

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

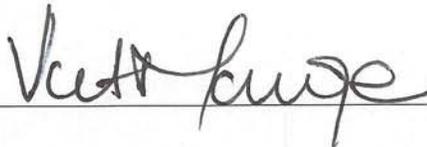
Página 1 de 69

**PREPARADO PARA
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN – GAS
CNO-Gas**

**REGLAMENTACIÓN TÉCNICA EN MEDICIÓN Y BALANCE
EN TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR TUBERÍAS
–CONTEXTO INTERNACIONAL**

INFG – 12 – VAR – 192 – 2002

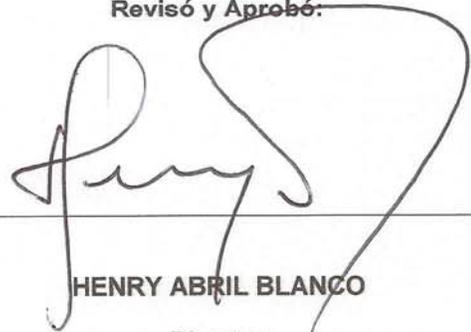
Realizó:



VÍCTOR JOSÉ MANRIQUE MORENO

Profesional de Proyectos

Revisó y Aprobó:



HENRY ABRIL BLANCO

Director

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 2 de 69

CONTENIDO

LISTA DE ABREVIATURAS Y SIGLAS	5
INTRODUCCIÓN	6
RESUMEN EJECUTIVO	7
REGLAMENTACIÓN TÉCNICA RELACIONADA CON MEDICIÓN EN TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR TUBERÍAS.	11
PARTE A.1 - NORTE AMÉRICA	11
1. CANADÁ.....	11
1.1 Sistema de transporte de gas natural de Canadá.....	11
1.2 Marco Regulatorio.....	11
1.3 Measurement Canada.....	11
1.4 Ley de Inspección de Electricidad y Gas	11
1.5 Especificaciones técnicas	12
2. ESTADOS UNIDOS	14
2.1 Sistema de transporte de gas natural en Estados Unidos.....	14
2.2 Marco Regulatorio.....	14
2.3 Estándares para la medición de gas natural a nivel de gasoductos.	15
3. MÉXICO.....	17
3.1 Sistema de Transporte de gas natural en México	17
3.2 Marco Regulatorio.....	17
3.3 Normas Oficiales Mexicanas	18
PARTE A.2 - SUR AMÉRICA	19
4. ARGENTINA.....	19
4.1 Sistema de transporte de gas natural en Argentina.	19
4.2 Marco Regulatorio. La Ley del Gas y ENERGAS.....	19
4.3 Normatividad en Medición. Resolución 89 de 2012. Reglamento técnico y metroológico para sistemas de medición de gas	19
5. BRASIL.....	20
5.1 Sistemas de transporte de gas natural de Brasil.....	20
5.2 Contexto Regulatorio	20
6. VENEZUELA.....	21
6.1 Sistema de transporte de gas natural de Venezuela.....	21
6.2 Marco Regulatorio. ENAGAS y la Ley Orgánica de Hidrocarburos gaseosos.....	21
6.3 Normativa de referencia para medición de gas natural. Las Normas técnicas para la Fiscalización Automatizada del Gas Natural.....	21
PARTE B – EUROPA.....	23

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 3 de 69

7.	ALEMANIA.....	23
7.1	Sistema de transporte de gas en Alemania.	23
7.2	Marco Regulatorio. La Ley de Energía.	23
7.3	Documentos normativos de la DVGW[23]	23
7.4	Regulación en Medición.	24
8.	ESPAÑA	24
8.1	Sistema de transporte de gas natural en España.	24
8.2	Marco Regulatorio. Ley 12 de 2007.....	25
8.3	Las Normas de Gestión Técnica del Sistema –NGTS[29].....	25
8.4	Protocolo de Detalle PD-01 –Medición.	26
9.	HOLANDA (PAÍSES BAJOS)	26
9.1	Sistema de transporte de gas natural en Holanda.	26
9.2	Marco Regulatorio. La Ley del Gas	27
10.	ITALIA	28
10.1	Sistema de transporte de gas natural de Italia.	28
10.2	Marco regulatorio.	28
10.3	El Código de Red.....	28
11.	NORUEGA	29
11.1	Sistema de transporte de gas natural en Noruega.....	29
11.2	Marco Regulatorio. El <i>Norwegian Petroleum Directorate</i>	29
11.3	Reglamento de Medición de productos del petróleo para propósitos fiscales y para el cálculo de los impuestos de CO ₂	29
	PARTE C – ASIA	30
12.	COREA DEL SUR	30
12.1	Infraestructura de transporte de gas natural de Corea.	30
12.2	Marco regulatorio.	30
13.	RUSIA	30
13.1	Sistema de transporte de gas natural en Rusia.	30
13.2	Marco Regulatorio.....	31
	PARTE D - AFRICA	32
14.	SURAFRICA.....	32
14.1	Sistema de transporte de gas natural de Suráfrica	32
14.2	Marco Regulatorio. El Regulador Nacional de Energía de Sudáfrica.....	32
14.3	Normativa de referencia para medición de gas natural. El NRCS	32
	PARTE E - OCEANÍA.....	34
15.	AUSTRALIA	34

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 4 de 69

15.1	Marco Regulatorio.....	34
15.2	Australian Energy Market Operator	34
15.3	El Reglamento Nacional de Gas.....	35
16.	CONCLUSIONES	36
17.	BIBLIOGRAFIA.....	38

TABLA DE ANEXOS

ANEXO 1	CIFRAS DE PRODUCCIÓN Y COMERCIO DE GAS NATURAL -2011.....	40
ANEXO 2	DEFINICIÓN DE SISTEMA DE MEDICIÓN	41
ANEXO 3	SISTEMA DE UNIDADES	42
ANEXO 4	CONDICIONES DE REFERENCIA.....	44
ANEXO 5	LÍMITES PERMISIBLES DE INCERTIDUMBRE PARA SISTEMAS DE MEDICIÓN ...	45
ANEXO 6	ERRORES PERMISIBLES ACEPTABLES EN LOS MEDIDORES DE VOLUMEN DE GAS.....	46
ANEXO 7	ERRORES PERMISIBLES ACEPTABLES PARA LAS MEDICIONES DE PRESIÓN DE OPERACIÓN	48
ANEXO 8	ERRORES PERMISIBLES ACEPTABLES PARA LAS MEDICIONES DE TEMPERATURA DEL FLUIDO.....	49
ANEXO 9	ERRORES PERMISIBLES Y MÉTODOS ACEPTABLES PARA EL CÁLCULO DE FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	50
ANEXO 10	ERRORES PERMISIBLES Y MÉTODOS ACEPTABLES PARA LA EVALUACIÓN DEL COMPUTADOR/CORRECTOR DE FLUJO	51
ANEXO 11	ERRORES PERMISIBLES EN LA EVALUACIÓN DEL FACTOR PARA CORRECCIÓN DEL VOLUMEN A CONDICIONES BASE.....	52
ANEXO 12	ERRORES PERMISIBLES Y MÉTODOS ACEPTABLES EN LA DETERMINACIÓN DEL PODER CALORÍFICO	53
ANEXO 13	REQUISITOS RELACIONADOS CON EL DISEÑO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN .	54
ANEXO 14	REQUISITOS RELACIONADOS CON LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN.....	60
ANEXO 15	REQUISITOS RELACIONADOS CON EL CONTROL METROLÓGICO.....	62
ANEXO 16	FRECUENCIA DE CALIBRACIÓN	65
ANEXO 17	REQUISITOS RELACIONADOS CON LA DOCUMENTACIÓN	66
ANEXO 18	PRINCIPALES REFERENCIAS EN NORMATIVIDAD TECNICA.....	69

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 5 de 69

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS Y SIMBOLOS

- AEMO - Australian Energy Market Operator
- AGA – American Gas Association
- API – American Petroleum Institute
- ANSI - American National Standards Institute
- CE -Comunidad Europea
- DIN - Deutsches Institut für Normung
- DVGW - Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches
- EEUU –Estados Unidos
- FERC - Federal Energy Regulatory Commission
- ISO - International Organization for Standardization
- LTMH - Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos
- NEB - National Energy Board
- NERSA – National Energy Regulator South Africa
- NOM Norma Oficial Mexicana
- NPC Norwegian Petroleum Directorate
- NIST - National Institute of Standards and Technology
- OIML - International Organization of Legal Metrology
- OMC - Organización Mundial del Comercio
- PTB - Physikalisch-Technische Bundesanstalt
- RTM – Reglamento Técnico de Medición
- UNE – Norma Española
- KOGAS - Korean Gas Corporation
- GNL - Gas natural licuado
- IEA- International Energy Agency
- m³ – metro cúbico
- °C – grado Celcius
- Pa – pascal
- ft³ – pie cúbico
- °F – grado Fahrenheit
- psi – pound square inch (libra por pulgada cuadrada)

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 6 de 69

INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como objeto describir los aspectos más relevantes establecidos en los diferentes marcos regulatorios para el sector de transporte de gas natural por tuberías, a partir de una muestra representativa de países alrededor del mundo, que cuentan con un mercado de gas natural consolidado: en Norte América (EEUU, Canadá y México), Sur América (Brasil y Argentina), Europa (Holanda, Alemania, España, Italia y Noruega), Asia (Rusia y Corea), África (Sur-África) y Australia.

En los diferentes numerales del presente documento se brinda una breve descripción general para cada país evaluado considerando su sistema de transporte, así como el marco regulatorio de gas que los rige y que brinda los lineamientos de operación y los códigos, normas o especificaciones establecidas para garantizar mediciones confiables en los procesos de transferencia de custodia de gas natural.

Esta información está organizada de tal forma que sea fácil la comprensión de las diferentes referencias internacionales y sus contenidos, los cuales serán utilizados para la comparación de los parámetros técnicos de medición.

Una vez definidas las diferentes referencias, y organizadas en forma de Anexos (del 1 al 18) se presenta una comparación de los aspectos técnicos sobre medición de gas natural exigidos en cada uno de los países evaluados, incluyendo, desde los límites permisibles de errores e incertidumbres de medición, pasando por los requisitos de aseguramiento metrológico y normas aplicables, hasta los lineamientos que se deben seguir para la documentación de los sistemas de medición.

De esta manera, se presentan las condiciones técnicas de índole regulatoria que están vigentes actualmente en materia de medición y balances aplicables al sector de transporte de gas natural por tuberías, en países diferentes a Colombia, que cuenten con un mercado e industria del gas desarrollada y constituyen una muestra representativa del entorno internacional.

