplicación de un poder calorífico, en un proceso de asignación basado en una o varias mediciones en una o varias estaciones de medición del poder calorífico, al gas que atraviesa uno o varios interfaces. Este poder calorífico aplicado puede tener en cuenta el tiempo que tarda el gas en viajar desde la estación de medida del poder calorífico a las estaciones de medición del volumen correspondiente, así como otros factores.

Calibración: Conjunto de operaciones que establecen, en condiciones específicas, la relación entre los valores de las cantidades indicadas por el instrumento de medición o el sistema de medición, o los valores representados por una medida material o un material de referencia, y los valores correspondientes obtenidos utilizando los patrones de trabajo.

Cantidad de energía: cantidad de gas determinada en un punto de transferencia de custodia, entregada al sistema de transporte en los puntos de entrada o tomada del mismo en los puntos de salida, se expresa generalmente en unidades de millones de BTU o Mega Joules.

Compañía local de distribución, LDC: Compañía que entrega el gas a los usuarios industriales, comerciales y, o domésticos.

Condiciones de medición: Condiciones del gas a las cuales la cantidad (volumen o caudal) es medida en el punto de medición (a la temperatura y presión del gas medido).

Condiciones base: Condiciones específicas a las cuales son convertidas las cantidades de gas medidas. El término “condiciones de referencia” es usado frecuentemente en lugar de “condiciones base”. Un caso particular de condiciones base corresponde a las “Condiciones Estándar” a las cuales se refieren los

volúmenes y todas las propiedades volumétricas del gas transportado por el Sistema Nacional de Transporte en Colombia: 14,65 psia (1,01 bar) y 60°F (15,56°C).

Computador de Flujo: Parte del sistema de medición que recibe las señales de salida proveniente(s) del (de los) dispositivo(s) de medición de flujo, o de otro computador de flujo y posiblemente de los instrumentos de medida asociados, transformándolas, y, si es necesario, almacena los resultados en la memoria hasta que estos sean usados. Adicionalmente, el computador de flujo puede ser capaz de transmitir y recibir datos de equipos periféricos.

Congruencia: Propiedad de un valor para estar dentro de los límites razonables.

Conversión: Determinación del volumen en las condiciones de referencia a partir del volumen en las condiciones de operación.

Corrección: Valor añadido algebraicamente al resultado bruto de una medición para compensar un error sistemático. La corrección es igual al negativo del error sistemático estimado.

Cuenta de balance: es la diferencia acumulada entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente durante el ciclo de facturación, el cual es generalmente de un mes.

Datos no congruentes: Datos de medición que son manifiestamente erróneos considerando las condiciones de medición en la estación de medida y las condiciones del caudal de gas.

Desviación: Diferencia sistemática entre la energía verdadera y la energía real determinada del gas atravesando una estación de medida de gas.

Determinación de la energía: Determinación cuantitativa de la cantidad de energía de una cantidad de gas en base a la medición o en base al cálculo utilizando valores medidos.

Día de gas: en Colombia corresponde al día oficial que va desde las 00:00 horas hasta las 24:00 horas, durante el cual se efectúa el suministro y el transporte de gas.

Dispositivo de medición de flujo: Parte del medidor que convierte el flujo de volumen o masa del gas a ser medido, en señales para el computador de flujo. Este incluye el sensor y el transductor de medida.

Dispositivo para determinación de poder calorífico (DDPC). Instrumento de medición asociado para la obtención del poder calorífico del gas.

Distribuidor regional: Compañía que entrega el gas a los distribuidores locales y, o a los usuarios industriales, comerciales o domésticos.

Empaquetamiento: operación de almacenamiento de gas en gasoductos mediante variaciones de presión de operación, permitiendo modificar transitoriamente la capacidad de transporte del gasoducto.

Energía: Producto de la cantidad de gas (masa o volumen) y del poder calorífico en las condiciones determinadas. La energía puede denominarse cantidad de energía.

Error máximo permisible (EMP): Valor extremo del error de medida, con respecto a un valor de referencia conocido para una medición, instrumento o sistema de medida dado.

Error sistemático: Media que resultaría de un infinito número de mediciones de la misma medida llevadas a cabo bajo condiciones de repetibilidad menos el valor verdadero de la medida.

Estación de medida: Instalación que comprende todo el equipo, desde tuberías de entrada y salida hasta las válvulas de cierre y cualquier estructura dentro de la que se aloja el equipo, usada para la medición del gas en su facturación.

Estación de entrada: Conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la determinación del volumen, la energía y la calidad del gas, que interconectan un productor con el sistema nacional de transporte.

Estaciones de salida: conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la determinación del volumen y la energía del gas, que interconectan el sistema nacional de transporte con un distribuidor o un usuario en general.

Estaciones entre transportadores: conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la determinación del volumen, la energía y la calidad del gas, que interconectan dos o más transportadores, en el sistema nacional de transporte.

