

Consultoría Especializada para la Revisión del Protocolo Operativo de Medición Propuesto por el CNO-Gas para Reformar el RUT

Informe Técnico

TR-CNO-240414

Abril de 2014

Preparada para

Consejo Nacional de Operación de Gas Natural
CNO-Gas

Preparada por

Juan Manuel Ortiz Afanador
Polygon Energy S.A.S.



Contenido

1	Antecedentes	1
2	Objetivos y Alcance	3
2.1	Objetivo de la Revisión	3
2.2	Alcance de la Revisión	3
3	Revisión del Protocolo	5
3.1	Numeral 1: Introducción	6
3.2	Numeral 2: Objeto y Alcance	6
3.3	Numeral 3: Fundamentos	7
3.4	Numeral 4: Requisitos Técnicos	9
3.5	Numeral 5: Determinación de Energía	15
3.6	Numeral 6: Control Metrológico	16
4	Cambios al RUT	18
5	Conclusiones y Recomendaciones	22
6	Bibliografía	24

1

Antecedentes

Desde 1999 la Resolución CREG 071 “Reglamento Único de Transporte de Gas Natural – RUT” [1], ha sido la principal referencia regulatoria asociada a las actividades de transporte y sus interacciones con otros Agentes (Productores, Remitentes, Comercializadores), dicha Resolución ha sido objeto de múltiples modificaciones, no obstante en lo que respecta a medición de gas natural se destacan las siguientes tres referencias:

1. Resolución CREG 054 de 2007 [2],
2. Resolución CREG 041 de 2008 [3],
3. Resolución CREG 126 de 2013 [4].

En el panorama de la metrología legal, asociado al entorno internacional, se resalta que en el año 2007 OIML publicó su Recomendación OIML R140 [5]. Este documento fue traducido en el mismo año de su publicación por parte del CDT de GAS y TGI. La traducción fue remitida por TGI al ICONTEC junto con la solicitud de iniciar un estudio prenормativo. Apoyado en la traducción, ICONTEC desarrolló el Documento en Estudio – Anteproyecto de Norma Técnica Colombiana DE129/08 [6]. Sin embargo, el proyecto no evolucionó y el documento DE129/08 no llegó a materializarse como NTC o GTC.

OIML R140 introdujo la noción de “sistema de medición”, reconociendo que en el comercio de gas el precio de una transacción para una cantidad de gas no solamente depende del volumen medido usando medidores de gas que están sujetos a control metrológico, sino también de los parámetros de medición (instalación, medidor, presión, temperatura) y la naturaleza del gas.

Posteriormente, en octubre de 2011 por iniciativa de TGI se realizó en el CNO-Gas una presentación básica acerca de la posibilidad de actualizar el RUT con base en OIML R140, ante esta solicitud el CNO solicitó una reunión de expertos en la que participaran los representantes técnicos de las diversas empresas para analizar la propuesta en detalle, evaluar su pertinencia y viabilidad.

La reunión técnica tuvo lugar en diciembre de 2011; en la reunión TGI hizo difusión de un documento técnico que preparó para respaldar el proyecto, el cual se tituló “Proyecto de Reforma al RUT - Medición de Gas Natural” [7] y consistía en un análisis comparativo del contenido del RUT a la luz de OIML R140, la actualidad metrológica colombiana y el panorama internacional asociado a la medición de gas en transferencia de custodia.

El 6 de febrero de 2012 el Gobierno Nacional expidió la Ley No. 1514 [8] por medio de la cual aprueba el ingreso de Colombia como país miembro de la OIML. A finales del mismo mes, en el CNO-Gas iniciaban las labores del Comité Técnico de Medición, estando

Los Estados Miembros de OIML deberán implementar las Recomendaciones OIML al mayor grado posible.

conformado por los especialistas de medición de las empresas miembros del CNO-Gas (Productores, Transportadores, Distribuidores) para soportar el desarrollo del proyecto de reforma al RUT.

En septiembre de 2012, el CNO-Gas remitió a la CREG mediante comunicación CNOGas – 152 de 2012 el primer avance del Comité Técnico de Medición, relacionado con una propuesta para la adopción regulatoria del Vocabulario General de Metrología, el Lenguaje Metrológico y los Factores de Conversión y Constantes a utilizar en medición de gas natural. Como anexos de la comunicación mencionada, se encontraban los siguientes documentos:

1. Documento CNOGas-02-12, versión 2 “Vocabulario y Lenguaje para metrología en gas natural” [9]
2. Acuerdo No. 0x de 2012 “Por medio del cual se establece el Vocabulario para la Metrología de Gas Natural” [10]

En general, durante los años 2012 y 2013, se desarrollaron etapas claves entre las que vale la pena citar:

1. El estudio desarrollado por el CDT de GAS en diciembre de 2012, enfocado hacia la identificación e investigación de la reglamentación técnica existente en materia de medición y balance en el contexto internacional a nivel de transporte de gas [11],
2. La generación de metodologías para la evaluación del impacto de la actualización tecnológica de sistemas de medición sobre los balances de gas [12], y
3. La realización de estudios de impacto técnico-económico ejecutados por las empresas participantes.

A finales de 2013 el Comité Técnico de Medición logra llegar a importantes acuerdos, culminando así el desarrollo de un borrador de documento que consistía en una adaptación de la OIML R140 al panorama colombiano, un documento muy completo que incluso llegaba a incluir como anexos algunos ejemplos de estimación de incertidumbre .

El proyecto original de reformar el contenido del RUT migró hacia el desarrollo de un Protocolo Operativo de Medición dada la extensión y profundo contenido técnico de la iniciativa. El Comité Técnico de Medición del CNO-Gas concluyó la redacción del Protocolo Operativo de Medición el 12 de marzo de 2014.

Por tratarse de un documento extenso y con un profundo contenido técnico, surgió la inquietud acerca de la conveniencia de incluirlo dentro del cuerpo del RUT, en especial porque su extensión podía llegar a ser similar a la de todo el RUT. En este sentido, luego de una discusión interna en el CNO-Gas se llega a la conclusión de que lo más conveniente es generar a partir del trabajo del Comité Técnico de Medición un “Protocolo Operativo de Medición”.

El Comité Técnico de Medición concluye la redacción del Protocolo Operativo de Medición [13] el 12 de marzo de 2014, quedando pendiente su revisión especializada para poder dar continuidad a la iniciativa.

2

Objetivos y Alcance

La revisión especializada del Protocolo Operativo de Medición [13] fue contratada por el CNO-Gas, según los términos y condiciones dados en la propuesta ASE-CNO-180314 presentada por Polygon Energy.

A continuación se presentan los objetivos y el alcance del servicio de consultoría especializada para la revisión del Protocolo de Medición.

La evaluación del Protocolo de Medición contempló la validación de la integridad del documento en su estructura y contenido. Esta labor se realizó tanto sobre la perspectiva regulatoria como la técnica.

2.1 Objetivo de la Revisión

Evaluar el Protocolo de Medición propuesto por el CNO-Gas para actualizar el contenido del RUT en materia de medición, determinando si es íntegro desde el punto de vista de estructura y contenido, que no presente vacíos o incorpore adiciones que puedan constituir problemas desde el punto de vista de su correcta interpretación y aplicación, tanto desde la perspectiva regulatoria como la técnica.

2.2 Alcance de la Revisión

Por una parte, para cumplir el objetivo planteado, se requirió que la Consultoría desarrollara una completa verificación, enfocada a evaluar y asegurar que los aspectos regulatorios (no-técnicos), tales como responsabilidades, obligaciones, derechos, propiedades, títulos, etc. se mantuvieran sin ninguna modificación con respecto a la versión vigente del RUT, siendo esta una exigencia del CNO-Gas en la búsqueda de reformar exclusivamente el contenido técnico del RUT.

Para la revisión se usaron dos referencias documentales de carácter base o principales, siendo estas la Resolución CREG 071 “Reglamento Único de Transporte de Gas Natural – RUT” [1] y la Recomendación OIML R140 [5].