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 7 de 69

REGLAMENTACIÓN TÉCNICA EN MEDICIÓN Y BALANCE EN TRANSPORTE DE GAS
NATURAL POR TUBERÍAS –CONTEXTO INTERNACIONAL
RESUMEN EJECUTIVO

Introducción. Los diferentes avances en materia del aprovechamiento del gas natural en Colombia, se han venido constituyendo como “recurso de exportación” para la Región Andina de Naciones, en razón a su organización y al innegable aporte para el desarrollo productivo y social de Colombia, en especial, en lo relativo al transporte, distribución y al uso final.

Hoy, queriendo dar un paso estratégico más adelante, el Consejo Nacional de Operación, CNO-gas, invitó y brindó la oportunidad para que la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas, CDT de GAS, realizara un proceso de **vigilancia tecnológica** que permitiera, a las entidades que participan en dicho Consejo Nacional, evidenciar las condiciones técnicas de índole regulatoria que están vigentes actualmente en materia de medición y balances aplicables al sector de transporte de gas natural por tuberías, en países diferentes a Colombia, especialmente aquellos que ya cuentan con un mercado e industria del gas desarrollada, y que constituyen una muestra representativa del entorno internacional, de tal forma que se convirtiera (esta información) en una “línea base” para proyectar futuros escenarios dentro del desarrollo del transporte y distribución del gas natural en Colombia.

En este sentido, en el cuerpo principal del presente informe se describen los marcos regulatorios para el sector de transporte de gas natural por tuberías, como una muestra representativa de países que tienen un mercado de gas natural consolidado: en **América**, Norte América (Canadá, EEUU y México) y Sur América (Argentina, Brasil y Venezuela), en **Europa** (Alemania, España, Holanda, Italia y Noruega), en **Asia** (Corea del Sur y Rusia), en **África** (Sur-África) y finalmente en **Oceanía**, (Australia), logrando estudiar los cinco continentes.

Contexto Internacional. De Norte América puede decirse, que se caracteriza por una fuerte integración en su infraestructura de transporte de gas natural, con dos de los principales países productores del mundo: Canadá y EEUU. En esta región, el mercado de gas natural es dinámico y altamente competitivo, con una gran cantidad de empresas transportadoras y distribuidoras. En EEUU, la FERC y en Canadá la NEB regulan los sistemas de transporte tanto de exportación, como interestatal, la normatividad técnica ampliamente difundida y empleada en equipos y sistemas de medición de gas natural está referida a AGA, API y ANSI. La trazabilidad de las mediciones la brinda el NIST, y el sistema de unidades utilizado predominantemente es el Sistema Inglés. Las condiciones estándar de referencia para la medición de volumen de gas más utilizadas son 14,73 psi-a y 60°F (para México 101325Pa y 20°C).

México merece un espacio especial; el monopolio del sector del gas está a cargo de PEMEX, que es propietaria y operadora de la red. Recientemente la legislación ha impulsado la apertura del sector de transporte de gas natural, principalmente para promover la inversión privada en infraestructura a través de la llegada de nuevos operadores. En 2011, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) publicó la Resolución CNH.06.001/11, por la cual se dan a conocer los Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos (LTMH). Esta regulación sobre la medición de hidrocarburos gaseosos tiene como objetivo establecer los criterios para la medición fiscal y de transferencia de custodia. Establece los requisitos mínimos que se deben observar en los sistemas de medición de hidrocarburos incluyendo los límites de incertidumbre de medición, y aspectos relacionados con la frecuencia de calibración, trazabilidad y gestión de las mediciones. Las Normas

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS.
Es válido con sello SAS.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 8 de 69

Oficiales Mexicanas (NOMs) complementan el marco regulador de la industria de gas natural, ya que establecen los estándares técnicos relativos al diseño, construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de gas natural a que deben sujetarse los agentes regulados.

En Suramérica, a pesar de que Venezuela cuenta con significativas reservas de gas natural (195,2 billones de metros cúbicos a 2011), su sistema de transporte actual no es suficiente para abastecer la demanda interna, y necesita importar gas desde Colombia a través de la Guajira. Frente a esta situación, Venezuela adelanta actualmente el "Plan Nacional de Construcción de Gasoductos 2012-2016" que tiene el objetivo de construir 1620 km de gasoductos a lo largo y ancho del país, e incrementar la capacidad de transporte de gas en 80,41 millones de m³/día (2480 millones de ft³/día) para llevar el gas natural desde los grandes centros de reservas al Oriente del país, a los principales centros de consumo en el centro-occidente. El negocio de gas natural está regulado por la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos de 1999 y su Reglamento (2000), y en particular los aspectos relacionados con la medición son reglamentados en la Norma Técnica de Fiscalización automatizada de gas natural (2007). Este Norma Técnica está basada en los lineamientos de AGA, API, ISO y OIML, y se destaca porque, dentro de los países estudiados en este Informe, es el único país que establece límites de incertidumbre en la medición, diferenciados de acuerdo al poder calorífico del gas, adicional a la diferenciación por "propósito de la medición" que realizan generalmente otros países

Recientemente la Secretaría de Comercio Interior en Argentina, aprobó la Resolución 89/12, "Reglamento técnico y metrológico para los sistemas de medición de gas natural con medidor ultrasónico" con vigencia a partir del 13 de septiembre de 2012. De acuerdo con la Resolución, este Reglamento se basa en "las recomendaciones de las principales

organizaciones internacionales en la materia, como la Recomendación No. 140 de la Organización Internacional de Metrología Legal (OIML), versión 2007; y el AGA Report No. 9, versión 2007, de la American Gas Association"

Por su parte, en Brasil, la Agencia Nacional del Petróleo –ANP, en conjunto con el Instituto Nacional de Metrología, Normalización y Calidad Industrial – INMETRO, desde el 2000 expidieron el "Reglamento Técnico de Medición de Petróleo y Gas Natural" RTM-(PANP/INMETRO 1/2000, 2000) el cual establece los requisitos que deben contener los sistemas de medición de gas natural con el fin de garantizar una medición exacta y confiable.

El Reglamento establece reglas relacionadas con el diseño, instalación, operación, pruebas y el mantenimiento en condiciones de trabajo de sistemas de medición, incluyendo medición fiscal de producción, control operacional, y transferencia de custodia. En este sentido, el RTM exige que los sistemas de medición de gas natural para transferencia de custodia deban ser diseñados, operados y calibrados de tal manera que la incertidumbre de medida sea menor de $\pm 1,5\%$. Este Reglamento tiene referencias a los lineamientos y recomendaciones de OIML, ISO, API y AGA.

En Europa, la Directiva 2003/95/CE del Parlamento Europeo estableció normas comunes para los mercados internos del gas natural, a través de la figura del Gestor Técnico del Sistema. Este esquema ha sido adoptado exitosamente por España, Italia y Holanda, cuyos sistemas de transporte de gas natural son operados de manera monopolizada por Enagás, Snam Rete y GTS respectivamente.

Cada uno de estos Gobiernos designa un Agente Regulador, y delega la responsabilidad de operación y mantenimiento en el Gestor Técnico del Sistema. El Gestor elabora su propio Código

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 9 de 69

de Red (*Network Code*), que es aprobado por el Agente Regulador. El *Network Code* de cada empresa establece las condiciones técnicas para el diseño, operación, mantenimiento y aseguramiento metrológico de los sistemas de medición, y los demás parámetros técnicos tanto de calidad (composición), como de medición (sistema de unidades, condiciones de referencia, límites de error permisible etc.).

A diferencia de los países mencionados, Alemania cuenta con un número mayor de operadores de la red de transporte. La Ley alemana de Energía (*EnWG, Energiewirtschaftsgesetz*) proporciona el marco legal, delega la responsabilidad de la operación a las compañías de gas, y la estipulación de los requisitos técnicos necesarios a la DVGW.

El contexto europeo se caracteriza por la adopción del sistema de internacional de unidades SI, y de los estándares técnicos de ISO y OIML, así como estándares nacionales como por ejemplo: NORSOK, DIN y UNE. Las condiciones estándar de referencia utilizadas son: 101325Pa, 0°C (Holanda, Alemania y España) y 15°C (Italia y Noruega).

Por Asia, se encontró que Corea del Sur y Rusia conforman exactamente dos polos opuestos: Corea del Sur es netamente importador de gas natural por no tener una red internacional de gasoductos, y basa su sistema en importaciones del GNL; desde 1983, la Compañía Korea Gas Corporation (KOGAS) tiene el monopolio de la industria del gas natural, incluyendo los negocios de importación, almacenamiento, transporte y venta mayoritaria. Otras treinta y tres compañías de gas operan el negocio minorista de gas en cada región y ciudad principal. Rusia, a través de la propiedad y la gestión de GAZPROM, es el país con mayor infraestructura de gasoductos de transporte y distribución (más de 155000 km). En Rusia el transporte de gas natural es considerado como un "monopolio natural", regulado por el Estado por el Decreto Gubernamental No.

858, del 14 de julio de 1997, que establece el principio de acceso no discriminatorio mientras que de igual manera la calidad del gas natural transportado debe estar dentro de las normas estatales y ser comprobada por los certificados de conformidad o declaraciones de conformidad (artículo 27 de la Ley Federal sobre el suministro de gas – *The Gas Law*, de 31 de marzo de 1999).

Por otra parte, en Sur África, el Ente Regulador de Energía establece el marco regulatorio de la industria del gas, la cual es monopolizada por la empresa SASOL, una empresa conjunta de los gobiernos de Suráfrica y Mozambique. Sin embargo, los aspectos técnicos relacionados con la medición de gas natural son regulados por el Ente Regulador Nacional para las Especificaciones Obligatorias –NRCS, el cual establece Reglamentos técnicos alineados con los requisitos de la Organización Mundial del Comercio –OMC, principalmente en relación con "Obstáculos Técnicos al Comercio". En ese sentido, en 2009 el NRCS aprobó el documento de política LM-P-018-10-09 que describe las referencias normativas que se debe usar para los sistemas e instrumentos de medición de gas natural. Las principales referencias son la *Ley de Metrología Legal* (Ley 77 de 1973), y las recomendaciones de OIML R137, y OIML R140.

En Oceanía, específicamente en Australia, la *Ley Nacional de Gas* (Ley del Gas) y el *Reglamento Nacional de Gas* (Reglas de gas) proporcionan el marco general normativo para el sector de transporte de gas. Bajo la Ley Nacional de Gas, los organismos reguladores más importantes son la *Australian Energy Market Commission* –AEMC, la *Australian Energy Regulator* –AER y el *Australian Energy Market Operator* –AEMO. La mayoría de los gasoductos de Australia no están regulados. Desde la privatización que dio inicio en la década de 1990, la longitud y capacidad de la red de transporte de gas en Australia se ha triplicado. A 2009, la red comprendía más de 25000 km de gasoductos de acero a alta

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 10 de 69

presión dedicada al transporte de gas natural.