Estación de medida del poder calorífico: Instalación que incluye el equipo necesario para la determinación del poder calorífico del gas natural en las redes de transporte.

Exactitud de medida: Diferencia entre el resultado de una medición y el valor real de la magnitud medida.

Factor de corrección: Factor numérico por el que se multiplica el resultado bruto de una medición para compensar un error sistemático.

Incertidumbre: Parámetro, asociado con el resultado de una medición, que caracteriza la dispersión de los valores que podrían atribuirse razonablemente a la medida.

Instrumento de medición: Dispositivo utilizado para realizar mediciones, sólo o asociado a uno o varios dispositivos complementarios.

Interfaz: Emplazamiento en una red de transporte o de suministro de gas en el que se realiza la transferencia de custodia del gas. Una interfaz dispone generalmente de un sistema de medición.

Medidor: Instrumento destinado para medir (y de ser necesario memorizar y visualizar) el volumen o masa de gas que fluye a través del dispositivo de medición de flujo a las condiciones de medición.

Medición directa: Medición de una propiedad a partir de magnitudes que, en principio, definen esta propiedad. Por ejemplo, la determinación del poder calorífico de un gas a partir de la medición termométrica de la energía desprendida

en forma de calor durante la combustión de una determinada cantidad de este gas.

Método de asignación: método que permite definir un poder calorífico a aplicar al gas que pasa a través de interfaces específicos a partir únicamente de mediciones volumétricas.

Nominación de servicio de transporte: es la solicitud diaria del servicio para el siguiente “día de gas”, presentada por el Remitente al transportador respectivo, que especifica la cantidad de energía a transportar horariamente, o diariamente en el caso de distribuidores; el poder calorífico del gas; así como los puntos de entrada y salida. Esta solicitud es la base para elaborar el programa de transporte.

Patrón de referencia. Patrón designado para la calibración de otros patrones de magnitudes de la misma naturaleza en una organización o lugar dado.

Poder calorífico ajustado: Poder calorífico medido en una estación de medida y compensado para tener en cuenta el tiempo necesario para que el gas viaje a la estación de medida de volumen respectiva.

Poder calorífico corregido: Resultado de la corrección de una medición para compensar un error sistemático.

Poder calorífico declarado: Poder calorífico declarado antes de su aplicación en los interfaces para determinar la energía.

Poder calorífico representativo. Poder calorífico individual o una combinación de poderes caloríficos cuyo valor es considerado, de acuerdo con la configuración del sistema de medición, el poder calorífico más apropiado para ser asociado con la cantidad medida con el objeto de calcular la energía.

Poder calorífico bruto (superior): Cantidad de calor que sería liberado por la combustión completa en aire de una cantidad específica de gas, de manera que la presión a la cual la reacción se produce permanece constante, y todos los productos de combustión son llevados a la misma temperatura especificada de los reactantes, estando todos estos productos en estado gaseoso excepto el agua formada por combustión, la cual es condensada al estado líquido a la temperatura especificada.

Productor: Compañía que extrae el gas natural bruto de los yacimientos que, después de su tratamiento y medición (de orden fiscal), se suministra en forma de gas natural seco al sistema de transporte.

Punto de transferencia: punto en el cual se realiza la transferencia física de gas entre dos sistemas de transporte y a partir del cual el transportador que recibe el gas asume la custodia de este.

Punto de salida: punto en el cual el remitente toma el gas natural del sistema nacional de transporte y cesa la custodia del gas por parte del transportador.

Punto neutro: Posición en una red de transporte de gas en la que se sitúa la frontera entre diferentes calidades del gas.

Remitente: persona jurídica con la cual un transportador celebra un contrato para prestar el servicio de transporte de gas natural. Deberá corresponder a alguno de los participantes del mercado que puede comprar capacidad de transporte en el mercado.

Sistema de medición: Sistema que comprende el módulo de medición, todos los dispositivos auxiliares y adicionales, y cuando sea necesario, un sistema de disposiciones documentadas asegurando la calidad y la trazabilidad de los datos.

Sistema de transporte: conjunto de gasoductos del sistema nacional de transporte que integran los activos de una empresa de transporte.

Sistema nacional de transporte: conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con los usuarios finales.

Sistema regional de transporte: Conjunto de gasoductos del sistema nacional de transporte, con diámetros inferiores a 16 pulgadas, derivados de troncales de transporte, puntos de entrada de campos de producción o puntos de transferencia de otros sistemas de transporte, a través de los cuales se transporta gas hasta otros usuarios finales.

Transferencia de custodia: es el sitio donde se transfiere físicamente la custodia del gas entre un Productor y un Transportador, o entre un Transportador y un Distribuidor. A partir de este punto el agente que recibe asume la custodia del gas.