Adicionalmente, al tratarse de una reforma basada principalmente en la adaptación de una referencia técnica internacional como lo es la OIML R140, la Consultoría también realizó la revisión del contenido técnico del Protocolo, buscando validar que el mismo haya sido interpretado y apropiado correctamente, que fuera claro y completo. Para esta

Una exigencia del proyecto de reforma adelantado por el Comité Técnico de Medición del CNO-Gas consistió en verificar que el contenido regulatorio de índole no-técnico permaneciera sin alteraciones, por ejemplo en materia de responsabilidades, obligaciones, derechos, propiedades, títulos, etc.

evaluación fue necesario considerar referencias técnicas adicionales citadas en los documentos base.

En resumen, puede afirmarse que la revisión realizada fue de índole comparativa, evaluando el contenido del Protocolo con respecto a los documentos base. De esta manera los dos escenarios o perspectivas de revisión del Protocolo de Medición fueron los siguientes:

1. **Perspectiva Regulatoria:** Revisión del Protocolo (P) respecto al RUT (R): P – R
2. **Perspectiva Normativa:** Revisión del Protocolo (P) respecto a OIML R140 u otras referencias usadas (N): P – N

La metodología de análisis propuesta tiene 2 Perspectivas de revisión: i) Regulatoria (RUT) y ii) Normativa (OIML R140).

A su vez, sobre cada una de estas perspectivas se evalúan 2 Dimensiones: i) Completitud y ii) Calidad. De esta forma es posible determinar si el contenido del Protocolo es suficiente en alcance y si representa una propuesta coherente y clara.

A su vez, cada una de estas perspectivas de revisión tuvo dos dimensiones de evaluación, las cuales son complementarias entre sí. Las dimensiones de evaluación aplicadas por la Consultoría fueron:

1. **Dimensión de completitud:** Orientada hacia la evaluación del contenido desde el punto de vista del alcance y la estructura, es decir a nivel macro. Consistió en identificar si los temas tratados en el Protocolo también están en el RUT o en la Normativa, y viceversa.
2. **Dimensión de calidad:** Esta dimensión se enfocó en la evaluación minuciosa de la calidad de los contenidos regulatorios y técnicos, determinando si son coherentes y claros, lo cual corresponde a un nivel micro.

Como entregables, además del presente informe y su correspondiente resumen ejecutivo, Polygon Energy suministró los siguientes archivos de Word trabajados bajo la modalidad de control de cambios:

Hacen parte integral del presente informe de Consultoría los siguientes archivos de Word trabajados bajo modalidad de control de cambios:

- 1) Protocolo Operativo de Medición.
- 2) Reformas al RUT

1. **Protocolo Operativo de Medición:** Corresponde a la revisión completa e integral del texto del Protocolo Operativo de Medición, el cual fue suministrado por el CNO-Gas como insumo principal para la evaluación. El archivo contiene revisiones de la Consultoría con comentarios aclaratorios.
2. **Reformas al RUT:** Corresponde a las propuestas de modificación al contenido vigente del RUT. Las propuestas de modificación son sugeridas por parte de la Consultoría para permitir la adecuación de la Regulación al contenido del nuevo Protocolo Operativo de Medición elaborado por el CNO-Gas. Al igual que en el caso anterior, el archivo contiene revisiones con comentarios aclaratorios.

Los dos archivos mencionados anteriormente forman y se consideran parte integral del presente informe, siendo necesarios para comprender plenamente el contenido expuesto.

3

Revisión del Protocolo

El primer paso en el proceso de revisión del Protocolo consistió justamente en consolidar el Protocolo a partir del archivo de Word original suministrado por parte del CNO-Gas (10. Propuesta Protocolo Operativo de Medición - Mar 12 2014.docx).

A partir de los archivos de trabajo del Comité Técnico de Medición, la Consultoría se encargó de consolidar formalmente en un archivo de Word, completamente estructurado, el Protocolo Operativo de Medición.

Esto fue necesario dado que el archivo mencionado era un documento de trabajo del Comité de Medición que contenía un esquema comparativo de dos columnas así:

- **Columna izquierda:** Contenido del RUT objeto de modificación
- **Columna derecha:** Contenido del Protocolo Operativo de Medición, redactado por el Comité Técnico de Medición del CNO-Gas, como una propuesta para modificar o atender el contenido del RUT relacionado en la columna izquierda

La Consultoría extractó el texto de la columna derecha y lo consolidó dentro de un nuevo archivo de Word independiente, sin realizar ningún cambio en el contenido pero dotado de la estructura y organización de un documento de esta naturaleza (Portada, Tabla de contenido, Referencias cruzadas, etc.).

Debido a que en el archivo original del CNO-Gas (a dos columnas) se hacía referencia al Acuerdo No. 0x de 2012 “Por medio del cual se establece el Vocabulario para la Metrología de Gas Natural” [10] y por ende al Documento CNOGas-02-12, versión 2 “Vocabulario y Lenguaje para metrología en gas natural” [9], pero no se incluía su contenido, la Consultoría integró el texto de dicho Acuerdo al inicio del nuevo archivo para obtener un archivo completo en cuanto a su contenido.

El archivo obtenido representó la base sobre la cual la Consultoría realizó las propuestas de modificación y mejora, asegurando su manipulación bajo la modalidad de control de cambios.

El nuevo archivo de Word generado (Protocolo Operativo de Medicion_CNO.docx) fue remitido mediante correo electrónico al Secretario Técnico del CNO-Gas el día 30 de marzo de 2014, solicitando su difusión hacia los miembros del Comité Técnico de Medición.

A partir del nuevo archivo la Consultoría inició la respectiva revisión y realización de comentarios usando la herramienta de Control de Cambios de Word, con el propósito de posibilitar la auditoría sobre los cambios sugeridos y mantener la base original sin modificar. De esta forma los cambios pueden ser aceptados o rechazados de acuerdo con los análisis, criterios y deliberaciones del Comité Técnico de Medición.

A continuación en las secciones subsiguientes se presentarán las principales conclusiones de la revisión desarrollada por la Consultoría, para lo cual se analiza el Protocolo Operativo de Medición numeral por numeral.

La Introducción, el Objeto y el Alcance del Protocolo fueron textos redactados totalmente por parte de la Consultoría dado que no estaban en los documentos base suministrados por el Comité Técnico de Medición.

Se consideró que era necesario incluirlos para poder brindar una ambientación adecuada al lector, dotar el documento de propósito, fronteras y estructura formal.

3.1 Numeral 1: Introducción

Como se describió anteriormente, el texto base del Protocolo suministrado por el CNO-Gas era un archivo en bruto, correspondiente al trabajo del Comité Técnico de Medición, de forma que no contenía la estructura normal de un documento de dicha naturaleza.

La Consultoría sugiere iniciar el Protocolo con una Introducción que ambiente a los interesados en cuanto al contenido del mismo, explicando de forma resumida los antecedentes, mencionando las referencias y brindando una noción general de la nueva propuesta de control metrológico.

Dado que el Protocolo no poseía dicha introducción, la Consultoría realizó una propuesta de redacción para complementar el protocolo. Al final de la introducción sugerida por la Consultoría se realiza una descripción de las ventajas y fortalezas metrológicas que goza Colombia en la actualidad, las cuales permitirán al sector adoptar el Protocolo Operativo de Medición, lo cual es conveniente desde la perspectiva motivacional.

3.2 Numeral 2: Objeto y Alcance

Este texto también es nuevo y ha sido redactado por la Consultoría como una propuesta para brindar una mejor estructura documental al Protocolo Operativo de Medición.

Para la redacción del objeto y el alcance la Consultoría se apoyó en el Acuerdo No. 01 de 2012 “Por medio del cual se establecen los procedimientos para la aprobación de Acuerdos y Protocolos Operativos” publicado por el CNO-Gas el 9 de marzo de 2012.

Para su redacción la Consultoría se apoyó en el Acuerdo No. 01 de 2012 “Por medio del cual se establecen los procedimientos para la aprobación de Acuerdos y Protocolos Operativos” publicado por el CNO-Gas el 9 de marzo de 2012 [14], particularmente en la definición de Protocolo Operativo consignada en dicho documento (cursiva fuera de texto):

“Protocolo Operativo: Plan escrito y detallado que establece objetivos, guías y procedimientos de carácter técnico para el desarrollo de un proceso operativo específico, de acuerdo con las mejores prácticas generalmente aceptadas a nivel nacional e internacional.”

En lo que respecta al Alcance, el texto sugerido por la Consultoría lo demarca exclusivamente a estaciones para transferencia de custodia asociadas a puntos de entrada, de salida y entre transportadores.