Anexos. Así mismo, la segunda parte del presente documento se organizó, en 18 ANEXOS facilitando comparar cada uno de los países evaluados, con información eminentemente técnica que por su diversidad no es fácil de condensar en este informe ejecutivo (se invita, con una corta mirada, a consultarla directamente sobre dichos anexos). Esta contiene: (1) cifras de producción y comercio de gas natural, (2) claridad con respecto la definición de lo que constituye un sistema de medición para cada uno de los países estudiados, (3) el sistema de unidades que cada uno de ellos utiliza con mayor asiduidad, (4) las condiciones de referencia utilizadas para las diferentes transacciones comerciales, (5) los límites permisibles relativos a incertidumbre para los sistemas de medición, y en (6)(7)(8)(9)(10)(11)(12) se contemplan los errores permisibles aceptados en los medidores de volumen de gas, presión, temperatura, factor de compresibilidad, computador de flujo, factor de corrección del volumen a condiciones base y el relacionado con la determinación del poder calorífico, todos ellos en anexos y en su orden respectivamente.

Más adelante, y de manera organizada para lograr hacer la respectiva comparación entre países, se presenta el anexo (13) enfocado a fijar los requisitos relacionados con el diseño de los sistemas de medición, destacando los pormenores para cada una de las partes constituyentes de cada sistema: elementos primarios, secundarios y terciarios, incluyendo aspectos relacionados con el muestreo del gas natural por considerarlo de inmensa importancia para la determinación final del poder calorífico del gas natural.

Finalmente, en los Anexos (14)(15)(16)(17)(18) se presentan los requisitos específicos, de cada país, relacionados con la operación del sistema de medición, el control metrológico exigido, la

frecuencia de calibración de los equipos e instrumentos asociados, la documentación necesaria para mantener dentro de control cada uno de los sistemas, y por último, las principales referencias normativas utilizadas por cada país para lograr mediciones y balances confiables para el transporte del gas natural por tuberías.

Es de anotar, que no todos los países manejan la misma información técnica y tampoco la denotan de la misma forma, o esta no está disponible. Por esta razón, los anexos, en su gran mayoría, no están 100% diligenciados.

Conclusiones. Como *Conclusiones*, es posible ratificar que en el entorno internacional los procesos relacionados con la búsqueda de mediciones y balances confiables para el transporte del gas natural por tuberías, se manejan de manera independiente y autónoma por parte de los diferentes países. En general, la mayoría de regulaciones han sido aprobadas durante la década pasada (Australia: 2008, Suráfrica: 2009; España: 2007; Holanda: 2004) especialmente en Latinoamérica (Brasil: 2000, Venezuela: 2007; México: 2011; Argentina: 2012).

En estos mismos países (Noruega, Brasil, México y Venezuela, Suráfrica), las regulaciones establecen límites de incertidumbre en la medición diferenciados de acuerdo al propósito de la medición (transferencia de custodia, procesos (combustible), y venteo o quema en tea), en un claro alineamiento con las recomendaciones de OIML.

Otro aspecto importante es la adopción del Sistema Internacional de Unidades en la mayoría de los países incluidos en el estudio. De hecho, casi todos los países lo han adoptado como Sistema oficial dentro de sus regulaciones, y es utilizado habitualmente dentro de las prácticas comerciales e industriales, salvo algunos países de Latinoamérica, y por supuesto Estados Unidos.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 11 de 69

REGLAMENTACIÓN TÉCNICA RELACIONADA CON MEDICIÓN EN TRANSPORTE DE
GAS NATURAL POR TUBERÍAS.

PARTE A.1 - NORTE AMÉRICA

1. CANADÁ

1.1 Sistema de transporte de gas natural de Canadá

Canadá es el tercer mayor productor de gas natural, después de Rusia y de los Estados Unidos. La red de gas natural en Canadá está muy bien integrada con los Estados Unidos. De acuerdo con el BP Statistical Review 2012, durante 2011 la producción de gas natural de Canadá fue de 160,5 mil millones de m³/día (5,6 billones de ft³/año) para atender una demanda interna de 104,8 mil millones de m³/año, y exportaciones de 88 mil millones de m³/año a EEUU.

Los gasoductos conducen desde las áreas de suministro, tales como la cuenca occidental sedimentaria de Canadá a los mercados de consumo en los Estados Unidos de la costa oeste, y el este de Canadá. Otras áreas de suministro, tales como la costa atlántica, llevan a los mercados en el Atlántico canadiense y el noreste de Estados Unidos. Canadá cuenta con más de 80000 km de tuberías de transmisión, y más de 280000km de tuberías de distribución que sirve a aproximadamente 6 millones de usuarios.[1].

1.2 Marco Regulatorio.

Bajo la Constitución canadiense, las provincias son dueñas de todos los recursos petrolíferos y de gas natural dentro de sus fronteras, a excepción de los recursos que se encuentran en tierras federales, o en ciertos territorios fronterizos y en alta mar. Las provincias, como administradores de recursos, son responsables de la gestión de los recursos y de la regulación *upstream* (exploración, producción, y transporte). Las provincias también tienen jurisdicción sobre las actividades *downstream*, como la distribución local, almacenamiento y comercialización.

La *National Energy Board* (NEB) es una organización federal, casi-judicial establecida en 1959 por el Parlamento de Canadá para regular los sistemas de transporte de energía tanto internacional como inter-estatal.

1.3 Measurement Canada

Measurement Canada es la agencia canadiense responsable de garantizar la trazabilidad y confiabilidad en las mediciones relacionadas con el comercio de productos y servicios. La agencia desarrolla y administra las leyes y disposiciones relativas a la medición, evalúa, aprueba y certifica dispositivos de medición, e investiga las quejas sobre mediciones inexactas o sospechosas. [2]

1.4 Ley de Inspección de Electricidad y Gas

La “Ley de Inspección de Electricidad y Gas” (*Electricity and Gas Inspection Act*) fue expedida en 1985, y reemplazó los capítulos E-4 (*Electricity Inspection Act*) y G-2 (*Gas Inspection Act*) de los Estatutos Revisados de Canadá, de 1970. La *Ley de Inspección de Electricidad y Gas* y sus reglamentos establecen las reglas para la compra y venta de electricidad y gas natural, y define las unidades para la medición de la energía.[3] La ley exige que:

- Los medidores de electricidad y gas natural sean aprobados para su uso en Canadá,
- Solamente se utilicen medidores aprobados y verificados para determinar la cantidad de electricidad o gas natural que se consume,

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 12 de 69

- La exactitud de los medidores de electricidad y de gas natural se verifique de acuerdo con los plazos previstos en el Reglamento.
La Ley permite:
- la acreditación de las organizaciones del sector privado para verificar la exactitud de los medidores de electricidad y gas natural en nombre *Measurement Canada*, y
- examinar los conflictos entre compradores y vendedores de electricidad y gas natural sobre la medición inexacta o sospechosa.

Los “Reglamentos de la Ley de Inspección de Electricidad y Gas” (*Electricity and Gas Inspection Regulations SOR/86-131*) fueron expedidos igualmente el 1985 para reglamentar y complementar los detalles técnicos de la respectiva Ley. Las últimas enmiendas realizadas entraron en vigencia desde el 26 de febrero de 2009. La Parte VIII de *Los Reglamentos* trata las disposiciones específicas relacionadas con el gas natural.[4] Algunos detalles técnicos son:

Art. 2. Interpretaciones. En este Reglamento:

“Presión estándar” significa una presión absoluta igual a 101,325 kPa, en el Sistema Internacional de Unidades, o (i) 14,73 psia, o (ii) 30 mm de mercurio a 32°F, en el Sistema Imperial de Unidades.

“Temperatura estándar” significa una temperatura que es igual a (a) 15°C en el Sistema Internacional de Unidades, o (b) 60°F en el sistema imperial de unidades;

Art. 36. Sustancias prohibidas. Ninguna persona venderá a un comprador (con propósito diferente al procesamiento) gas natural con un contenido mayor de 0.030% de vapor de agua, calculado en volumen, a las condiciones de presión y temperatura estándar.

1.5 Especificaciones técnicas

Uno de los documentos de “Especificaciones” más importantes es el LMB-EG-08 “Especificaciones para la aprobación de tipo de medidores de gas y dispositivos auxiliares”. Este documento establece las especificaciones relativas al diseño, construcción, montaje y desempeño que deben cumplir los medidores de gas y dispositivos auxiliares con el fin de recibir la aprobación de conformidad con el artículo 9 de la *Ley de Inspección de Electricidad y Gas*. Los criterios también se aplican a las modificaciones que se puedan realizar en el futuro a los dispositivos aprobados.

Las especificaciones LMB-EG-08 abarcan las tecnologías de diafragma, rotativos, turbinas, placas de orificio, máscos, así como electro-correctores, transductores de presión y temperatura, densímetros, calorímetros, cromatógrafos, y reguladores de presión. En general, las especificaciones LMB-EG-08 se refieren a los siguientes estándares técnicos:

- Canadian Gas Association Installation Code for Natural Gas Burning Appliances and Equipment: CGA B149.
- American Gas Association Gas Measurement Committee Report No. 3: Orifice Metering of Natural Gas.
- American National Standards Institute Standard ANSI/API 2530: Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids.
- American Gas Association Transmission Measurement Committee Report No. 5: Fuel Gas Energy Metering.
- American Gas Association Transmission Measurement Committee Report No. 8: Compressibility and Supercompressibility for Natural Gas and Other Hydrocarbon Gases.
- United States Department of Defense Military Standard MIL-STD-461B: Electromagnetic Emission and Susceptibility Requirements for the Control of Electromagnetic Interference.

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 13 de 69

La siguiente tabla presenta un listado de otros documentos de Especificaciones de la legislación canadiense.