Transportista de gas: Compañía que transporta gas de un punto a otro a través de tuberías.

Trazabilidad: Propiedad del resultado de una medición o valor de un patrón, por medio de la cual puede relacionarse con referencias establecidas, habitualmente patrones nacionales o internacionales, a través de una cadena ininterrumpida de comparaciones todas ellas con incertidumbres declaradas.

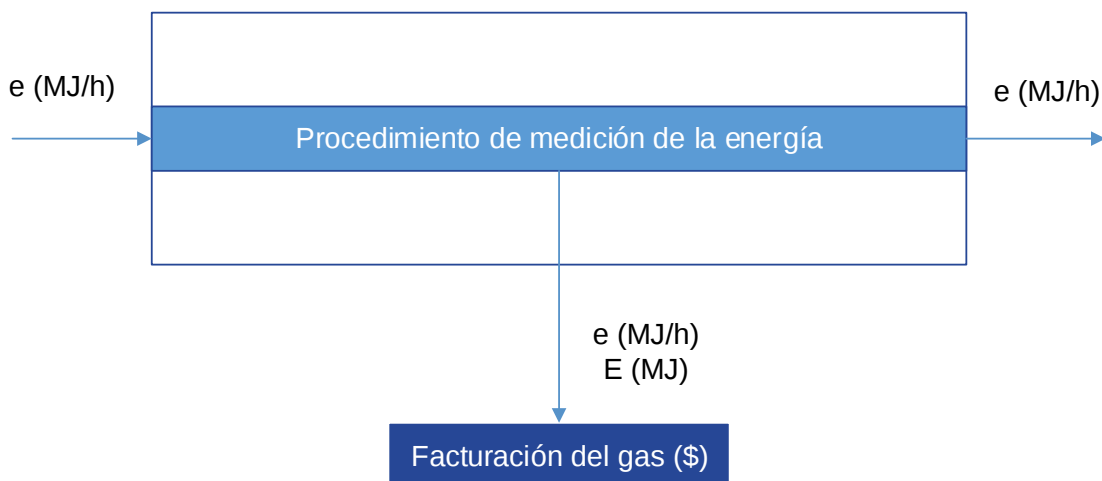
Zona de tasación: Conjunto de interfaces en los que se utiliza el mismo método para determinar la energía.

ANEXO B. FUNDAMENTOS PODER CALORÍFICO EN GAS NATURAL

A continuación, se describen los conceptos sobre el poder calorífico del gas y su aplicación en la industria del gas.

El poder calorífico del gas natural es empleado en la industria para poder determinar la cantidad de energía entregada o recibida en una transacción, este aspecto es especialmente importante cuando se considera que, al disponer de varias fuentes de suministro de gas con diferentes contenidos de energía, los agentes no comercializan el volumen de gas sino las cantidades de energía efectivamente recibidas o entregadas.

Figura B1. Esquema de medición de energía del gas natural

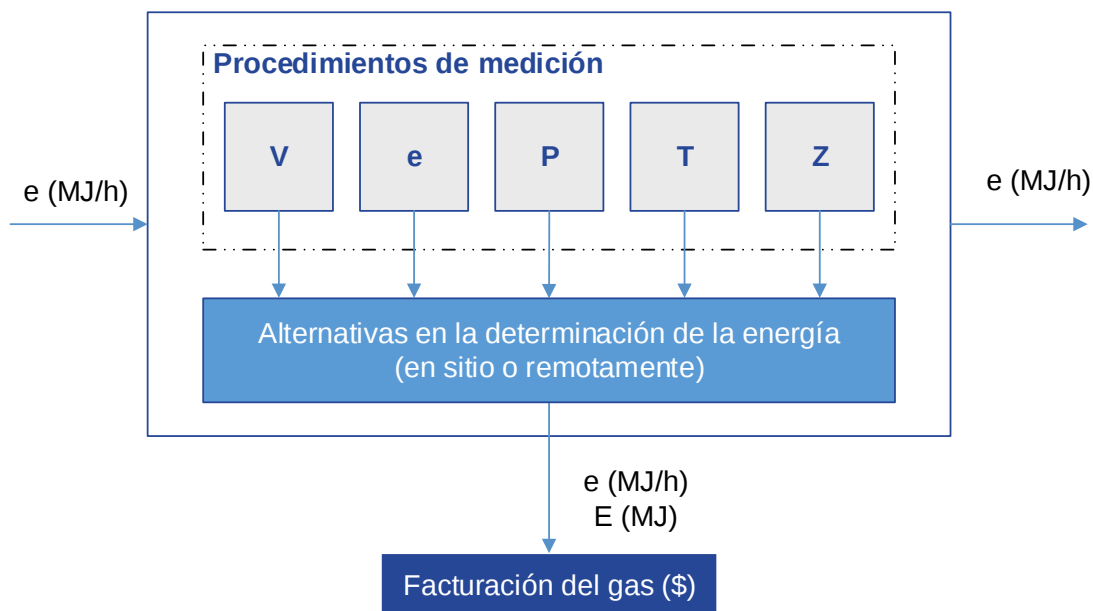


Fuente: Adaptado ISO 15112⁶³.