3.3 Numeral 3: Fundamentos

3.3.1 Numeral 3.1 Vocabulario, Lenguaje y Factores de Conversión Relacionados con la Medición de Gas Natural

Al inicio del Protocolo se hacía mención al texto del Acuerdo No. 0x de 2012 y el Documento CNOGas-02-12, versión 2 “Vocabulario y Lenguaje para metrología en gas natural”, relacionado con el vocabulario de metrología de gas natural. La Consultoría lo incluyó dentro del Protocolo, junto con las definiciones de OIML R140 que habían sido aprobadas dentro del marco del mismo acuerdo.

La base de este numeral corresponde al texto original del Acuerdo No. 0x de 2012 “Por medio del cual se establece el Vocabulario para la Metrología de Gas Natural” [10].

Proporciona el marco de referencia en cuanto al vocabulario, definiciones, lenguaje y conversión de unidades, necesario para una armonización del Protocolo considerando el entorno internacional y la necesidad de evitar conflictos derivados de interpretaciones inapropiadas de los términos allí contenidos.

Con respecto a los cambios realizados, se sustituyó el VIM-JCGM 200:2008 (Vocabulario Internacional de Metrología) publicado por el SIM (Sistema Interamericano de Metrología) [15], por el VIM correspondiente a la traducción del documento oficial vigente JCGM 200:2012 realizada por el CEM (Centro Español de Metrología) [16], la cual corresponde a la edición de 2012 del VIM con pequeñas correcciones [17].

En cuanto a las definiciones de OIML R140 que fueron traducidas y adoptadas por el Comité Técnico de Medición a través del Documento CNOGas-02-12, versión 2 “Vocabulario y Lenguaje para metrología en gas natural” [9], se hace referencia a las mismas mencionando que se encuentran en el numeral 3.2 del Protocolo.

La Consultoría actualizó la referencia al VIM por la última edición oficial en español y adicionalmente realizó la sugerencia al Comité de Medición del CNO-Gas de la redacción de un texto en el cual se defina la posición del CNO-Gas con relación al Sistema Internacional de Unidades (SI).

La normativa ICONTEC NTC-ISO 80000-1 “Cantidades, Magnitudes y Unidades - Parte 1: Generalidades” [18] incluida para “lenguaje metrológico” fue sustituida por la cita a la fuente original que corresponde a la Norma Internacional ISO 80000-1 [19].

Debido a que es imposible no aludir al Sistema Internacional de Unidades (SI) en materia de metrología y considerando la tradición de uso de unidades inglesas en el sector del petróleo y el gas, la Consultoría sugiere al Comité la inclusión del siguiente texto para definir una posición al respecto:

“El CNO-Gas reconoce la importancia y las ventajas de la aplicación del Sistema Internacional de Unidades, no obstante también es consciente de que en Colombia las operaciones de la industria del petróleo y el gas están basadas tradicionalmente

Se sugiere eliminar la mención a las constantes universales y empíricas dado que estas son gestionadas por CODATA y generalmente al publicarse nuevas actualizaciones, esto no implica que las normativas que hacen uso de las mismas realicen los respectivos ajustes. Esto es crítico por ejemplo en el caso de algoritmos y firmware de equipos de medición que tienen configurados métodos que usan constantes (P. Ej. AGA-8, AGA-10).

en el sistema inglés de unidades (también llamado imperial o anglosajón), de forma que la migración hacia el SI demandaría un período de tiempo extenso y requeriría inversiones importantes para su adopción.

Por lo anterior continua siendo consistente con la posición de la CREG en el RUT en cuanto a la posibilidad de usar los dos sistemas, no obstante en el presente Protocolo se promueve el uso del SI y se brindan lineamientos orientados hacia la prevención de los errores y el mejoramiento en el uso de magnitudes y unidades de sistemas diferentes al SI”

Por último, en lo relacionado con factores de conversión se invirtió el orden de la redacción para ir de lo general a lo particular, iniciando con la mención a la Publicación Especial de NIST 811 [20], citando posteriormente el apéndice B de dicho documento en lo que respecta a los factores de conversión. Se eliminó la mención a las constantes universales y empíricas pues estas se encuentran bajo el dominio de CODATA, siendo actualizadas sobre una base periódica de acuerdo con las últimas investigaciones metrológicas, con el inconveniente de que las normativas técnicas no se actualizan al mismo ritmo.

3.3.2 Numeral 3.2 Definiciones del Protocolo Operativo de Medición

A continuación se describen las conclusiones y resultados principales de la revisión de este numeral del Protocolo:

- **Referencias a OIML R140:** Al final de cada definición se dejó entre paréntesis el numeral de OIML R-140 correspondiente.
- **Elementos primarios, secundarios y terciarios:** Se sugiere que como nota se incluya la referencia al API MPMS 21.1 [21] en las definiciones de Medidor (T.1.1), Instrumento de medición asociado (T.1.9) y Computador de flujo (T.1.3) para facilitar su transición a partir de la tradición de API en cuanto al concepto de elemento primario, secundario y terciario, respectivamente.
- **Condiciones base:** En la definición de “condiciones base” se incluyó una nota adicional citando la definición de “condiciones estándar” dada en el RUT y aclarando que este corresponde a un caso particular de condiciones base. Así mismo, se advierte la necesidad de modificar la definición del RUT para armonizar.
- **Poder calorífico bruto:** Este aspecto es de gran importancia pues en ninguna parte del RUT se menciona de manera explícita que el mercado de compra y venta de gas se basa en el poder calorífico bruto o superior (gross - higher). Se incluyó el término “superior” pues también es común su uso como sinónimo. Adicionalmente se advierte la necesidad de incluir la

Un hallazgo interesante consistió en la ausencia de una declaración explícita relacionada con el uso del poder calorífico bruto o superior para las transacciones de gas natural, por lo tanto la Consultoría propone no solo que quede incluido en el Protocolo sino que también se complemente este aspecto en el RUT.

La definición de Caudales Máximos Proyectados es nueva y no existe en OIML R140, es una propuesta válida de Comité Técnico de Medición para la clasificación de los sistemas de medición según los caudales máximos estimados para la operación.

definición en el RUT para armonizar y debido a su gran relevancia para dar la claridad en el mercado.

- **Error promedio ponderado:** Este término no fue usado en el contenido del Protocolo, así como otros (condiciones nominales de fábrica, indicación primaria, mínima cantidad medida, y desviación mínima de la cantidad especificada). No obstante, se resalta la necesidad de decidir si el máximo factor de ponderación $k_i = 0,4$ se aplica cuando $Q_i = Q_{\text{máx}}$ como lo sugiere OIML R140 o se opta por usar lo que proponen otras referencias que limitan su aplicación a partir de caudales del orden de 0,95 a 0,7 veces el caudal máximo como por ejemplo [22], [23], [24] y [25].
- **Caudales máximos proyectados ($Q_{\text{máx}}$ proyectados):** Corresponde a una nueva definición creada por el Comité de Medición para atender el proceso de clasificación de sistemas de medición (Clases A, B, C o D) según los máximos caudales de operación estimados. Puesto que en la definición se mezclaban exigencias, se ajustó su redacción en búsqueda de una mayor claridad, para lo cual se trasladaron las condiciones y exigencias al numeral 4.2 del Protocolo “Clasificación y exactitud de los sistemas de medición”.
- **Intervalo de medición especificado:** Esta definición no fue incluida en el vocabulario original pero se recomienda su inclusión dado que el concepto es requerido dentro del Protocolo.

3.4 Numeral 4: Requisitos Técnicos

3.4.1 Numeral 4.1 Sistema de Medición

El texto propuesto por el Comité de Medición fue complementado a partir del contenido de OIML R140. En algunos casos se reorganizó el contenido propuesto para dar claridad y fortaleza a los planteamientos.

Un ejemplo claro fue adelantar en el texto la aclaración realizada por el Comité Técnico acerca de que un medidor por sí mismo no representa un sistema de medición. Además de adelantarse en el numeral, se incluyó la lista de elementos que constituyen un sistema de medición (anteriormente incluidos en el numeral 4.3 del Protocolo), apropiando así con una mayor exactitud la propuesta de OIML R 140 en su numeral 4.1 “Components of a measuring system”.