Título	Rev.	Fecha de Expedición	Fecha entrada en vigencia
LMB-EG-08 — Specifications for Approval of Type of Gas Meters and Auxiliary Devices		1987-07-07	1987-07-07
PS-EG-01 — Provisional Specifications for the Approval of Prepayment Meters		2006-02-02	2006-02-06
PS-EG-02 — Provisional Specifications for the Means and Methods of Sealing Verified Electricity and Gas Meters		2008-08-18	2008-08-18
PS-G-02 — Provisional Specifications for Sealant Oil used in Bell Provers	2	2004-06-08	2004-06-08
PS-G-03 — Provisional Specifications for the Verification and Reverification of Mechanical Conversion Devices	1	2000-08-28	2000-08-28
PS-G-04 — Provisional Specifications for the Verification and Reverification of Turbine Gas Meters with High Pressure Test Certificates	1	2005-01-21	2005-01-21
PS-G-06 — Provisional Specifications for the Approval, Verification, Reverification, Installation and Use of Ultrasonic Meters	2	2008-10-09	2008-10-09
PS-G-07 — Provisional Specifications for the Verification, Reverification, Installation, and Use of the Yewflo Vortex Flow Meter	2	2008-10-07	2008-10-07
PS-G-09 — Provisional Specification for the Certification of Gas Measuring Apparatus - Bell Provers (an amendment to section 4.6 of LMB-EG-13: 1989)		2000-11-30	2000-11-30
PS-G-13 — Provisional Specifications and Procedures for the Approval of Correction Devices and Linearization Functions Incorporated in Meters and Flow Computers		2006-03-31	2006-03-31
PS-G-14 — Provisional Specifications and Procedures for the Verification of Correction Devices and Linearization Functions Incorporated in Meters and Flow Computers		2006-03-31	2006-03-31
PS-G-15 — Provisional Specifications for the Approval, Verification, Installation and Use of Fluidic Oscillation Meters	1	2008-10-15	2008-10-15
PS-G-16 — Provisional Specifications for the Approval, Verification, Reverification, Installation and Use of Conditioning Orifice Plates		2011-06-23	2011-06-23
S-EG-01 — Electricity and Gas Meter Pattern Approval Applications - Quality and Measurement Reliability Information Requirements in Support of a Lengthened Initial Reverification Period	2	2011-10-03	2011-10-03
S-EG-02 — Specifications for Approval of Physical Sealing Provisions for Electricity and Gas Meters	1	2010-02-10	2010-02-10
S-EG-04 — Specifications for Resealing of New Meters and Newly Re-verified Meters for Non-metrological Changes		2011-09-07	2011-10-17
S-EG-05 — Specifications for the Approval of Software Controlled Electricity and Gas Metering Devices		2012-01-16	2012-01-16
S-EG-06 — Specifications Relating to Event Loggers for Electricity and Gas Metering Devices		2012-01-16	2012-01-16
S-G-01 — Specifications for the Calibration, Certification and Use Of Gas Measuring Apparatus - Working Level Sonic Nozzle Provers	1	2008-05-28	2008-05-28
S-G-02 — Specifications for the Verification and Reverification of Diaphragm Meters	1	2007-10-04	2007-10-04
S-G-03 — Specifications for Approval of Type of Gas Meters and Auxiliary Devices - Amendments to Measurement Canada Specification LMB-EG-08		2008-10-08	2008-10-08

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 14 de 69

S-G-04 — Specifications for Approval, Installation, Use and Verification of Flow Conditioners Used in Gas Measurement Systems	2009-02-16	2009-04-01
S-G-05 — Specifications for In-situ Verification and Reverification of Flow Computers and Transmitters	2009-12-18	2010-04-01
S-G-06 — Specifications for the Approval, Verification, Reverification, Installation and Use of Cone-Shaped Differential Pressure Meters	2011-07-26	2011-07-26

2. ESTADOS UNIDOS

2.1 Sistema de transporte de gas natural en Estados Unidos.

La red de transporte de gas natural en los Estados Unidos es muy amplia, con más de 480000km de tuberías de gasoductos inter-estatales, operados por más de 200 compañías. La red de gasoductos Inter-estatales, estaciones de almacenamiento y de GNL son regulados por la *Federal Energy Regulatory Commission* FERC. El reglamento de la FERC garantiza un acceso abierto, y no discriminatorio al transporte del gas para todos los operadores.

La Distribución de gas natural es operada por compañías inversoras o por empresas públicas, y se rige por las comisiones estatales de servicios públicos (PUC), que son responsables de la regulación de los servicios prestados por las empresas de distribución de gas, incluyendo las tarifas.

El mercado estadounidense de gas natural es dinámico y altamente competitivo. La desregulación de los precios de producción de gas y la re-estructuración del mercado de gas natural, desde hace varias décadas han aumentado la eficiencia del mercado, garantizando que las señales de precios se transmitan de forma rápida y transparente entre productores y consumidores, y los mercados regionales están más integrados, en particular con Canadá y México.[5].

Estados Unidos es el principal productor de gas natural en Norte América. De acuerdo con el *BP Statistical Review 2012*, durante 2011 la producción de gas natural fue de 651 mil millones de m³/año (63 mil millones de ft³/día) para atender una demanda de más de 690 mil millones de m³/año, con importaciones adicionales desde Canadá (88 mil millones de m³/año) y México (80 millones de m³/año). Gracias a las nuevas reservas de gas natural no convencional, EEUU está cerca de autoabastecerse completamente, e incluso exportar gas natural.

2.2 Marco Regulatorio

La FERC (Comisión Federal Reguladora de Energía) es una agencia reguladora independiente encargada de la regulación de determinados aspectos de la industria de la energía en los Estados Unidos, incluyendo la regulación del transporte de gas natural. Fue creada en 1977 por *Departamento de Energía* DOE. A pesar de ser una agencia gubernamental, la FERC está diseñada para ser independiente de cualquier influencia indebida de partidos políticos, así como independiente de cualquier influencia de los poderes ejecutivo o legislativo, y los participantes de la industria, incluidas las empresas de energía sobre las que tiene control.

La regulación federal de la industria de gasoductos inter estatales se inició con la aprobación de la *Ley del Gas Natural* (NGA) en 1938. La Ley estableció un sistema regulado de transporte por contratos privados. La FERC regula muchos aspectos de las operaciones de los gasoductos inter-estatales, incluyendo la aprobación, autorización y emplazamiento de las instalaciones de tuberías nuevas (en gran parte a partir de una evaluación de la necesidad pública y de los impactos ambientales), así como las tarifas de transporte inter-estatal.

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 15 de 69

Una vez que un gasoducto interestatal de gas natural se construye, la FERC tiene la autoridad para asegurar que las tarifas son “justas y razonables”. Estas tarifas incluyen los gastos de operación y mantenimiento y un retorno de la inversión permite establecer como un porcentaje del capital invertido en las instalaciones utilizadas para servir a los clientes. [6]

2.3 Estándares para la medición de gas natural a nivel de gasoductos.

American Gas Association –AGA

La American Gas Association (AGA) publica normas que especifican los sistemas de distribución de gas natural, de entrega y medición en las siguientes áreas:

- Diseño
- Instalación
- Mantenimiento

Los estándares de AGA son ampliamente utilizados por la Industria estadounidense y de diversos países, y generalmente son considerados como la mejor y más precisa información disponible para la industria de gas natural. La colección de estándares de AGA incluye el *Código Nacional de Gas Combustible*, la serie B109 de las normas de medición que describe los contadores de gas de desplazamiento positivo, y la Guía GPTC de redes de transporte y distribución.

A continuación se relaciona un listado de las Normas de AGA para medición de gas natural:[7]

AGA B109.2	EN-Diaphragm Type Gas Displacement Meters (500 Cubic Feet per Hour Capacity and over)-Fourth Edition; XQ0009
AGA B109.3	EN-Rotary-Type Gas Displacement Meters-XQ0010
AGA B109.4	EN-Self-Operated Diaphragm-Type Natural Gas Service Regulators-XQ9802
AGA FOM	EN-Fluidic Oscillation Measurement for Natural Gas Applications-XQ0503
AGA GMM-1	EN-Gas Measurement Manual - Part 1: General-XQ1081
AGA GMM-10	EN-Gas Measurement Manual - Part 10: Pressure and Volume Control-XQ0584
AGA GMM-11	EN-Gas Measurement Manual - Part 11: Measurement of Gas Properties-XQ8804
AGA GMM-12 AND 13	EN-Gas Measurement Manual - Part 12: Meter Proving; and Part 13: Distribution Meter Data-XQ0278
AGA GMM-14	EN-Gas Measurement Manual - Part 14: Meter Repair and Selection-XQ0381
AGA GMM-15	EN-Gas Measurement Manual - Part 15: Electronic Corrector-XQ9901
AGA GMM-2	EN-Gas Measurement Manual - Part 2: Displacement Metering-XZ0277
AGA GMM-3	EN-Gas Measurement Manual - Part 3: Gas Orifice Meters-XQ9011
AGA GMM-4	EN-Gas Measurement Manual - Part 4: Gas Turbine Metering-XQ0684

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 16 de 69

AGA GMM-5	EN-Gas Measurement Manual - Part 5: Other Measurement Methods-XQ0483
AGA GMM-6	EN-Gas Measurement Manual - Part 6: Auxiliary Devices-XQ0779
AGA GMM-7	EN-Gas Measurement Manual - Part 7: Measurement Calculations and Data Gathering-XQ0379
AGA GMM-8	EN-Gas Measurement Manual - Part 8: Electronic Flow Computers and Transducers-XQ8805
AGA GMM-9	EN-Gas Measurement Manual - Part 9: Design of Meter and Regulator Stations-XQ8803
AGA INT-OfG	EN-Interchangeability of Other Fuel Gases with Natural Gases -Research Bulletin 36-XH0203
AGA INT-WIM	EN-Interchangeability: What it Means-XH0202
AGA REPORT 10	EN-Speed of Sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases-XQ0310
AGA REPORT 11	EN-Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter-XQ0311
AGA REPORT 3-1	EN-ORIFICE METERING OF NATURAL GAS AND OTHER RELATED HYDROCARBON FLUIDS PART 1 General Equations and Uncertainty Guidelines-Third Edition; XQ9017; 2 nd printing: June 2003
AGA REPORT 3-2	EN-ORIFICE METERING OF NATURAL GAS AND OTHER RELATED HYDROCARBON FLUIDS PART 2 Specification and Installation Requirements-Fourth Edition; XQ0002; 2 nd Printing June 2003
AGA REPORT 3-3	EN-ORIFICE METERING OF NATURAL GAS AND OTHER RELATED HYDROCARBON FLUIDS PART 3 Natural Gas Applications-Third Edition; XQ9210; 2 nd printing: June 2003
AGA REPORT 3-4	EN-ORIFICE METERING OF NATURAL GAS AND OTHER RELATED HYDROCARBON FLUIDS PART 4 Background Development Implementation Procedure and Subroutine Documentation for Empirical Flange- Tapped Discharge Coefficient Equation-
AGA REPORT 4*	EN-Natural Gas Contract Measurement and Quality Clauses-XQ0904
AGA REPORT 5	EN-Natural Gas Energy Measurement-XQ0901; Includes Access to Additional Content
AGA REPORT 7	EN-Measurement of Natural Gas by Turbine Meters (2006)-XQ0601
AGA REPORT 8	EN-COMPRESSIBILITY FACTORS OF NATURAL GAS AND OTHER RELATED HYDROCARBON GASES-Second Edition; XQ9212; 2 nd printing: July 1994; 3 rd printing: November 2003
AGA REPORT 9	EN-Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters-Second Edition; XQ0701
AGA TOMS	EN-The Theory and Operations of Meter Shop Sonic Nozzle Proving Systems for the Natural Gas Industry-XQ030

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 17 de 69

National Institute of Standards and Technology –NIST.