⁶³ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 15112 - Natural gas - energy determination. Third Edition. 2018. p. 7.

En ese orden de ideas, la cantidad de energía (E) contenida en una cantidad de gas dada (V) puede ser obtenida bien sea a partir de la medición directa de dicha energía (Figura B1) o determinada indirectamente a partir de la cantidad de gas y el contenido energético (e) o poder calorífico de dicho gas (Figura B2).

Figura B2. Esquema de determinación de energía



Fuente: Adaptado ISO 15112⁶⁴.

Donde:

V: volumen de gas a condiciones de flujo.

e: contenido energético del gas medidor.

⁶⁴ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 15112 - Natural gas - energy determination. Third Edition. 2018. p. 7.

P: presión del gas en el punto de medición.

T: Temperatura del gas en el punto de medición.

Z: factor de compresibilidad del gas a las condiciones de medición.

En el alcance del presente trabajo no se profundizará en la medición directa de la cantidad de energía, sino en la determinación del contenido energético por unidad de volumen de gas (poder calorífico), ya que, aunque la medición directa es contemplada a nivel normativo, a nivel tecnológico los elementos empleados para esta aplicación no cuentan con la misma confiabilidad y exactitud que los empleados para la medición del poder calorífico.

a. Expresión del poder calorífico

Por definición el poder calorífico corresponde a la cantidad de calor que se libera durante la combustión completa de una cantidad de gas, considerando que todos los productos de la combustión son llevados a la misma temperatura específica de los reactantes. En la industria del gas natural la expresión del poder calorífico debe tener en consideración los siguientes aspectos:

- **Estado de los productos de combustión:** Cuando se considera que el agua producto de la combustión se encuentra en estado líquido se denomina poder calorífico superior, cuando se considera que el agua

producto de la combustión se encuentra en estado gaseoso se denomina poder calorífico inferior.

- **Contenido de humedad:** Se considera que el gas es seco cuando el contenido de humedad es inferior a 7 lb/MMPC ($113,2 \text{ mg/m}^3$)⁶⁵. Para propósitos de cálculo de energía que involucren gas seco, la concentración de agua referenciada anteriormente corresponde a aproximadamente 0,01% en base molar, por lo tanto, se asume que dicho valor es cero.
- **Condiciones base:** Para una determinación exacta de la cantidad de energía, tanto el contenido de energía del gas como el volumen deben expresarse a las mismas condiciones de referencia para presión y temperatura. Al respecto, aunque puedan existir diferentes opciones de condiciones base o de referencia, en Colombia estas son definidas regulatoriamente en el Reglamento Único de Transporte (RUT)⁶⁶ y corresponden a 60°F (15,5°C) y 14,65 psi (1,01 bar).
- **Unidades:** La forma más común de expresar el contenido de energía es en base volumétrica, es decir, unidades de energía por unidad de volumen; aunque también es aceptado su uso en base másica. Al respecto, es necesario hacer claridad que la regulación en Colombia hace uso de las

⁶⁵ AMERICAN GAS ASSOCIATION. AGA Report No. 5. Natural gas energy measurement. 2009. p. 8.

⁶⁶ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 071 de 1999. Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

unidades en base volumétrica: BTU/ft³ con su equivalente en MJ/m³ para el sistema internacional, por lo tanto, esta es la notación más común en la industria.

En resumen, en la industria de los hidrocarburos en Colombia la expresión del contenido de energía del gas natural hace referencia al poder calorífico superior, de un gas seco, a una condición de 60°F (15,5°C) y 14,65 psi (1,01 bar), expresado en unidades de BTU/ft³ (MJ/m³). Esta misma expresión del poder calorífico será la empleada en el desarrollo del presente trabajo.

b. Determinación de poder calorífico

Aunque a todos los sistemas de transferencia de custodia se les debe asociar un poder calorífico para de esta forma determinar la energía entregada o recibida, no es usual que todos los sistemas cuenten con un dispositivo para determinación de poder calorífico en campo debido principalmente al costo de dichos elementos; esta condición se encuentra reflejada en la NTC 6167⁶⁷ (capítulo 4.3) para la selección de los equipos mínimos con que debe contar un sistema de transferencia de custodia.

⁶⁷ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Tránsito de custodia de gas natural en gasoductos. 2016. p. 12.

La norma en mención establece la obligatoriedad de instalar un dispositivo para determinación de poder calorífico en sistemas de alto consumo en los que se presentan caudal horarios superiores a 10000 m³/h (353,15 KPCH) a condiciones estándar. Este requerimiento se soporta en un análisis de costo beneficio entre la inversión requerida para la instalación de equipos de análisis y el impacto sobre el balance de gas de la red de transporte por no disponer con el equipo en línea asociado a estos sistemas.