Con relación a la declaración de la validez (o conformidad) de un sistema de medición se clasificaron los requisitos en:

- Regulatorios (RUT)
- Técnicos (Protocolo)
- Técnicos (Normativas de referencia)

Esto con el propósito de sintetizar el contenido original dentro del alcance regulatorio y técnico, lo cual es un reflejo de la práctica actual en la industria.

Originalmente OIML R140 solo contempla 3 clases (A, B y C), sin embargo el Protocolo incluye una nueva clase D, la cual se interpreta como una propuesta válida del Comité de Medición para ampliar el alcance de OIML a sistemas con caudales inferiores al límite de 100 m³/h expresado en la referencia original.

3.4.2 Numeral 4.2 Clasificación y Exactitud de los Sistemas de Medición

Se hace mención al numeral 5.3.2 del RUT “Propiedad de los sistemas de medición para transferencia de custodia”, incluyendo una redacción adicional para brindar claridad a la propuesta.

Se sugiere el uso de valores nominales para la clasificación de los sistemas según el caudal (350 en lugar de 353 y 35 en lugar de 35,3) pues las cifras menos significativas son resultado de la conversión de metros a pies cúbicos.

Para el caso de los sistemas de Clase D se validó la propuesta de exigir $\pm 5,0\%$ en cuanto al EMP en energía. Para lo cual se realizó la combinación cuadrática de EMP dados en la Tabla 3 del Protocolo aplicando la propuesta de cálculo del Anexo C de OIML R140. El resultado muestra que el valor en energía puede reducirse a $\pm 4,0\%$ para resultar consistente con los EMP que se exige sobre los módulos.

No obstante, en relación a los dos aspectos mencionados anteriormente (valores nominales y cambio del EMP para energía en Clase D) se resalta la necesidad de considerar el texto de la Resolución CREG 126 de 2013 [4], en la cual se dejaron los valores propuestos originalmente en el Protocolo.

En este numeral se reforzó el nuevo concepto de Caudal Máximo Proyectado ($Q_{\text{máx}}$ proyectado) que corresponde a una nueva definición creada por el Comité de Medición para determinar la clase a la cual pertenece un sistema. En caso de que no se cumplan las expectativas de consumos por parte del Agente, la Consultoría propone, para dar una mayor claridad, 2 posibles razones con sus correspondientes acciones a tomar en cada caso:

- Incompatibilidad entre la Clase del sistema de medición (asignada por el Transportador con base en el pronóstico de $Q_{\text{máx}}$ proyectados por el Agente) y los caudales reales operativos.
- Subdimensionamiento o sobredimensionamiento del sistema de medición con respecto a los caudales reales operativos.

Por último se sugiere en relación a la posibilidad de aplicar la GUM para estimar la incertidumbre del sistema de medición, que este recurso sea válido para propósitos de aseguramiento metrológico pero

La Consultoría propone que en torno al nuevo concepto de Caudales Máximos Proyectados se generen requisitos asociados a los casos de incompatibilidad entre el caudal proyectado y el real y para el caso de problemas de capacidad (sobre o sub dimensionamiento del sistema de medición.)

que la combinación cuadrática sea el parámetro decisivo en cuanto a la determinación del cumplimiento.

El Módulo de Medición se define como el subensamblaje de un sistema de medición que corresponde al (a los) medidor(es), asociado(s) - donde sea aplicable- con un computador de flujo adicional con un dispositivo de corrección y un dispositivo indicador, y a todas las demás partes del circuito de gas del sistema de medición (particularmente dispositivos adicionales).

3.4.3 Numeral 4.3 Criterios mínimos de configuración para un sistema de medición

En este numeral no se requirieron grandes cambios, simplemente se hicieron propuestas de mejora en la redacción de algunos apartes.

Se destaca la inclusión dentro de la Nota 3 que acompaña la Tabla 3, de los puntos de transferencia entre Transportadores. Así mismo se asoció la misma Nota 3 en cuanto a la “Conversión de Z” citada en la Tabla 3.

Como se mencionó anteriormente, en el numeral 3.4.1 del presente Informe, el listado de dispositivos adicionales que se presentaban después de la Tabla 3 del Protocolo se trasladó para el numeral 4.1 del Protocolo.

3.4.4 Numeral 4.4 Especificaciones del módulo de medición

El cambio principal sugerido sobre este numeral consistió en eliminar el listado de factores sobre los cuales se solicita realizar la combinación cuadrática de EMP para obtener el valor de error combinado asociado al módulo de medición.

El módulo de medición T.1.8 está compuesto por: 1) el medidor, 2) el computador de flujo con dispositivo de corrección y los dispositivos adicionales.

Esto debido a que si bien es cierto, como se menciona en el texto original del Protocolo, los EMP citados en la Tabla 2 aplican al módulo de medición completo y no solamente al medidor, todo el texto posterior a la aclaración mencionada (en especial en las viñetas) hace referencia solo al medidor.

Desde el punto de vista de la Consultoría, el texto no es procedente por las siguientes razones:

1. Previamente en el mismo numeral 4.4 del Protocolo se solicita cumplimiento de las normativas particulares de los medidores (P. Ej. AGA7, AGA9, AGA11, OIML R137, etc.) en las cuales se declaran los EMP específicos para el medidor como instrumento de medida.
2. Previamente en el mismo numeral 4.4 del Protocolo se solicita certificado de calibración en laboratorio acreditado (ISO/IEC 17025), de manera que el cumplimiento de requisitos de desempeño dados en las normas queda asegurado.
3. Previamente en el mismo numeral 4.4 del Protocolo se solicita que los medidores deben poseer aprobación de modelo de forma que los efectos de las magnitudes de influencia tales como presión, temperatura, composición, instalación, etc.

- quedan documentadas en el certificado de aprobación respectivo.
4. La aclaración acerca del uso de la combinación cuadrática de EMP ya se había realizado anteriormente en el Numeral 4.2 del Protocolo “Clasificación y exactitud de los sistemas de medición”.

3.4.5 Numeral 4.5 Especificaciones del dispositivo de conversión de volumen

Dos aspectos viables de discusión surgieron durante la revisión de este numeral, la Consultoría dejó plasmadas las respectivas observaciones en los comentarios hechos sobre el archivo de Word del Protocolo trabajado con control de cambios.

A continuación se describen los aspectos, dejando la claridad acerca de que la resolución final va a depender del análisis y criterio del Comité Técnico de Medición.

Se recomienda a su vez reevaluar la expresión de EMP en °C migrando hacia °F para conservar la alineación con el sistema inglés que se mantiene en todo el Protocolo y el RUT. No se debe perder de vista que por tratarse de un diferencial ΔT , se requiere la conversión directa a Rankine.

- **Aplicabilidad sobre EMP en instrumentos de medición asociados a sistemas Clase D:** Dado que la clase D corresponde a un sistema de medición desprovisto completamente de dispositivos de corrección, ajuste y conversión, la Consultoría encontró en el texto original del Protocolo una exigencia de EMP de $\pm 1^\circ\text{C}$ para temperatura, lo cual puede resultar de difícil interpretación (si no hay exigencia de contar con dispositivos de conversión cómo se exige un EMP en temperatura?).

La interpretación dada por la Consultoría es que el EMP en este caso correspondería al error asociado a la “estimación” de las respectivas magnitudes, obtenida generalmente a partir de la mejor información disponible, por lo cual la Consultoría sugirió valores para cada magnitud, considerando las limitaciones técnicas de este tipo de estaciones, entre las que vale la pena citar: uso de indicadores de carátula para presión y temperatura, variaciones de presión y temperatura dadas por el propio proceso y la estabilidad de los equipos asociados al mismo (P. Ej. Reguladores, calentadores, etc.), composición del gas.

- **Exigencia de almacenamiento en computadores de flujo:** Hace referencia a una disposición que quedó establecida en la Resolución CREG 126 de 2013 [4] y que exige una mínima capacidad de almacenamiento de 40 días citando “API 21.1”. En el Protocolo se hace la misma exigencia pero añadiendo entre paréntesis el término “resolución horaria”, lo cual es significativamente diferente pues correspondería a una diferencia de 40 campos diarios a 960 campos horarios, dentro de cada uno de los cuales (diarios u horarios) a su vez se almacenan las variables de medición de interés (P. Ej. volumen

Se requiere una discusión técnica en relación a las exigencias sobre EMP de instrumentos de medición asociados a sistemas clase D debido a que estos no los demandan. Adicionalmente se requiere identificar claramente la fuente del requisito de 40 días de capacidad de almacenamiento en computadores de flujo.

sin corregir, volumen corregido, presión, temperatura, tiempo de flujo, energía, etc.).