La agencia estadounidense encargada de proveer trazabilidad a las mediciones en todos los campos, incluyendo gas natural, es el *National Institute of Standards and Technology* NIST (Instituto Nacional de Estándares y Tecnología).

Anualmente el NIST publica el estándar, "*Technology Handbook 44: "Specifications, Tolerances, and Other Technical Requirements for Weighing and Measuring Devices"*". Este documento incluye una serie de normas para diferentes dispositivos de medición, incluyendo medidores de gas.

3. MÉXICO

3.1 Sistema de Transporte de gas natural en México.

México es el tercer productor de gas natural en Norte América, después de Estados Unidos y Canadá. De acuerdo con el Informe BP Statistical Review de 2012, la producción de gas natural de México durante 2011 fue de 52,5 mil millones de m³/año, (1854 mil millones de ft³/año) para atender un consumo interno de 68,9 mil millones de m³/año, con importaciones desde EEUU por 14,09 mil millones de m³/año.

La infraestructura de gasoductos de México está constituida por más de 12400 km de ductos que conforman el *Sistema Nacional de Gasoductos* (SNG), propiedad de Pemex. Ante la creciente demanda, recientemente se construyeron 3400 kilómetros nuevos, lo cual representa un crecimiento del 27 por ciento, respecto a la anterior red de 9000km

La industria petrolera nacional, y en particular Petróleos Mexicanos (Pemex), hasta 2010 utilizaba su propia regulación interna tanto para sus diseños, como para la construcción de sus instalaciones, la operación, la administración y el mantenimiento de los puntos de medición, de acuerdo a los estándares y prácticas recomendadas por la industria internacional, complementándola con las existentes en el ámbito nacional. [8]

3.2 Marco Regulatorio.

Como parte de las reformas a la *Ley Federal de Derechos*, relativas al Régimen Fiscal de Pemex, publicadas en noviembre 2010, el Congreso de la Unión instruyó a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para emitir la regulación que deberá observar Pemex Exploración y Producción (PEP) en la medición de los volúmenes extraídos de hidrocarburos, tanto aceite, gas y condensados, en el área de exploración y producción.

Atendiendo este mandato de Ley, la *Comisión Nacional de Hidrocarburos* (CNH) publicó el 30 de junio de 2011 la Resolución CNH.06.001/11, por la cual se dan a conocer los *Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos* (LTMH), con vigencia a partir del siguiente día de su publicación. [8]

A través de ellos, la CNH estableció las bases normativas que, tomando en cuenta la experiencia nacional e internacional, regularán los sistemas de medición de los hidrocarburos extraídos, desde los pozos hasta los puntos de venta interna y de exportación, pasando por los puntos de transferencia de custodia interna.

Esta regulación sobre la medición de hidrocarburos líquidos y gaseosos tiene como objetivo establecer los criterios para la medición fiscal y de transferencia de custodia de hidrocarburos en México. Para esto, establece los requisitos mínimos que se deben observar en los sistemas de

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 18 de 69

medición de hidrocarburos por parte de PEP para el diseño, en la calidad y tipo de materiales, en su instalación, operación, así como en los probadores.

3.3 Normas Oficiales Mexicanas

Las Normas Oficiales Mexicanas (NOMs) complementan el marco regulador de la industria de gas natural, ya que establecen los estándares técnicos relativos al diseño, construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de gas natural a que deben sujetarse los agentes regulados.

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 19 de 69

PARTE A.2 - SUR AMÉRICA

4. ARGENTINA

4.1 Sistema de transporte de gas natural en Argentina.

A fines de 1992, el Gobierno argentino completó el proceso de privatización de *Gas del Estado*, la empresa estatal que se había dedicado al transporte y la distribución del gas natural en la Argentina por más de 45 años, mediante las Leyes No. 23.696 y No. 24.076 (*Ley del Gas*) y el Decreto No. 1.189/92 del Poder Ejecutivo Nacional, mediante los cuales se dispuso la privatización de los servicios de transporte y distribución de gas natural y se resolvió la constitución de las sociedades que recibirían las licencias para operar dichos servicios.[9]. Como consecuencia de este proceso, el sistema de transporte y distribución de gas quedó bajo la responsabilidad de empresas privadas: nueve compañías de distribución y dos de transporte (*Transportadora de Gas del Norte –TGN* y *Transportadora de Gas del Sur –TGS*).

Actualmente, TGN opera un sistema de 6183 km de gasoductos, 20 estaciones compresoras y 271,2MW (363710HP) de potencia instalada [9]. Por su parte, TGS opera una red de 8627 km de extensión en total, con 30 estaciones compresoras y una potencia instalada de 431,8MW (579090HP), que conecta las cuencas de gas Neuquina, San Jorge y Austral con el los puntos de consumo del sur argentino, incluidos Capital Federal y Buenos Aires [10]. De acuerdo con el *BP Statistical Review 2012*, la producción de gas natural de Argentina durante 2011 fue de 38,8mil millones de metros cúbicos (10^9 m^3), con un consumo interno de $46,5 \times 10^9 \text{ m}^3$. La diferencia se suple con importaciones principalmente desde Bolivia ($3,58 \times 10^9 \text{ m}^3$).

4.2 Marco Regulatorio. La Ley del Gas y ENERGAS.

La *Ley del Gas* de 1992 creó al *Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)*, que es el organismo que tiene como objeto regular, fiscalizar y resolver las controversias suscitadas en relación al servicio público de gas. De acuerdo con el Art. 52 (b), el ente regulador tiene la facultad de:

Art. 42 b) Dictar reglamentos a los cuales deberán ajustarse todos los sujetos de esta Ley en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de escapes de gas, de acceso a inmuebles de terceros, calidad del gas y odorización.[11]

4.3 Normatividad en Medición. Resolución 89 de 2012. Reglamento técnico y metrológico para sistemas de medición de gas

Mediante la Resolución 89/12, con vigencia a partir del 13 de septiembre de 2012, la *Secretaría de Comercio Interior* aprobó el *Reglamento técnico y metrológico para los sistemas de medición de gas natural con medidor ultrasónico* que posean indicación en volumen a condiciones de base corregido según el poder calorífico de referencia, de capacidad igual o mayor a $40000 \text{ m}^3/\text{h}$, y cuyas mediciones sean utilizadas para operaciones de exportación e importación, transacciones comerciales, y la transferencia en custodia entre empresas productoras, transportistas y distribuidoras. [12]

Los Sistemas de Medición de Gas Natural con Medidor ultrasónico, así como sus dispositivos principales, que se fabriquen, importen, comercialicen e instalen en el país deberán cumplir con este Reglamento a partir del 13 de septiembre de 2013. Los sistemas que se encuentren instalados actualmente, o que se instalen hasta el 13 de septiembre de 2013 deberán dar cumplimiento al nuevo Reglamento a partir del 01 de enero de 2018.[12].

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 20 de 69

5. BRASIL

5.1 Sistemas de transporte de gas natural de Brasil

El sistema de gasoductos del interior de Brasil es operado por la filial de Petrobras Transpetro. En 2005, comenzó la construcción del Unificação Gas (Gasun tubería) que unirá a Mato Grosso do Sul, en el suroeste de Brasil, Maranhão, en el nordeste. Sinopec de China es un contratista del gasoducto Gasene, que unirá el noreste y sureste de redes. Petrobras también está construyendo el gasoducto Urucu-Manaos, que unirá las reservas de gas Urucú a las centrales eléctricas en el estado de Amazonas.

De acuerdo con el más reciente informe BP Statistical Review, en 2011, la producción de gas natural fue de 16,7 mil millones de m³/año (589,75 mil millones de ft³/año), lo cual es menor que su consumo interno (26,7 mil millones de m³/año). El faltante se suple con importaciones de gas, las cuales provienen principalmente de Bolivia (9,74 mil millones de m³/año) a través del gasoducto Bolivia-Brasil (Gasbol), de Argentina a través de la Transportadora de Gas del Mercosur (Paraná-Uruguay), y de importación de GNL. Brasil ha mantenido conversaciones con Venezuela y Argentina para construir un nuevo sistema de gasoductos (Gran Gasoducto del Sur) que una los tres países.

5.2 Contexto Regulatorio

En Brasil, el *Reglamento Técnico de Medición de Petróleo y Gas Natural* RTM-(PANP/INMETRO 1/2000, 2000) establece los requisitos que deben contener los sistemas de medición de gas natural con el fin de garantizar una medición exacta y completa. En este Reglamento se establecieron las condiciones y requisitos mínimos para los sistemas de medición de petróleo y gas natural, a fin de asegurar resultados exactos y confiables. El Reglamento establece reglas relacionadas con el diseño, instalación, operación, pruebas y el mantenimiento en condiciones de trabajo de sistemas de medición, incluyendo medición fiscal de producción, control operacional, y transferencia de custodia. [13]

El desarrollo de la RTM se basó en una serie de normas y resoluciones, con predominio de los documentos normativos de las siguientes instituciones internacionales.

- Organización Internacional de Metrología Legal (OIML);
- Manual de Normas de Medición del Petróleo (MPMS)
- American Petroleum Institute (API);
- Organización Internacional de Normalización (ISO);
- American Gas Association (AGA).
- Asociación Brasileña de Normas Técnicas (ABNT);
- Instituto Nacional de Pesas y Medidas (INPM) - extinto;
- National Petroleum Council (NPC) - extinto.

De acuerdo con el RTM los sistemas de medición de gas natural deben utilizar medidores ultrasónicos, turbinas y placas de orificio, que representan la base más amplia de los sistemas de medición que se utilizan en las mediciones fiscales y operacionales.[14] Así mismo, el RTM requiere que los sistemas de medición de gas natural para transferencia de custodia deben ser diseñados, operados y calibrados de tal manera que la incertidumbre de medida sea menor de $\pm 1,5\%$. Los demás sistemas de medición deben tener una incertidumbre menor que $\pm 3\%$ [15]

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 21 de 69

6. VENEZUELA

6.1 Sistema de transporte de gas natural de Venezuela

De acuerdo con el Informe BP Statistical Review 2012, Venezuela tiene reservas probadas de 5,5 billones de metros cúbicos (195,2 billones de pies cúbicos), equivalentes al 2,7% de las reservas mundiales de gas natural. En 2011, Venezuela produjo 31,2 mil millones de m³ (1101 mil millones de ft³/año), que son insuficientes para atender una demanda que 33,1 mil millones de m³, por lo cual importa 2,11 mil millones de m³ desde Colombia, a través de la Guajira.