En los sistemas de transferencia de custodia que cuentan con dispositivo para la determinación de poder calorífico en sitio se pueden encontrar una de las siguientes alternativas:

- **Medición directa:** Con la medición directa, una muestra constante de gas natural es quemada con la finalidad de liberar energía y transmitirla a un medio de intercambio de calor, el cual aumenta su temperatura; posteriormente el poder calorífico de la muestra de gas es asociado con el aumento de temperatura en el medio de intercambio de calor. El método empleado se encuentra descrito en el estándar ASTM D1826⁶⁸.
- **Medición inferencial:** Con la medición inferencial, el poder calorífico es calculado a partir de la composición del gas considerando la sumatoria del

⁶⁸ AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. ASTM D1826 - Standard test method for calorific (heating) value of gases in natural gas range by continuous recording calorimeter. 1998. Reapproved 2017.

aporte individual de cada uno de los componentes. La técnica analítica más ampliamente utilizada para la determinación de la composición del gas es la cromatografía. El método para la determinación de la composición del gas natural por cromatografía se encuentra descrito en el estándar ASTM D 1945⁶⁹, por otro lado, el método para la determinación del poder calorífico y otras propiedades del gas a partir de la cromatografía se describe en el estándar ASTM D3588⁷⁰.

- **Métodos correlativos:** Los métodos correlativos para la determinación de propiedades del gas natural consisten en cuantificar con exactitud algunas de las propiedades del gas natural (típicamente tres de las siguientes: velocidad del sonido, conductividad térmica, absorción infrarroja y permisividad dieléctrica), a partir de las cuales se infiere la composición aproximada de los componentes que constituyen la mezcla de gas natural (hidrocarburos, nitrógeno y dióxido de carbono) o en algunos casos la estimación de las propiedades de interés. En el caso en que se estime una composición para la mezcla de gas, posteriormente pueden emplearse

⁶⁹ AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. ASTM D1945 - Standard test method for analysis of natural gas by gas chromatography. 2014.

⁷⁰ AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. ASTM D3588 - Standard practice for calculating heat value, compressibility factor, and relative density of gaseous fuels. 1998. Reapproved 2017.

métodos estándar, como los establecidos por ISO, ASTM y AGA, para la determinación del poder calorífico.

c. Equipos para determinación de poder calorífico

Tanto en la medición directa como en inferencial y correlativas mencionadas anteriormente, la determinación confiable del parámetro requerido y por consiguiente la determinación de las cantidades de energía dependen de diferentes factores asociados al equipo de análisis particular, entre estos factores se encuentran los siguientes:

- **Errores máximos permisibles:** independiente de la tecnología, marca, modelo o parámetro a determinar, los equipos de análisis cuando son requeridos deben garantizar una exactitud y un desempeño acorde con el sistema en el cual se encuentra asociado. Particularmente para sistemas clase A (NTC 6167⁷¹), el error máximo permisible aplicable a los sistemas para determinación de poder calorífico es de 0,5%. Este aspecto debe ser evaluado periódicamente en campo mediante el uso de elementos y procedimientos estándar que garanticen la calidad de los resultados.

⁷¹ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Transferencia de custodia de gas natural en gasoductos. 2016. p. 11.

- **Condiciones de instalación:** un buen equipo de análisis no garantiza que los resultados de medición sean confiables si la muestra de gas que es analizada por estos equipos no es representativa de la corriente de gas; al respecto se debe considerar que estas muestras pueden ser afectadas por factores como: ubicación de la sonda de muestreo, dimensionamiento del sistema de muestreo, acondicionamiento y manejo de la muestra, entre otros. Con la finalidad de asegurar que la muestra que llega al analizador es representativa de la corriente, se deben seguir los lineamientos proporcionados en este sentido por estándares como API MPMS 14.1⁷².
- **Aseguramiento metrológico:** los equipos de análisis de calidad de gas generalmente emplean principios de funcionamiento en los cuales la lectura del parámetro requerido de la corriente de gas, por ejemplo, contenido de energía, es determinado en función de la respuesta que el equipo ha presentado previamente con respecto a una referencia conocida y disponible en campo. En consideración a lo anterior, para garantizar que la respuesta del analizador sea la adecuada se requiere contar en campo con un material de referencia mediante el cual se realizan periódicamente las

⁷² AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API - Manual of Petroleum Measurement Standards. Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurements, Section 1 - Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer. 2016.

verificaciones de la exactitud y se realizan los ajustes correspondientes en la respuesta del equipo si estos son requeridos.