En API MPMS 21.1 [21] (ahora también conocido como AGA Report No. 13) no se encontró referencia a esta exigencia particular de días u horas registrados, por lo cual se hace la salvedad acerca de la necesidad de discutir esta determinación al interior del Comité de Medición. Seguramente se requiera solicitar claridad a los líderes de la iniciativa de telemetría en el CNO-Gas para entender mejor el requerimiento y apropiarlo correctamente en el Protocolo.

3.4.6 Numeral 4.6 Presión

Las normas técnicas citadas (AGA Report No. 7 [26] e ISO 2533 [27]) venían acompañadas con su fecha de edición, esta solo se conservó para el caso del AGA 7 pues en este caso se hace referencia exclusivamente al Apéndice B de la versión de AGA 7 de 2006, siendo esta bibliografía ampliamente usada en la actualidad, en especial porque está contenida en la versión vigente del RUT.

En general a todas las normativas citadas en el Protocolo se les eliminó el año de edición para ser consistentes con la exigencia de atender las últimas versiones en cada caso.

3.4.7 Numeral 4.7 Temperatura

Este numeral no requirió cambios especiales ni generó mayores comentarios técnicos relacionados con el mismo, simplemente fue objeto de ajustes en la redacción para dar mayor claridad.

3.4.8 Numeral 4.8 Factor de Compresibilidad

Se eliminó la alusión al término “detallado” relacionado con el método de cálculo de Z basado en el análisis composicional completo del gas. Esto debido a que los métodos conocidos como “gross” también pueden ser consistentes en materia de EMP dependiendo de las condiciones de presión, temperatura y en especial de la composición del gas.

A las normativas citadas en el Protocolo (GERG [28], [29], ISO 12213 [30], [31], [32] y AGA Report No. 8 [33]) se les eliminó el año de edición para ser consistentes con la exigencia de atender las últimas versiones en cada caso.

A juicio de la Consultoría, cerrar la posibilidad de aplicación de los métodos de compresibilidad “gross” no es necesario dado que dichos métodos pueden llegar a ofrecer errores dentro de los EMP exigidos en el Protocolo.

3.4.9 Numeral 4.9 Densidad

Este numeral no requirió cambios especiales ni generó mayores comentarios técnicos relacionados con el mismo, simplemente fue objeto de ajustes en la redacción para dar mayor claridad.

Las normativas citadas en este numeral son ISO 6976 [34], ASTM D3588 [35] y GPA 2172 [36].

En el Apéndice D de la Publicación Especial de NIST 811 está referenciada la conversión del BTU_{IT} a unidades del Sistema Internacional (SI).

3.4.10 Numeral 4.10 Poder Calorífico

El primer aspecto a resaltar en este caso consiste en la inclusión de la aclaración sobre el BTU_{IT} que había sido incluida en el RUT desde la Resolución CREG 041 de 2008 [3]. Esto es necesario para evitar errores en la conversión, adicionalmente se verificó en el Apéndice D de la Publicación Especial de NIST 811 [20], encontrándose que el valor de conversión para el BTU_{IT} aparece referenciado (1,055056 E+03 J).

En este numeral se citan múltiples normativas, una relacionada con cada aspecto asociado a la medición, determinación y cálculo del poder calorífico, cubriendo el muestreo del gas y los dispositivos de análisis basados en cromatografía y en calorimetría.

Para el cálculo del poder calorífico, las normativas son prácticamente las mismas que para la densidad (ISO 6976 [34], ASTM D3588 [35] y GPA 2172 [36]) con la inclusión adicional de ASTM D7164 [37] para el caso de la determinación de poder calorífico mediante cromatógrafos en línea. En todos los casos se eliminaron los años de publicación de las referencias citadas.

En general a todas las normativas citadas en el Protocolo se les eliminó el año de edición para ser consistentes con la exigencia de atender las últimas versiones en cada caso.

En el caso del análisis de gas por cromatografía se mencionan las siguientes normativas técnicas: ASTM D1945 [38], GPA 2261 [39] e ISO 6974 [40], [41], [42], [43], [44] y [45], en el caso de esta última normativa ISO, dado que se compone de múltiples partes, se optó por dejar su expresión genérica para que el usuario aplique la parte que corresponda a sus necesidades particulares de análisis.

Así mismo el Protocolo considera la posibilidad de usar calorímetros, en cuyo caso se proponen las normativas ASTM D1826 [46] y ASTM D7314 [47].

Desde el punto de vista de los sistemas de muestreo y acondicionamiento de muestra se proponen las siguientes referencias técnicas ISO 10715 [48], API MPMS 14.1 [49], GPA 2166 [50] y ASTM D5503 [51].

Un aspecto importante en cuanto a la verificación del error máximo permisible consiste en establecer las normativas de referencia para

El Protocolo no tuvo en cuenta algunas evaluaciones recomendadas en OIML R140, relacionadas con el desempeño de los DDPC. La Consultoría considera que esto es viable siempre y cuando dichas evaluaciones estén cubiertas por los ensayos de aprobación de modelo.

comparar el valor obtenido por un analizador contra el valor calculado a partir por ejemplo de la composición del gas, en este caso las normativas de referencia son las mismas que para el cálculo del poder calorífico (y de la densidad): ISO 6976 [34], ASTM D3588 [35] y GPA 2172 [36].

Con relación al mismo tema (EMP), el Protocolo menciona la necesidad de evaluar el desempeño metrológico de los DDPC cubriendo la evaluación de su repetibilidad, intervalo de ajuste y deriva. En este punto se hizo una observación relacionada con la no inclusión de otras evaluaciones consideradas en OIML R140 tales como (citando el respectivo numeral de OIML R140): 6.4.4) Influencia de la composición del gas; 6.4.5) Tiempo de respuesta; 6.4.6) Influencia de los gases de suministro (consumibles) para la operación del DDPC; 6.4.7.1) Presión atmosférica; 6.4.7.2) Efectos de instalación; 6.4.8) Requerimientos específicos para cromatógrafos; 6.4.9 Otras influencias para todas las tecnologías.

Sobre este punto se propone al Comité que considere la posibilidad de exigir que dichos aspectos hagan parte de la evaluación para aprobación de modelo pero que bajo condiciones normales no sean exigibles dentro de las rutinas periódicas a menos que se evidencie la necesidad de realizar este tipo de análisis especializados.

El ejemplo de incertidumbre para gases de calibración se organizó de la menor a la mayor incertidumbre y adicionalmente se incluyó el CO₂ dentro de los componentes que deben poseer una incertidumbre dentro de $\pm 1\%$ relativo.

Permitir la realización de determinación de energía a partir de la aplicación de técnicas de reconstrucción de propiedades del gas es un avance significativo en materia tecnológica, completamente alineado con el entorno internacional.

3.5 Numeral 5: Determinación de Energía

Se destaca en este numeral la mención a los procedimientos de reconstrucción de poder calorífico y la introducción del concepto de poder calorífico representativo, vinculados en cualquier caso al cumplimiento de los EMP dados en la Tabla 5 del Protocolo, esta es una gran oportunidad para implementar nuevas tecnologías de determinación de propiedades con base en simulación, desde luego respaldadas con su correspondiente certificación de aprobación para uso en aplicaciones de transferencia de custodia.

La Tabla 5 fue revisada con respecto al contenido de su análoga en OIML R140 (Tabla 4). Se hicieron comentarios en cuanto a los sistemas Clase D, en los cuales no es sencillo asociar un intervalo de tiempo máximo para medición individual de poder calorífico pero ciertamente el intervalo mínimo para determinación de poder calorífico representativo (para cualquier clase) no debería ser superior a 1 día dado que el dato se requiere para propósitos de cuentas de balance.

El texto correspondiente a la determinación del EMP para la conversión de energía fue revisado con relación a lo que expresa OIML R140 en el numeral 7.4.2. Se incluyeron algunas precisiones y se complementaron los numerales de acuerdo con lo que expresa la referencia.