Para el año 2000, la infraestructura de transporte de gas natural por gasoductos comprendía 5000km de gasoductos, con una capacidad de 62,9 millones de m³/día. Sin embargo, tras la creación de ENAGAS en el 2000, se estimó que se requerían por lo menos cinco nuevos sistemas de gasoductos que permitieran ampliar en 42,5 millones de m³/día la capacidad existente. [16]

Por esta razón, Venezuela adelanta actualmente el "Plan Nacional de Construcción de Gasoductos 2012-2016" que tiene el objetivo de construir entre 1620 km de gasoductos a lo largo y ancho del país, e incrementar la capacidad de transporte de gas en 80,41 millones de m³/día. (2480 millones de ft³/día). Dentro de este plan, en junio de 2012 fue inaugurado un nuevo tramo del gasoducto Soto – Anaco, de 29km y 914mm (36in) de diámetro, el cual tiene una capacidad de transporte de 14,16 millones de m³/día (500 millones de ft³/día) principalmente destinado a atender la demanda de gas para generación eléctrica en el sistema centro-occidente. [17]

6.2 Marco Regulatorio. ENAGAS y la Ley Orgánica de Hidrocarburos gaseosos.

En 1999 se aprobó en Venezuela el Decreto No. 310 con rango y fuerza de **Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos**, el cual definió el marco legal que ampara el negocio del gas en toda la cadena de valor, permitiendo la participación del sector privado en todas sus fases. [18]

En el año 2000, se promulgó el Decreto No. 840 para reglamentar la Ley Orgánica. Esta Ley creó además un ente con autonomía funcional denominado **Ente Nacional del Gas** con el objetivo de promover el desarrollo del sector y la competencia en todas las fases de la industria de los hidrocarburos gaseosos relacionadas con las actividades de transporte y distribución. Los aspectos técnicos de la Ley Orgánica son desarrollados en el "Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos" el cual define aspectos regulatorios como el otorgamiento de permisos, la fijación de tarifas y la asignación presupuestal y de funciones del Ente nacional de Gas. [19]

6.3 Normativa de referencia para medición de gas natural. Las Normas técnicas para la Fiscalización Automatizada del Gas Natural.

La Resolución Número 002, publicada en la Gaceta Oficial número 38.602, de fecha 11 de enero de 2007, precisa que el diseño, instalación, operación, calibración y mantenimiento del sistema de medición debe realizarse de acuerdo a las *Normas Técnicas para la Fiscalización Automatizada del Gas Natural* emitida por el Ministerio de Energía y Petróleo MENPET.[20][21]

Los sistemas de medición indicados en la resolución deberán estar instalados y aprobados por el MENPET y en operación a un plazo máximo de seis meses contados a partir de la publicación.

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 22 de 69

La Norma técnica para la fiscalización automatizada del gas natural está referida principalmente a la ley Orgánica de Hidrocarburos gaseosos, y basada en referencias internacionales AGA, API, ISO y OIML. En particular, la Norma Técnica establece como condiciones de referencia para la medición de gas: 15,6°C y 14,696psi (101325Pa). Además, establece diferentes límites de incertidumbre de acuerdo al propósito de la medición, y según el poder calorífico del gas:

Clase	Propósito	Incertidumbre
G1	Medición fiscal o transferencia de custodia de gas con alto contenido de C2, o de alto poder calorífico.	1%
G2	Medición fiscal o transferencia de custodia de gas con alto contenido de metano	2%
G3	Medición de gas para utilizarlo como combustible, levantamiento de gas, gas de inyección, remoción de oxígeno:	3%
G4	Medición de gas a venteo	5%

Esta Normatividad técnica es la única de las analizadas en el presente informe que establece límites distintos de incertidumbre permitida en la medición, de acuerdo al poder calorífico del gas.

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 23 de 69

PARTE B – EUROPA

7. ALEMANIA

7.1 Sistema de transporte de gas en Alemania.

Por su ubicación en el centro geográfico de Europa, Alemania tiene un buen acceso a los suministros de gas natural desde el Mar del Norte, los Países Bajos y Rusia. Alemania cuenta con la tercera reserva de gas más grande de la Unión Europea, tras el Reino Unido y los Países Bajos, y actualmente produce cerca del 18% de su demanda nacional. La longitud total de la red de transporte de gas natural es de aproximadamente 380000km. Cerca de 103000km (27%) corresponde a tuberías de alta presión (100bar a 1bar), alrededor de 150000 km (39%) son tuberías de presión media (1bar a 100mbar) y cerca de 127000km (35%) son tuberías de baja presión.[22] De acuerdo con el *BP Statistical Review 2012*, la producción de gas natural de Alemania durante 2011 fue de 10 mil millones de m³ (10⁹ m³), pero su consumo fue de 72,5x10⁹ m³, la diferencia se suple con importaciones principalmente desde Noruega (28,42x10⁹ m³) y Holanda (23,65x10⁹ m³)

7.2 Marco Regulatorio. La Ley de Energía.

En Alemania, la Ley de Energía (EnWG, *Energiewirtschaftsgesetz*) proporciona el marco legal, y delega la responsabilidad a las compañías de gas, y la estipulación de los requisitos técnicos necesarios a la DVGW (German Technical and Scientific Association for Gas and Water). La Ley de Energía se refiere a los códigos de prácticas de la DVGW bajo la aceptación de que la aplicación de las normas técnicas del DVGW asegura un suministro de gas confiable, seguro, económico y del medio ambiente.

7.3 Documentos normativos de la DVGW[23]

- DVGW G 491 Estaciones de regulación de gas para presiones de 100bar. Planificación, producción, construcción, pruebas, puesta en marcha y operación
- DVGW G 492 Estaciones de medición de gas para una presión de trabajo de hasta 100 bar y que incluye, planificación, producción, construcción, pruebas, puesta en marcha, operación y mantenimiento
- DVGW G 495 Mantenimiento de estaciones de gas natural
- DVGW G 486 Factor de compresibilidad de gas y factores de desviación de la ley de los gases naturales - Cálculo y aplicación
- DVGW G 488 Estaciones para la medición de la composición del gas - la planificación, construcción, operación

Normas armonizadas [24]

- EN 1359 Medidor de gas; Versión alemana EN 1359:1998 + A1: 2006
- DIN EN 12261 Medidor de gas, turbina; Versión alemana EN 12261:2002 + A1: 2006
- DIN EN 12480 Medidor de gas, medidores de gas rotativos; Versión alemana EN 12480:2002 + A1: 2006 (9/2007) Corrección de errores de 1 a DIN EN 12480:2007-09

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 24 de 69

- DIN EN 14236 Ultrasónicos: medidores de gas domésticos, versión alemana EN 14236:2007 (6/2008)
- OIML R 137 Contadores de gas.
 - Parte 1: Requisitos metrológicos y técnicos (2012)
 - Parte 2: Controles metrológicos y pruebas de rendimiento (2012)
- OIML R 140 Sistemas de medición de combustible gaseosos (2007)

7.4 Regulación en Medición.

De acuerdo con el artículo 73 de la Constitución de la *República Federal de Alemania*, el Gobierno Federal promulga leyes relativas a los pesos y medidas y la determinación del tiempo. El *Bundesrat* (Consejo Federal) debe dar su consentimiento a todas las normas legales relativas a la metrología y verificación. De acuerdo con la Constitución, la aplicación de las leyes federales recae en las entidades federativas. PTB es la autoridad federal responsable de la metrología legal. Sin embargo, la verificación de instrumentos de medición sólo la realizan las autoridades de inspección de los 16 estados federales. [25]

- **Ley de Metrología y Verificación.** Esta Ley tiene por objeto proteger al consumidor en las transacciones comerciales y garantizar la confiabilidad de la medición de la salud, el trabajo y la protección del medio ambiente. Los objetivos de protección de la Ley de Verificación se alcanzan a través de medidas preventivas (esencialmente aprobación tipo y verificación de instrumentos de medición) o por las medidas represivas (supervisión de los instrumentos de medición verificados).[26]
- **Ordenanza de la Ley de Verificación, del 12/08/1988.** La Ordenanza de la Ley de Verificación específica, en 23 apéndices, los detalles de las regulaciones especiales y los errores máximos permitidos para las categorías de instrumentos de medición individuales. Los requisitos técnicos para la construcción de medidores se encuentran sobre todo en los requisitos de PTB y/o normas.

La Ordenanza de la Ley de Verificación también contiene referencias a las Directivas del Consejo de la Comunidad Europea (directivas de la CE), que cubren todos los requisitos técnicos y los errores máximos permisibles para los medidores. Los instrumentos de medición aprobados y verificados de conformidad con una directiva de la CEE se puede utilizar en todos los Estados miembros de las Comunidades Europeas sin requisitos nacionales adicionales.[26]

8. ESPAÑA

8.1 Sistema de transporte de gas natural en España.

En 2007, la red de transporte de gas natural en España comprendía una longitud total de 63199km, incluyendo 7700 km de red de transmisión que opera a una presión de 72 a 80bar. La red de transporte es en su mayoría propiedad de *Enagás*, el gestor técnico del sistema, mientras que la compañía *Gas Natural* posee la mayoría de la red de distribución.

La producción de gas natural en España es marginal, por lo cual España es principalmente un país importador de gas. De acuerdo con el *BP Statistical Review 2012*, la demanda interna de gas natural en España, durante 2011 fue de 32,1 mil millones de m³/año (1133,6 mil millones de ft³/año), atendida con importaciones de 24,16 x10⁹ m³/año de GNL proveniente de Qatar, Argelia, Nigeria, Egipto y Trinidad y Tobago, y 12,48 x10⁹ m³/año de gas natural principalmente desde Noruega y Argelia, con algunas re-exportaciones.

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 25 de 69

La infraestructura de transporte de gas se desarrolla bajo el sistema regulado que permite la recuperación total por parte del desarrollador. El gobierno está usando un método de planificación de infraestructura para evaluar la necesidad de nuevos desarrollos en transmisión de gas y regasificación. A las empresas que construyan la planta o gasoductos requeridos se les garantiza el retorno de su inversión, pero tendrá que estar disponible para su uso por parte de terceros. A pesar de que es posible desarrollar la infraestructura fuera del sistema regulado, nadie se ha decidido hacerlo debido al alto riesgo que se incurre sin la garantía de recuperación de costos.[27]

8.2 Marco Regulatorio. Ley 12 de 2007

El sector del gas está regulado por el *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio* y la *Comisión Nacional de Energía* (CNE). El Ministerio tiene poderes reguladores, como la fijación de precios y lleva a cabo la planificación de las inversiones en infraestructuras, con las que se construyó la mayoría de la infraestructura energética de gas.