Los materiales de referencia disponibles en campo para las labores de aseguramiento metrológico deben ser certificados, es decir que deben garantizar entre otros: métodos de preparación y análisis, composición, exactitud, trazabilidad vigencia, condiciones de uso y almacenamiento. De esta forma se garantiza la confiabilidad tanto de los resultados de verificación como posteriormente los resultados de análisis de la corriente de gas.

d. Estimación de poder calorífico

En los sistemas de transferencia de custodia que no requieren la instalación de un dispositivo para la determinación de poder calorífico en sitio la alternativa es la de asociar a dicho sistema un poder calorífico representativo, el cual es considerado como el valor más apropiado para ser asociado a la cantidad de gas que se está midiendo en el sistema.

Cuando un sistema se encuentra asociado a una red en la cual las variaciones en la composición del gas son muy elevadas y que por lo tanto el poder calorífico presenta una alta variación, se aumenta el riesgo de presentar mediciones

erróneas debido a que el poder calorífico representativo no es un fiel reflejo de las condiciones reales de variación en la medición.

El aspecto anteriormente mencionado es la motivación principal del presente trabajo, en donde se tiene por objetivo principal establecer una metodología que permita asignar de una manera confiable el poder calorífico representativo en los sistemas de transferencia de custodia que no cuentan con un dispositivo para determinación de poder calorífico en sitio.

B1. NORMATIVIDAD EN COLOMBIA PARA LA DETERMINACIÓN DEL PODER CALORÍFICO

Cuando fue publicado el Reglamento Único de Transporte (RUT)⁷³ en el año 1999 solo se contaba en Colombia con dos fuentes principales para el suministro de gas: Cusiana (En el departamento del Casanare) y Ballena (En el departamento de La Guajira); al considerar que las composiciones de estos dos campos tenían un comportamiento estable, la metodología propuesta por el RUT para la asignación del poder calorífico representativo del gas es básica y se limita a solicitar la instalación de analizadores en los puntos de mezcla.

⁷³ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 071 de 1999.

Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

En la actualidad, las empresas de transporte de gas natural en Colombia no cuentan con un mecanismo estándar y aceptado por la regulación para la determinación del poder calorífico “representativo” en todos los puntos de entrega, principalmente en aquellos que se ven expuestos a mezcla de gas natural. Teniendo en cuenta que el término “representativo” hace referencia a que dicho poder calorífico no es medido en sitio, sino que es asignado a partir de la mejor información disponible, no es posible asignar de manera confiable la cantidad de energía transportada, entregada y facturada a los remitentes.

Por otro lado, se debe considerar que las redes de transporte de gas en Colombia en la actualidad no cuentan con una única fuente de gas natural, sino que, debido a la dinámica del sector, la cantidad de campos productores de gas ha aumentado considerablemente en los últimos años. Al aumentar la cantidad de fuentes de suministro de gas ingresando a las redes de transporte, independiente del volumen ingresado, se presenta un cambio en la composición del gas natural resultante de la mezcla, lo cual cambia las propiedades calculadas y el contenido de energía del gas transportado. Para citar un ejemplo, en la actualidad la red de transporte de TGI cuenta con 10 fuentes de suministro de gas diferentes, las cuales debido a la interconexión de la red generan un número mayor de mezclas de gas.

Debido a la configuración de la red y los parámetros operativos de la misma, algunos tramos de gasoducto que cuentan con más de una fuente de suministro presentan una condición denominada “pendular”; dicha condición es llamada así debido al desplazamiento cíclico de la interfaz de mezcla de las diferentes fuentes de gas, lo cual ocasiona que se presente variación en la composición del gas de salida durante el día.

De acuerdo con el plan de abastecimiento de gas natural de la UPME⁷⁴, en el futuro se contempla ampliar las fuentes de suministro de gas que podrían ingresar a las redes de transporte, entre las que se cuentan GNL y biogás. Adicional al ingreso de otros tipos de fuentes, también se contempla el aumento en el ingreso de fuentes de gas convencionales, que independiente de la cantidad de gas ingresado, tienen el potencial de modificar la composición del gas en las redes. Una situación adicional que hace parte del plan de abastecimiento es la bidireccionalidad de los gasoductos troncales, lo cual ocasionará un aumento en la cantidad de mezclas de gas presentadas en la red de transporte.

La problemática en la determinación del poder calorífico representativo se encuentra vigente y de no tomarse medidas al respecto, la situación podría tener

⁷⁴ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Plan transitorio de abastecimiento de gas natural. Versión noviembre de 2016.

mayor impacto en el futuro por el aumento en la cantidad de fuentes de suministro y los cambios operativos previstos para la infraestructura de transporte.

Considerando que el transporte de gas natural por ductos en Colombia es una actividad contemplada dentro de los servicios públicos, la misma cuenta con un marco regulatorio que es proporcionado a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). En la Tabla B1 se resumen las principales resoluciones expedidas por el ente regulador que se encuentran relacionadas con la determinación de la energía que se recibe y/o entrega en las redes de transporte.