3.6 Numeral 6: Control Metrológico

3.6.1 Numeral 6.1 Primera Calibración

Una exigencia de 0,3% para la incertidumbre expandida resultante del proceso de calibración es demasiado estricta, a menos que lo que el Comité de Medición deseara expresar tuviera que ver con la mejor capacidad de medición del laboratorio (CMC).

Inicialmente se evidencia la asignación de las incertidumbres necesarias para los procesos de calibración que están del orden de 1/5 a 1/3 del EMP. Sin embargo se destaca como comentario que en laboratorio se asignó una incertidumbre de 1/3 EMP mientras que en campo se asignó 1/5 EMP, lo cual es necesario discutir pues en campo las condiciones no son tan buenas como en un laboratorio y por ende los valores propuestos deberían invertirse.

Un aspecto a destacar tiene que ver con la exigencia de 1/3 EMP para la calibración de medidores de volumen o masa. En este caso se resalta que OIML R140 en su numeral 10.1 realiza esta exigencia pero no demanda incertidumbres menores o iguales a 0,3% (como lo sugiere el Protocolo) sino que aclara que en ningún caso la incertidumbre requiere ser inferior a 0,3%.

Al respecto, la Consultoría propone al Comité Técnico de Medición que considere la propuesta de OIML R140 1&2 (2012) [25], en particular el numeral 11.1.2 donde se propone una alternativa consistente en reducir los errores máximos permisibles con el exceso de incertidumbre y considerando criterios de aceptación en función del EMP y de la U, con valores diferentes para:

- Aprobación de modelo ($6/5 \times MPE - U$)
- Verificaciones posteriores ($4/3 \times MPE - U$)

Siempre que $U \leq EMP$.

En el Protocolo se hace mención al proceso de confirmación metrológica, sin embargo no se citaba la ISO 10012 que es la referencia específica para este tipo de técnicas de gestión metrológica. La Consultoría incluyó la referencia.

Además de citar la exigencia de acreditación con ISO 17025 [52] en lo que respecta a las labores de primera calibración, se hace mención al documento OIML D-10 (ILAC-G24) [53] pero se le asocia con el programa de confirmación metrológica lo cual es del dominio de ISO 10012 [54]. En este caso se incluyó la referencia a ISO 10012 para lograr coherencia en lo expresado.

Dado que el esquema de confirmación metrológica requiere de los medios para realizar dicha confirmación (usualmente patrones de verificación contra los cuales se calibran los patrones de trabajo), la Consultoría propuso algunos requisitos para tales equipos que no estaban considerados originalmente en el Protocolo.

Dentro de los requisitos sugeridos están: i) los patrones de trabajo no deberán ajustarse en las verificaciones; ii) los patrones de verificación deberán calibrarse anualmente, iii) extensión máxima de 3 años para los patrones de trabajo.

3.6.2 Numeral 6.2 Verificación Inicial

Este numeral no requirió cambios especiales ni generó mayores comentarios técnicos relacionados con el mismo, simplemente fue objeto de ajustes en la redacción para dar mayor claridad.

Para el caso de las verificaciones posteriores, la Consultoría incluyó la necesidad de realizar no solo calibraciones sino inspecciones.

3.6.3 Numeral 6.3 Control Metrológico (Verificaciones Posteriores)

En la Tabla 7 del Protocolo se incluyó la mención al numeral 5.5.3.2 del RUT en lo que respecta a verificaciones especiales por requerimiento de uno de los Agentes.

La Consultoría propuso alinear las inspecciones con las revisiones quinquenales exigidas en el RUT, incluyendo una inspección de control al año de operación del sistema.

La Consultoría propone la necesidad de realizar inspecciones posteriores a los sistemas y no únicamente desarrollar calibraciones como se puede entender del texto redactado. Debe tenerse en cuenta que en el Numeral 3.3 del RUT se exige una revisión quinquenal de las conexiones del Agente antes o en el momento de conectarlo al Sistema de Transporte, y una vez conectado, periódicamente y con intervalos no superiores a cinco años, o a solicitud del Agente, verificando el cumplimiento de las normas técnicas y de seguridad.

Considerando esta exigencia se propone alinear la inspección del sistema de medición con dicha exigencia quinquenal, pero adicionalmente, se sugiere la necesidad de realizar una inspección de seguimiento al año de inicio de operaciones del sistema de medición pues este es un período crítico en materia de confiabilidad (curva de la bañera) y ajuste de acuerdo a las condiciones operacionales reales.

En cuanto a las frecuencias de verificación, la Consultoría propone que se defina una máxima frecuencia mensual y que en caso de encontrar errores por fuera del EMP en 2 ocasiones consecutivas se aplique lo establecido en el RUT para equipos defectuosos.

En lo relacionado con los plazos para recalibración de medidores (3 y 6 años para sistemas con y sin partes móviles respectivamente), no se propone ningún ajuste dado que esta política es discrecional del Comité Técnico de Medición. Un punto adicionado por la Consultoría tiene que ver con la necesidad de expresar que, con relación a las verificaciones de instrumentos de medición asociados, la frecuencia en ningún caso podrá ser con una regularidad más intensiva que 1 mes (P. Ej. Quincenal, semanal, diaria), a menos que las partes acuerden una disposición especial al respecto.

Así mismo, la Consultoría propone que en caso de encontrar un instrumento con errores superiores a los EMP en 2 verificaciones consecutivas se exija el cumplimiento del numeral 5.3.4 del RUT "Reparación y reposición del sistema de medición".

4

Cambios al RUT

A partir del texto vigente del RUT, con base en todas las modificaciones posteriores a su publicación, la Consultoría identificó los numerales a modificar para alinear el contenido con el del Protocolo propuesto por el Comité Técnico de Medición.

Similar a la forma como se trabajó el Protocolo, la Consultoría generó un archivo de Word con el contenido del RUT a modificar. Este fue la base para el trabajo de análisis, gestionando todo el contenido bajo la modalidad de control de cambios.

Como se mencionó en el numeral 2.2 de este documento “Alcance de la Revisión”, la Consultoría tenía el compromiso de sugerir una propuesta de modificación al RUT para permitir su adecuación al contenido del nuevo Protocolo Operativo de Medición elaborado por el CNO-Gas.

En este sentido, el primer paso consistió en identificar cuáles numerales del RUT trataban temas relacionados con la medición de forma directa o transversal, para posteriormente evaluar si requerían cambios para adaptarse al nuevo Protocolo Operativo de Medición.

Así mismo, considerando que desde la fecha de publicación inicial del RUT en diciembre de 1999, esta Resolución ha sido objeto de modificaciones posteriores, se realizó la respectiva investigación encaminada a identificar las Resoluciones que posteriormente modificaron el contenido de los numerales del RUT relacionados con medición.

Como resultado se generó el archivo de Word “Reformas al RUT_CNO_ControlCambios Polygon Energy.docx”. En este archivo se transcribieron los textos originales de los numerales del RUT (o sus modificaciones) relacionados con medición. Posteriormente el archivo fue trabajado con la opción de control de cambios de Word para permitir hacer seguimiento a los cambios sugeridos por la Consultoría de la misma manera que en el caso del Protocolo Operativo de Medición.

Las Resoluciones consultadas para la realización del trabajo de adaptación del RUT al Protocolo Operativo de Medición fueron las siguientes:

1. Resolución CREG 071 de 1999 “Reglamento Único de Transporte de Gas Natural – RUT” [1],
2. Resolución CREG 054 de 2007 [2],
3. Resolución CREG 041 de 2008 [3],
4. Resolución CREG 169 de 2011 [55],
5. Resolución CREG 126 de 2013 [4].

A continuación se presenta el listado de numerales del RUT que a criterio de la Consultoría requieren modificación de su contenido para

adaptarse al nuevo Protocolo Operativo de Medición, en cada caso se menciona la Resolución correspondiente a la fuente original consultada para la realización de la modificación y corresponde a la versión vigente para cada numeral modificado.

Se identificó la necesidad de realizar modificaciones a los numerales 3.1, 3.2 y 3.3 del RUT por tratar aspectos relacionados con la medición, no obstante la mayoría del contenido que demanda modificación está asociado al Capítulo 5 del RUT.