A partir de 2007, el sistema de transporte de gas natural de España se adaptó a lo dispuesto por la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, que establece la figura de *Gestor Técnico del Sistema*.

“El Gestor Técnico del Sistema, será responsable de la operación y de la gestión técnica de la Red Básica y de transporte secundario, y garantizará la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. El Gestor del Sistema ejercerá sus funciones en coordinación con los distintos sujetos que operan o hacen uso del sistema gasista bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia.”

En ese sentido, la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, estableció que la empresa Enagás, asumiría las funciones, derechos y obligaciones del Gestor Técnico del Sistema gasista, mediante la creación de una Unidad Orgánica específica cuyo Director Ejecutivo es nombrado y cesado por el Consejo de Administración de la empresa, con el visto bueno del Ministro de Industria, Turismo y Comercio.[28]

Los procedimientos y mecanismos para la gestión técnica del sistema se establecen en el *Código de Red* que sigue los principios de objetividad, transparencia y no discriminación. El código es aprobado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en colaboración con Enagás y la industria del gas.

8.3 Las Normas de Gestión Técnica del Sistema –NGTS[29]

Las *Normas de Gestión Técnica del Sistema* (NGTS), son aprobadas y publicadas en la Orden ITC/3126/2005 del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Las NGTS establecen las relaciones entre los diferentes agentes que acceden al sistema de transmisión de gas y los correspondientes procedimientos de actuación, al objeto de asegurar la continuidad y seguridad del suministro de gas en el Sistema Gasista.

Las NGTS son la culminación de un proceso llevado a cabo entre 2000 y 2005, que generó un texto consensuado entre el Gestor Técnico del Sistema y las compañías Transportistas, Distribuidoras y Comercializadoras. El contenido de las NGTS se complementa con los *Protocolos*

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 26 de 69

de *Detalle* correspondientes. Las NGTS son de aplicación al propio Gestor Técnico del Sistema (GTS), a los Transportistas, Distribuidores, Comercializadores y Consumidores que se autoabastezcan.

Las Normas establecen las condiciones generales técnicas para el uso de las instalaciones por parte de los usuarios, los requisitos y el calendario para la realización de programaciones y nominaciones, los criterios fundamentales relativos a los sistemas y procedimientos de medición, así como las bases para la elaboración del reparto de los consumos y la de los balances de existencias de gas, tanto por usuario, como por instalación.

Por otro lado, las Normas recogen las líneas principales para la operación de las instalaciones, previéndose la elaboración de los correspondientes protocolos de detalle para todos aquellos aspectos para los que se precise una mayor definición.

Finalmente, las Normas también incluyen los procedimientos de gestión del sistema en tres escenarios de operación, Normal, Excepcional y de Emergencia, caracterizados cada uno de ellos en función del valor que adopten una serie de variables básicas de control de la situación del Sistema Gasista, definidas también en las citadas Normas.

El conjunto de medidas recogidas en las Normas, junto con los Protocolos de Detalle aprobados según la Resolución de 13 de marzo de 2006 de la *Dirección General de Política Energética y Minas*, establecen las reglas de actuación que deben seguir tanto el Gestor Técnico del Sistema, los titulares de las instalaciones así como cada uno de los usuarios que hacen uso del derecho de acceso a las mismas.

8.4 Protocolo de Detalle PD-01 –Medición.

La legislación española establece el kWh como unidad de energía del gas natural. El cálculo de la energía se realiza a partir del volumen de gas medido en condiciones normales, $T=0^{\circ}\text{C}$ $P=1,01325$ bar, y el Poder Calorífico Superior (PCS) que se obtiene mediante el análisis del gas natural por equipos de cromatografía de gases. La medición de gas natural se realiza con equipos certificados y homologados metrológicamente por organismos independientes y de reconocido prestigio, y utilizando normas internacionales vigentes para su cálculo.

El gas natural, y/o gas procedente de fuentes no convencionales, tales como el biogás, introducidos en el sistema gasista español deberán cumplir con las especificaciones de calidad establecido en las Normas de Gestión Técnica del Sistema y en el Protocolo de Detalle PD-01.

Los principales referencias de normatividad técnica en España son ISO y UNE

9. HOLANDA (PAÍSES BAJOS)

9.1 Sistema de transporte de gas natural en Holanda.

El mercado del gas en los Países Bajos es muy maduro, con la mayor tasa de penetración de gas en Europa occidental. La industria del gas natural se desarrolló en la década de 1960 después de un descubrimiento importante de gas en la provincia de Groningen. La estructura de la industria del mercado del gas holandés ha evolucionado desde entonces, a partir de la gestión conjunta de la producción y las exportaciones de gas por parte del Estado y grandes productores como Shell y Exxon. La red de gas holandés comprende 11500 km de tuberías, 52 puntos de entrada (35 de los yacimientos de gas y 17 holandeses de las redes de los países vecinos), 1100 estaciones de entrega, 23 estaciones de exportación y 9 estaciones de compresión.[30]

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 27 de 69

De acuerdo con el Informe BP Statistical Review 2012, la producción de gas natural en Holanda durante 2011 fue de 64,2 mil millones de m³/año (2267mil millones de ft³/año) para atender un consumo interno de 38,1 mil millones de m³/año. Por ser un país de tránsito desde los principales países productores en el este y norte de Europa (Noruega y Rusia) hacia los países importadores de Europa Occidental, Holanda es un país tanto importador (13,63mil millones de m³/año) como exportador (50,35mil millones de m³/año) de gas natural.

9.2 Marco Regulatorio. La Ley del Gas

En Holanda (Países Bajos), existe un sistema de acceso regulado a la red. Esto significa que una autoridad reguladora independiente aprueba los términos y condiciones de acceso y garantiza el cumplimiento de las disposiciones de la *Ley del Gas*. El objetivo de este sistema es promover un mercado del gas completamente liberalizado, pero con un acceso transparente y no discriminatorio a la *red de transmisión nacional de gas* y red de distribución, para todos los participantes del mercado.[31]

En los Países Bajos la responsabilidad de regulación se ha asignado a la *Oficina de Regulación de la Energía* (Energiekamer), que es parte de la *Autoridad Holandesa de Competencia* (NMa). Entre otras cosas, el NMa es un organismo gubernamental independiente, encargado de la regulación de los mercados del gas y la electricidad en los Países Bajos. Con la aprobación de la *Ley del Gas* en el año 2000, el mercado de gas natural se abrió poco a poco a más agentes. Actualmente, La Oficina de Regulación de Energía supervisa a los operadores de red, emite las licencias para el suministro de gas, fija las tarifas para el transporte de gas, y resuelve los problemas con el fin de hacer que el mercado funcione lo mejor posible.[30]

Las principales condiciones para el acceso a la red se establecen en el *Código de Red*. El Código de Red es adoptado por la NMa sobre la base de las propuestas que sean presentadas por los operadores de las redes de distribución y el operador del sistema de transmisión nacional. En los Países Bajos, desde 2004 el operador responsable del sistema de transporte de gas, es la *Compañía Gas Transport Service* (GTS), subsidiaria de N.V. Nederlandse Gasunie, que es la propietaria de la red primaria de transporte de gas.

Además del Código de Red, el operador elabora los términos y condiciones específicas de acceso a la red en las *condiciones de transmisión de servicio* (TSC). Las TSC tienen el estatus de las disposiciones generales de contrato y es parte del contrato bilateral entre el GTS y sus clientes. Las condiciones de conexión entre el sistema de la red nacional y los usuarios finales, operadores de la red de distribución u otros operadores de red, también están redactados en los contratos bilaterales. [31]

Como ejemplo, se anexa el Código de Red de GTS, operador del sistema de transmisión nacional de los Países Bajos. También se puede consultar en el siguiente enlace: <http://www.gastransportservices.nl/uploads/bestanden/20f36ec8-4725-456e-a23d-5aba8afa0cd1>

Las principales referencias técnicas para el sector gas en Holanda son ISO, DIN, y OIML.

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 28 de 69

10. ITALIA

10.1 Sistema de transporte de gas natural de Italia.

Italia es un país principalmente importador de gas natural. De acuerdo con el informe *BP Statistical Review 2012*, el consumo interno en 2011 fue de 71,3 mil millones de metros cúbicos (2518 mil millones de ft³/día) abastecido principalmente con importaciones desde Rusia (15,43 mil millones de m³/año), Argelia (21,31 mil millones de m³/año), y Europa Central (21,73 mil millones de m³/año).

El sistema de transporte de gas italiano es más de 33000 kilómetros de longitud, de los cuales, 31081 km son propiedad de Snam Rete Gas, el principal operador de transporte de gas, una entidad legalmente separada y de propiedad de ENI. De conformidad con el Decreto Legislativo 164/2000, Snam Rete Gas se ha dividido en dos partes: la primera, que pertenecen a la Red Nacional de Gasoductos, para un total de 8548 km, y el segundo a la Red de Gasoductos Regionales, para otros 22533 km.

La *Red Nacional de Gasoductos* consta principalmente de gasoductos de alta presión. La red también incluye tuberías interregionales utilizadas para conectar las áreas clave de consumo. La Red de Gasoductos Regionales, que consiste en las otras partes de la red de Snam Rete, permite el transporte de gas natural en áreas específicas (por lo general dentro de las regiones) para abastecer a los consumidores industriales, generadores de electricidad y las redes de distribución urbana. [32]

10.2 Marco regulatorio.

El transporte de gas natural en Italia es regulado sobre la base de las disposiciones establecidas por la *Autoridad Italiana de Electricidad y Gas –AEEG*. Las reglas para el acceso y uso del servicio de transporte son proporcionadas por Snam Rete Gas y los estándares de calidad del servicio se definen en el Código de Red, que es presentado por Snam Rete y aprobado por la Autoridad.

La *Autoridad* también regula sistema de tarifas de transporte de gas natural que establece los criterios para la determinación de las tarifas para cada periodo regulatorio. En particular, la Resolución ARG / gas 184/09 define los criterios arancelarios para el período actual, que tiene una duración de cuatro años (1 enero 2010 a 31 diciembre 2013).[33][34]

10.3 El Código de Red.

El Código de la red es un conjunto de normas que regula el acceso al sistema de transporte. Se aplica a todo el gas transportado y hace referencia a todas las partes con las que la transportadora firme *contrato de transporte* ("Contratto di Trasporto"). Además, el Código de red especifica las reglas para la reserva de capacidad de transporte y define el marco que permite prestar un servicio de transporte de gas de forma segura, transparente y neutral. Este marco incluye procesos tales como los programas de transporte, nominaciones, balanceo, medición, facturación y emergencias.