Tabla B1. Marco regulatorio para calidad de gas en transporte de gas

NORMA	DESCRIPCION
Resolución CREG 071 de 1999	Resolución por la cual se establece el Reglamento único de transporte (RUT).
Resolución CREG 054 de 2007	Resolución por la cual se complementan las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte, definidas en la Resolución CREG 071 de 1999.
Resolución CREG 126 de 2013	Resolución por la cual se modifica el Reglamento Único de transporte de gas natural adoptado mediante resolución CREG 071 de 1999.
Resolución CREG 050 de 2018	Resolución por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas.

Fuente: CREG.

El Reglamento Único de Transporte (RUT)⁷⁵ establece en los numerales 5.2.1 y 5.2.3 las consideraciones que deben tener en cuenta los agentes para la determinación de la energía en puntos de entrada y puntos de salida respectivamente. En resumen, la regulación establece lo siguiente:

- **Puntos de entrada:** La regulación establece que se realizará mediante cromatógrafos de registro continuo cuya propiedad, así como su operación y mantenimiento serán responsabilidad del productor. La responsabilidad de la medición de cantidades de energía será del transportador.
- **Puntos de salida:** Indica que la determinación de la energía se establecerá de acuerdo con las especificaciones, periodicidad y metodología de monitoreo que acuerden mutuamente el Transportador y el Remitente. En relación con el costo de los equipos en caso de requerirse, estos serán cubiertos por el Remitente. La responsabilidad de la medición de cantidades de energía será del Transportador.

En línea con las obligaciones para la determinación de energía en los sistemas de transferencia de custodia, el Reglamento Único de Transporte (RUT)⁷⁶ también

⁷⁵ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 071 de 1999. Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

⁷⁶ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 071 de 1999. Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

establece las condiciones para la determinación del poder calorífico (numeral 5.4.5), aclarando que en los puntos de entrada se realizará a partir de las mediciones de composición de gas y siguiendo los lineamientos descritos en el estándar ASMT D3588⁷⁷. Para los puntos de salida, al igual que lo mencionado para la determinación de energía, la regulación indica que el poder calorífico será determinado según la metodología y con los instrumentos que acuerden las partes.

Desde el punto de vista regulatorio, el término “acuerdo entre las partes” es una alternativa que se les da a los agentes para definir aspectos operativos que no se encuentran descritos de manera explícita en la regulación, no obstante, cuando estos acuerdos impactan aspectos económicos el “acuerdo entre las partes” no es alcanzable a menos que se cuenta con una directriz que no se encuentre sujeta a interpretación y que cuente con algún reconocimiento, como por ejemplo que la metodología haga parte de un estándar nacional publicado por Icontec o un estándar internacional publicado por ASTM, ISO, GPA, API, entre otros.

⁷⁷ AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. ASTM D3588 - Standard practice for calculating heat value, compressibility factor, and relative density of gaseous fuels. 1998. Reapproved 2017.

El Reglamento Único de Transporte (RUT)⁷⁸ tiene la particularidad de contar con aspectos tanto regulatorios como técnicos, probablemente esto se debe a que al momento de ser publicado el RUT no se disponían de suficientes referencias técnicas que dieran cubrimiento a los diferentes aspectos aplicables particularmente en materia de transferencia de custodia. Esta combinación de aspectos regulatorios (propiedades y responsabilidades) y aspectos técnicos en un mismo documento hace compleja la evolución y adaptación de la regulación a los avances en tecnología, metrología y en general a los cambios normativos y técnicos que tienen lugar a nivel internacional para la industria del gas.

Ante la necesidad de alinear la regulación con estos avances, la Comisión de Regulación en Energía y Gas (CREG) ha ido implementando mejoras paulatinas en aspectos técnicos que impactan los temas de medición y particularmente de determinación de energía, un ejemplo de estas mejoras es la actualización realizada en el año 2013⁷⁹, en donde introdujo el concepto de error máximo permisible asociado a la medición de la energía del gas que es entregado en los puntos de transferencia de custodia. No obstante haberse definido el error máximo

⁷⁸ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 071 de 1999.

Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

⁷⁹ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 127 de 2013.

Por la cual se modifica el Anexo General de la Resolución CREG 067 de 1995 mediante la que se adoptó el Código de Distribución de Gas Combustible por Redes.

permisible, la metodología en la regulación no es suficiente para poder garantizar a las partes que se cumple con los niveles de exactitud esperados para la medición de transferencia de custodia.