- 1.1 Definiciones - Cantidad de Energía (CREG071-1999 [1])
- 1.1 Definiciones - Condiciones Estándar (CREG041-2008 [3])
- 1.1 Poder Calorífico Bruto (superior) (Nueva – Sin Antecedente)
- 1.1 Definiciones - Estaciones de Entrada (CREG041-2008 [3])
- 1.1 Definiciones - Estaciones de Salida (CREG041-2008 [3])
- 1.1 Definiciones - Estaciones entre Transportadores (CREG041-2008 [3])
- 1.1 Definiciones - Estaciones para Transferencia de Custodia (CREG041-2008 [3])
- 1.1 Definiciones - Instalaciones del Agente (CREG071-1999 [1])
- 1.1 Definiciones - Punto de Transferencia de Custodia (CREG041-2008 [3])
- 1.1 Definiciones - Volumen Estándar de Gas Natural (CREG041-2008 [3])
- 3.1 Responsabilidad y Propiedad de la Conexión, y de los Puntos de Entrada y Salida (CREG169-2011 [55])
- 3.2 Solicitud de Cotización de Puntos de Entrada y Puntos de Salida (CREG169-2011 [55])
- 3.3 Condiciones de Conexión (CREG041-2008 [3])
- 5.1 Medición (CREG126-2013 [4])
- 5.2.1 Determinación de Cantidades de Energía y Medición de Calidad de Gas en Estaciones de Transferencia de Custodia, de Entrada (CREG041-2008 [3])
- 5.2.3 Determinación de Cantidades de Energía y Medición de Calidad del Gas en Estaciones de Transferencia de Custodia, de Salida (CREG126-2013 [4])
- 5.2.4 Determinación de Cantidades de Energía y Medición de Calidad del Gas en Estaciones de Transferencia de Custodia, entre Transportadores (CREG041-2008 [3])
- 5.3 Medición Volumétrica (CREG041-2008 [3])
- 5.3.1. Sistema de Medición para Transferencia de Custodia (CREG126-2013 [4])
- 5.3.2 Propiedad de los Sistemas de Medición para Transferencia de Custodia (CREG041-2008 [3])
- 5.3.3 Instalación, Operación y Mantenimiento de los Sistemas de Medición para Transferencia de Custodia (CREG071-1999 [1])
- 5.3.4 Reparación y Reposición del Sistema de Medición para Transferencia de Custodia (CREG126-2013 [4])
- 5.3.5 Equipo de Verificación de Medición (CREG071-1999 [1])
- 5.4.1 Determinación de la Temperatura de Flujo (CREG071-1999 [1])



- 5.4.2 Determinación de la Presión Absoluta de Flujo (CREG041-2008 [3])
- 5.4.3 Determinación del Factor de Compresibilidad del Gas (CREG041-2008 [3])
- 5.4.4 Determinación de la Gravedad Específica del Gas (CREG041-2008 [3])
- 5.4.5 Determinación del Poder Calorífico (CREG041-2008 [3])
- 5.4.6 Equivalencia Energética del Gas Natural (CREG071-1999 [1])
- 5.5.1 Márgenes de Error en la Medición (CREG126-2013 [4])
- 5.5.3 Calibración e Inspección de Equipos y Sistemas de Medición para Transferencia de Custodia (CREG071-1999 [1])
- 5.5.3.1 Primera Calibración e Inspección (CREG126-2013 [4])
- 5.5.3.2 Control Metrológico y Verificaciones Posteriores de los Equipos y Sistemas de Medición para Transferencia de Custodia (CREG041-2008 [3])
- 5.5.6 Control de Entregas y Recepciones (CREG071-1999 [1])
- 5.6.1 Obligaciones del Transportador (CREG126-2013 [4])
- 5.6.2 Obligaciones del Agente (CREG126-2013 [4])
- 6.1 Cumplimiento de Normas y Estándares (CREG071-1999 [1])
- 6.2 Resolución de Conflictos sobre Normas Técnicas (CREG071-1999 [1])

Como se mencionó al inicio del Informe Técnico, una exigencia del proyecto de reforma adelantado por el Comité Técnico de Medición del CNO-Gas consistió en verificar que el contenido regulatorio de índole no-técnico permaneciera sin alteraciones, por ejemplo en materia de responsabilidades, obligaciones, derechos, propiedades, títulos, etc.

En todos los casos, las reformas propuestas por la Consultoría se orientaron exclusivamente hacia aspectos técnicos sin realizar ningún tipo de cambios sobre los aspectos regulatorios.

Uno de los aspectos que requieren discusión por parte del Comité Técnico de Medición tiene que ver con los cambios requeridos sobre los numerales que fueron objeto de reformas recientemente por parte de la Resolución CREG 126 de 2013 [4], en particular los siguientes tres:

1. Definición de “Computador de Flujo o Unidad Correctora de Volumen”: Esta es una definición nueva que se incorporó al RUT pero que no está perfectamente alineada con la definición de “Computador de Flujo (T.1.3)” dada en el Protocolo.
2. Definición de “Sistema de Medición”: Esta también es una definición nueva que se incorporó al RUT y está alineada con el Protocolo, excepto por el uso del término “Soportes Documentales” que en el Protocolo se estandarizó como “Disposiciones Documentadas”.
3. Clasificación de sistemas de medición: En esta modificación de la CREG126-2013 al RUT se incluyó la tabla con la clasificación de sistemas según el caudal máximo, reportando a su vez los respectivos EMP en volumen y energía. Esta tabla corresponde a la Tabla 1 del Protocolo, sobre la cual se sugirió usar valores nominales para los caudales límites entre clases y cambiar la exigencia en energía para la Clase D pasando de 5% a 4% lo

cual es consistente con los cálculos efectuados por la Consultoría teniendo en cuenta lo estipulado en los numerales 3.4.2 y que la definición de Caudal Máximo Proyectado es nueva y no existía cuando se publicó la Resolución CREG 126 de 2013.

Los cambios propuestos por la Consultoría pueden consultarse en el archivo "Reformas al RUT_CNO_ControlCambios Polygon Energy.docx", el cual hace parte integral del presente informe.

5

Conclusiones y Recomendaciones

A continuación se presentan las principales conclusiones y recomendaciones derivadas del trabajo de consultoría.

- El Protocolo Operativo de Medición desarrollado por el Comité Técnico de Medición del CNO-Gas en general constituye una buena adaptación (no adopción) en términos de calidad y contenido de los requisitos de control metrológico dados en OIML R 140, especialmente considerando la realidad tecnológica e industrial colombiana. En ninguna parte se comprometieron aspectos de índole regulatorio y en todo su contenido el Protocolo se centró exclusivamente en temas netamente técnicos por lo que el RUT no fue manipulado en sus exigencias regulatorias.
- Si bien el Protocolo contiene los aspectos más relevantes de la OIML R 140, quedan por fuera algunos aspectos de metrología legal, dentro de los que vale la pena resaltar específicamente los siguientes: la marcación (OIML R140-7.5), los sellos (OIML R140-7.6), los requisitos técnicos para dispositivos electrónicos (OIML R140-9 y Anexo A), exigencias particulares requeridas para la aprobación de modelo de sistemas de medición (OIML R140-10 y Anexo B) y la conversión de masa a volumen a condiciones base (OIML R140-Anexo G)
- La consultoría realizó varias propuestas de modificación y observaciones sobre el Protocolo Operativo de Medición, estas fueron desarrolladas bajo el esquema de control de cambios de Word. Las modificaciones sugeridas se orientan hacia aspectos técnicos y a la obtención de una mejor comprensión del Protocolo por parte de las partes interesadas. Por otra parte, las observaciones sirven para plantear el concepto de la Consultoría o hacer advertencias sobre aspectos particulares que demandan revisión al interior del Comité.
- Se identificaron los numerales del RUT relacionados con medición y se buscaron las ediciones vigentes del mismo considerando las múltiples modificaciones de que ha sido objeto desde su publicación inicial. La Consultoría realizó una propuesta de reforma en la que se mantuvo intacto el

contenido regulatorio y simplemente se enfocó en alinear el RUT para direccionarlo hacia el nuevo Protocolo Operativo de Medición. Este trabajo también se desarrolló bajo el esquema de control de cambios de Word.