Con la finalidad de brindar herramientas que puedan ser integradas en la regulación como soporte para establecer el cumplimiento de aspectos técnicos, ICONTEC, a partir de una iniciativa gremial, publicó en el año 2016 la norma NTC 6167⁸⁰. Esta norma contempla en su esencia requisitos, directrices y procedimientos que cubren la totalidad de elementos que conforman un sistema de medición, incluyendo entre estos aspectos las alternativas para la asignación del poder calorífico (NTC 6167⁸¹ numeral 5.1):

Esta norma (NTC 6167) sentó las bases para la aplicación de las técnicas de reconstrucción de poder calorífico en las redes de transporte en el país, condicionando la aplicación de dichas metodologías al cumplimiento de tres requisitos: permitir el reporte de los parámetros en los intervalos de tiempo requeridos por la normativa, declarar la exactitud del proceso para dar cumplimiento a los niveles requeridos de cada sistema y contar con aprobación

⁸⁰ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Trasferencia de custodia de gas natural en gasoductos. 2016.

⁸¹ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 6167. Medición de Trasferencia de custodia de gas natural en gasoductos. 2016. p. 19.

para transferencia de custodia por parte de entidades reconocidas internacionalmente. La aplicación de estas metodologías aún se encuentra limitada debido al desconocimiento de los entes reguladores al respecto, sin embargo, dada la dinámica del comité técnico de ISO para lo relacionado con gas natural, ISO/TC 193, es probable que en un futuro cercano se cuente con una herramienta más robusta para la determinación de poder calorífico representativo.

En la actualidad, agremiaciones de la industria como el CNO-GAS (Consejo Nacional de Operaciones de Gas) se encuentran adelantando diferentes iniciativas relacionadas con el control de la calidad del gas en redes de transporte, no obstante, estas iniciativas se enfocan en asegurar el control efectivo de la calidad de gas en los puntos de entrada, involucrando parámetros tales como: punto de rocío de hidrocarburo, contenido de humedad, contenido de componentes azufrados, entre otros, pero sin incluir el contenido energético del gas natural

Aunque garantizar el control efectivo de los parámetros de calidad de gas en los puntos de entrada es de suma importancia para minimizar los impactos en seguridad, medio ambiente e integridad de la infraestructura de transporte de gas, no es suficiente para controlar los potenciales efectos en la economía de las empresas por concepto de la inexactitud en la estimación del poder calorífico representativo que es asignado a los puntos de salida para la determinación de la energía.

B2. ANTECEDENTES INTERNACIONALES EN LA DETERMINACIÓN DEL PODER CALORÍFICO

A nivel internacional, desde las primeras versiones del Reporte AGA No. 5⁸², la industria se ha preocupado por definir una metodología estándar que permita la determinación exacta de las cantidades de energía que son entregadas o tomadas de una red de transporte o distribución en lo que se denominan procesos de transferencia de custodia.

En algunos países como Alemania, la determinación del poder calorífico ha evolucionado aún más al contar con reglamentos como el G685⁸³ publicado por la asociación alemana del sector gas y el agua (DVGW); el cual es auditable por parte de entes gubernamentales para la determinación del contenido energético y posterior facturación del gas a los remitentes. El objetivo de estos reglamentos es garantizar a los usuarios finales que los elementos o métodos empleados en la determinación de la energía cumplen con criterios mínimos de metrología legal, asegurando diferencias no superiores a 2% entre el valor facturado y el valor real.

⁸² AMERICAN GAS ASSOCIATION. AGA Report No. 5. Natural gas energy measurement. 2009.

⁸³ DEUTSCHER VEREIN DES GAS UND WASSERFACHES (GVGW). Technische Rule. Code of practice G685 - Gas Billing. 2008.

Como se ha planteado anteriormente, esta condición es relativamente fácil de obtener en sistemas con una sola fuente de suministro, no obstante, en la medida que se incrementan las fuentes de gas y la cantidad de mezclas en las redes su obtención se dificulta considerablemente.

Como herramienta para a la medición directa del contenido de energía, la versión vigente de ISO 15112⁸⁴ establece diferentes alternativas para la determinación del poder calorífico representativo mediante “quality tracking”, entre las que se cuenta reconstrucción. Estos sistemas permiten determinar numéricamente el poder calorífico en toda la red en cualquier momento y lugar, lo que requiere valores registrados y verificados de poder calorífico asociado a los puntos de entrada, así como los respectivos volúmenes en los puntos de entrada como de salida de la red.

Sheck y Schley⁸⁵ desarrollaron un algoritmo para reconstrucción del poder calorífico que no requiere los volúmenes de salida para el proceso de simulación, sino que en su lugar hace uso de los perfiles estándar de flujo, partiendo de los

⁸⁴ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 15112 - Natural gas - energy determination. Third Edition. 2018.

⁸⁵ SCHENK, Joachim, et al. Un nuevo método para el monitoreo del poder calorífico en redes de distribución de gas. En: Met&Flu. Vol. 4, 2013; p. 36.

datos de consumo específicos de cada usuario; considerando adicionalmente aspectos como temperatura ambiente y presiones de la red.