- El Protocolo Operativo de Medición constituye un hito en materia de control metrológico aplicado a la medición de transferencia de custodia de gas, no obstante, el éxito de su aplicación e implementación va a depender de una apropiada gestión del cambio. En este sentido la Consultoría recomienda al Comité Técnico de Medición del CNO-Gas que continúe su labor enfocándose en dicho sentido, promoviendo espacios de discusión, capacitación, desarrollando publicaciones, divulgando contenidos, etc.
- Por último, la Consultoría recomienda al Comité Técnico de Medición del CNO-Gas que inicie un análisis técnico profundo de los requisitos sobre calidad de gas dados actualmente en el RUT, propendiendo por una visión especialmente enfocada y alineada hacia la dinámica que vive el sector en este momento (LNG, shale gas, coal bed methane, desarrollo de campos menores, etc.), de forma que sirva de plataforma óptima para el desarrollo exitoso de los nuevos proyectos, estando respaldada por argumentos científicos y tecnológicos que constituyan el estado del arte en la materia.

6

Bibliografía

- [1] CREG, Resolución 071 "Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT", 1999.
- [2] CREG, Resolución 054 "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", 2007.
- [3] CREG, Resolución 041 "Por la cual se modifica y complementa el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT", 2008.
- [4] CREG, Resolución 126 "Por la cual se modifica el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural -RUT- adoptado mediante Resolución CREG 071 de 1999", 2013.
- [5] OIML, International Recommendation OIML R 140 "Measuring Systems for Gaseous Fuel", 2007.
- [6] ICONTEC, DE 129/08 Documento en Estudio - Anteproyecto de Norma Técnica Colombiana "Sistemas de Medición para Gas Combustible", 2008.
- [7] J. G. Ramírez Amaya, J. M. Ortiz Afanador y J. F. Velosa Chacón, Proyecto de Reforma al RUT - Medición de Gas Natural, 2011.
- [8] Congreso de la República, Ley 1514 "Por medio de la cual se aprueba la "Convención para constituir una Organización Internacional de Metrología Legal"", 2012.
- [9] CNO-Gas, Documento CNOGAS-02-12, Versión 2 "Vocabulario y Lenguaje para Metrología en Gas Natural", 2012.
- [10] CNO-Gas, Acuerdo No. 0x de 2012 "Por medio del cual se establece el Vocabulario para la Metrología de Gas Natural", 2012.
- [11] CDT de GAS, INFG-12-VAR-192-2002 "Reglamentación Técnica en Medición y Balance en Transporte de Gas Natural por Tuberías - Contexto Internacional", 2012.

- [12] TGI, Propuesta de Metodología para Evaluar el Impacto de la Actualización Tecnológica de Sistemas de Medición sobre la Incertidumbre en el Balance Volumétrico de las Redes de Gas, 2013.
- [13] CNO-Gas, Protocolo Operativo de Medición V 3.0, 2014.
- [14] CNO-Gas, Acuerdo No. 01 de 2012 "Por medio del cual se establecen los procedimientos para la aprobación de Acuerdos y Protocolos Operativos", 2012.
- [15] JCGM, JCGM 200:2008 "Vocabulario Internacional de Metrología - Conceptos fundamentales y generales asociados (VIM)", 2008.
- [16] JCGM, JCGM 200:2012 "Vocabulario Internacional de Metrología - Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM)", 2012.
- [17] JCGM, JCGM 200:2012 "International vocabulary of metrology – Basic and general concepts and associated terms (VIM)", 2012.
- [18] ICONTEC, Norma Técnica Colombiana NTC-ISO 80000-1 "Cantidades y Unidades - Parte 1: Generalidades", 2012.
- [19] ISO, ISO 80000-1:2009 "Quantities and units -- Part 1: General", 2009.
- [20] NIST, NIST Special Publication 811 "Guide for the Use of the International System of Units (SI)", 2008.
- [21] ANSI/API/AGA, ANSI/API MPMS CHAPTER 21.1 - AGA Report No. 13 "Flow Measurement Using Electronic Metering Systems - Electronic Gas Measurement", 2013.
- [22] AGA, AGA Report No. 9 "Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters", 2007.
- [23] ISO, ISO 17089-1:2010 "Measurement of fluid flow in closed conduits - Ultrasonic meters for gas - Part 1: Meters for custody transfer and allocation measurement", 2010.
- [24] OIML, International Recommendation OIML R 137-1 "Gas meters - Part 1: Requirements", 2006.
- [25] OIML, International Recommendation OIML R 137-1&2 "Gas meters - Part 1: Metrological and technical requirements; Part 2: Metrological controls and performance tests", 2012.

- [26] AGA, AGA Report No. 7 "Measurement of Natural Gas by Turbine Meter", 2006.
- [27] ISO, ISO 2533 "Standard Atmosphere", 1975.
- [28] GERG, GERG Technical Monograph 15 "The GERG-2004 Wide-Range Equation of State for Natural Gases and Other Mixtures ", 2007.
- [29] O. Kunz y W. Wagner, The GERG-2008 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures: An expansion of GERG-2004, J. Chem. Eng. Data, 2012.
- [30] ISO, ISO 12213 "Natural gas - Calculation of compression factor - Part 1: Introduction and guidelines", 2006.
- [31] ISO, ISO 12213 "Natural gas - Calculation of compression factor - Part 2: Calculation using molar-composition analysis", 2006.
- [32] ISO, ISO 12213 "Natural gas - Calculation of compression factor - Part 3: Calculation using physical properties", 2006.
- [33] AGA, AGA Report No. 8 "Compressibility Factor of Natural Gas and Related Hydrocarbon Gases", 1994.
- [34] ISO, ISO 6976 "Natural gas - Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition", 1995.
- [35] ASTM, ASTM D3588-98(2011) "Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels", 2011.
- [36] API/GPA, API MPMS CHAPTER 14.5 - GPA Standard 2172-09 "Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures of Custody Transfer", 2014.
- [37] ASTM, ASTM D7164-10 "Standard Practice for On-line/At-line Heating Value Determination of Gaseous Fuels by Gas Chromatography", 2010.
- [38] ASTM, ASTM D1945-03(2010) "Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography", 2010.
- [39] GPA, GPA 2261-13 "Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography", 2013.

- [40] ISO, ISO 6974-1:2012 "Natural gas - Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography - Part 1: General guidelines and calculation of composition", 2012.
- [41] ISO, ISO 6974-2:2012 "Natural gas - Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography - Part 2: Uncertainty calculations", 2012.
- [42] ISO, ISO 6974-3:2000 "Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography - Part 3: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and hydrocarbons up to C8 using two packed columns", 2000.
- [43] ISO, ISO 6974-4:2000 "Natural gas-Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography - Part 4: Determination of nitrogen, carbon dioxide and C1 to C5 and C6+ hydrocarbons for a laboratory and on-line measuring system using two columns", 2000.
- [44] ISO, ISO 6974-5:2000 "Natural gas-Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography-Part 5:Determination of nitrogen, carbon dioxide and C1 to C5 and C6+ hydrocarbons for a laboratory and on-line process application using three columns", 2000.
- [45] ISO, ISO 6974-6:2002 "Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography - Part 6: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and C1 to C8 hydrocarbons using three capillary columns", 2002.
- [46] ASTM, ASTM D1826-94(2010) "Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter", 2010.
- [47] ASTM, ASTM D7314-10 "Standard Practice for Determination of the Heating Value of Gaseous Fuels using Calorimetry and On-line/At-line Sampling", 2010.
- [48] ISO, ISO 10715:1997 "Natural gas - Sampling guidelines", 1997.
- [49] API, API MPMS CHAPTER 14.1 (R2011) "Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer", 2011.

- [50] GPA, GPA 2166-05 "Obtaining Natural Gas Samples for Analysis by Gas Chromatography", 2005.
- [51] ASTM, ASTM D5503-94(2008) "Standard Practice for Natural Gas Sample-Handling and Conditioning Systems for Pipeline Instrumentation", 2008.
- [52] ISO/IEC, ISO/IEC 17025:2005 "General requirements for the competence of testing and calibration laboratories", 2005.
- [53] OIML/ILAC, OIML D 10 / ILAC-G24 "Guidelines for the determination of calibration intervals of measuring instruments", 2007.
- [54] ISO, ISO 10012:2003 "Measurement management systems - Requirements for measurement processes and measuring equipment", 2003.
- [55] CREG, Resolución 169 "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT", 2011.
- [56] ISO/IEC, ISO/IEC 17020:2012 "Conformity assessment - Requirements for the operation of various types of bodies performing inspection", 2012.