El código se puede consultar en el siguiente enlace:
[http://www.snamretegas.it/export/sites/snamretegas/repository/file/ENG/Network_Code/codice di Rete_150206.pdf](http://www.snamretegas.it/export/sites/snamretegas/repository/file/ENG/Network_Code/codice_di Rete_150206.pdf)

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 29 de 69

11. NORUEGA

11.1 Sistema de transporte de gas natural en Noruega

El Sector del gas natural de Noruega cuenta con un gran volumen de producción *off-shore* de gas, que equivale a más de 100 mil millones de m³/año (3531 mil millones de ft³/año), en muchos campos de la plataforma continental noruega, tanto en el Mar del Norte y el Mar de Noruega. El gas se recoge para su exportación al mercado de Europa Occidental a través de la red de transporte, que consta de 7800 kilómetros de tuberías con puntos de entrega en el Reino Unido y Europa. Esta es la mayor red de gasoductos *off-shore*.

Una parte del gas producido se destina al consumo interno. El gas natural representa menos del 2 por ciento del total del consumo neto de energía, incluyendo el uso de combustible y gas quemado en *tea off-shore*, para el cual aplica un impuesto sobre las emisiones de CO₂. [35]

GASSLED/GASSCO es la compañía responsable de la operación del sistema de transporte de gas noruego a Europa continental y el Reino Unido a través de 7975 kilómetros de la red de tuberías.

11.2 Marco Regulatorio. El *Norwegian Petroleum Directorate*

El marco regulatorio y las políticas para las actividades petroleras, son determinadas por el Parlamento Noruego y el Gobierno. La Política es ejecutada por el Gobierno, con el apoyo de los ministerios y otras agencias gubernamentales.

El *Ministerio de Petróleo y Energía* es el responsable de administrar los recursos del petróleo. Esto incluye la aprobación de las licencias y permisos necesarios para las actividades de petróleo en la plataforma continental. La gestión de los recursos y los asuntos administrativos son abordados por la Dirección Noruega del Petróleo *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD), que está subordinado administrativamente al Ministerio, y principalmente es un órgano consultivo. [35]

La Dirección Noruega del Petróleo ha establecido normas relativas a la gestión de recursos en las actividades petroleras (el Reglamento de gestión de recursos) y los reglamentos relativos a la medición de petróleo para fines fiscales y para el cálculo del impuesto sobre el CO₂ (el *Reglamento de Medición*).

Estas normas se han estipulado de conformidad con la Ley del Petróleo y la Ley del Impuesto sobre el CO₂, y funcionar como un complemento de las disposiciones de estos dos actos, así como los reglamentos relativos a la Ley del Petróleo.[36]

11.3 Reglamento de Medición de productos del petróleo para propósitos fiscales y para el cálculo de los impuestos de CO₂

Las normas relativas a la medición de productos del petróleo para fines fiscales y para el cálculo del impuesto sobre el CO₂, fue emitido por la Dirección Noruega del Petróleo el 01 de noviembre 2001, de conformidad con el artículo 86 de *Reglamento de la Ley relativa a las actividades petroleras* emitidas por el Real Decreto No. 653 del 27 de junio 1997, y la Ley No. 72 Sección 10.4, del 29 de noviembre 1996, referente a las actividades petroleras, y la Sección 5 de la Ley No.72 de 21 de diciembre 1990 en materia de la aprobación del impuesto sobre CO₂ para las actividades petroleras en la plataforma continental.

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 30 de 69

PARTE C – ASIA

12. COREA DEL SUR

12.1 Infraestructura de transporte de gas natural de Corea.

Corea es un país principalmente importador de gas, pues solo produce 0,5 millones de metros cúbicos de gas anuales ($\times 10^9 \text{ m}^3$), que corresponde al 1,2% de su demanda interna en 2010. Todo el gas natural importado en Corea es en forma de GNL, debido a la falta de gasoductos transnacionales en el noreste de Asia. En 2010, Corea importó alrededor de 33 millones de toneladas de GNL, principalmente de Qatar, Malasia, Indonesia, Omán, Yemen, Sakhalin (Rusia), Egipto, Brunei y Australia.

Desde 1983, la Compañía *Korea Gas Corporation* (KOGAS) tiene el monopolio de la industria del gas natural de Corea, incluyendo los negocios de importación, almacenamiento, transporte y venta mayoritaria. Otras treinta y tres compañías de gas operan el negocio minorista de gas en cada región y ciudad principal. Hay siete compañías de gas operando en el área metropolitana de Seúl con aproximadamente siete millones de clientes entre ellos. KOGAS es el mayor importador mundial de GNL.

La red de gasoductos de Corea fue construida y operada por KOGAS. La longitud total de gasoductos troncales a 2010 es de 2879 kilómetros. Los gasoductos conectan la mayoría de las ciudades y pueblos, a excepción de las pequeñas ciudades alejadas de la costa oriental. Sin embargo, estas ciudades también recibirán el suministro de gas natural a partir del 2015 cuando la terminal de regasificación SamChuck 5 esté terminada.

Actualmente, GAZPROM y KOGAS están discutiendo el posible suministro, a partir de 2017, de hasta 12 millones de $\text{m}^3/\text{año}$ (423,7 millones de $\text{ft}^3/\text{año}$) de gas a Corea del Sur, a través de un gasoducto que pasará por Corea del Norte.

12.2 Marco regulatorio.

La Ley de *Empresas de Gas*, promulgada en diciembre 31 de 1978 estableció el monopolio de toda la industria de gas de Corea en la empresa estatal KOGAS. De esta manera, el gobierno ha controlado la industria nacional del gas. Sin embargo, desde la década de los 90 se ha argumentado la necesidad de liberar el mercado e introducir competencia para mejorar la eficiencia del mercado del gas, en particular en los sectores de la importación y comercialización mayorista de gas. Recientemente se ha modificado esta Ley para permitir la liberación del mercado de gas.

13. RUSIA

13.1 Sistema de transporte de gas natural en Rusia.

Rusia es el mayor productor mundial de gas natural, con una producción de más de 607 mil millones de $\text{m}^3/\text{año}$ en 2011, y reservas por 1575 millones de millones de m^3 . El sector del gas ruso es tratado como un objetivo estratégico para el desarrollo de la economía. Por esta razón está ampliamente controlada por el Estado a través de la propiedad y la gestión de la empresa GAZPROM y su grupo de empresas filiales.

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 31 de 69

El Sistema Unificado de Suministro de Gas de Rusia (UGSS), el más grande del mundo, se compone de 155000 km de gasoductos de transporte y distribución, 268 estaciones compresoras y con una potencia instalada de más de 44,8 millones de kilovatios, seis plantas de procesamiento de gas y 24 estaciones de almacenamiento subterráneo de gas (UGS). El UGSS pertenece a GAZPROM. La desintegración vertical de la UGSS está prohibida por la Ley Federal de Suministro de Gas (artículo 14). Las empresas que forman la parte del grupo GAZPROM son dueñas de todo el sistema de transporte de UGSS, incluyendo los gasoductos principales y de alta y baja presión. El transporte de gas natural es un "monopolio natural", regulado por el Estado.[37]

13.2 Marco Regulatorio.

El acceso de los productores independientes a los gasoductos de GAZPROM está regulado por el Decreto Gubernamental No. 858, del 14 de julio de 1997, que establece el principio de acceso no discriminatorio. El acceso se concede sobre un acuerdo, a partir de una petición del productor independiente y sobre el cumplimiento de ciertos requisitos: la capacidad libre en el UGSS, los requisitos de calidad del producto, los parámetros de las normas técnicas y las condiciones y la disponibilidad de los puntos de entrada y salida.

La calidad del gas natural transportado debe estar dentro de las normas estatales y ser comprobada por los certificados de conformidad o declaraciones de conformidad (artículo 27 de la Ley Federal sobre el suministro de gas –The Gas Law, de 31 de marzo de 1999).

Los problemas de balance de gas en el sistema de transporte aún no han sido regulados por los estatutos o por otros actos normativos.[38]

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 32 de 69

PARTE D - AFRICA

14. SURAFRICA

14.1 Sistema de transporte de gas natural de Suráfrica

En 2011, la demanda de gas natural de Suráfrica fue de 4,3 mil millones de m³/año (151,85 mil millones de ft³/año), de los cuales el 3,3 fueron importados desde Mozambique a través de un gasoducto de 860km, propiedad de SASOL, un *join-venture* de los gobiernos de Sudáfrica, y de Mozambique. Este gasoducto tiene una capacidad máxima de 14,83 millones de m³/día (524 millones de ft³/día).[39]

A pesar de que sus reservas de gas natural convencional son reducidas y están disminuyendo, se estima que Suráfrica tiene recursos potencialmente grandes de *gas de esquisto*. Según un análisis reciente de la Agencia Internacional de la Energía –IEA y *Advanced Resources International*, Sudáfrica tiene 13,7 mil millones de m³ de reservas de gas de esquisto técnicamente recuperables, la mayoría de las cuales están ubicadas en la Cuenca Karoo. El desarrollo de estas reservas requiere inversiones en exploración y varias empresas internacionales han obtenido permisos para explorar la región. Sin embargo, las preocupaciones ambientales con respecto *fracking* hidráulico, han conducido a una moratoria sobre nuevos permisos y licencias existentes se están revisando.[39]

14.2 Marco Regulatorio. El Regulador Nacional de Energía de Sudáfrica.

Para impulsar el crecimiento de la industria del gas natural, Suráfrica desarrolló un régimen legislativo, que se basa en la *Ley del Gas*. La Ley de Regulación de la Energía crea el ente nacional *Regulador Nacional de Energía de Sudáfrica (NERSA)*. Los Reglamentos relacionados con la Ley del Gas, se promulgaron en 2007.[40]

Dentro de los Instrumentos legales que tiene el NERSA para regular la industria de transporte de gas natural están:

- La Ley del Regulador Nacional de Energía de Sudáfrica, de 2004;
- La Ley del Gas de 2001 ("*la Ley*");
- Las condiciones de la licencia formuladas en términos de la Ley ("*condiciones de licencia*");
- El Acuerdo sobre el Gasoducto de Mozambique entre el Gobierno de la República de Sudáfrica y SASOL Limited, incluyendo el Apéndice Uno (*el "Acuerdo"*);
- El Reglamento establecido por NERSA bajo los términos de la Ley ("*el Reglamento*").

14.3 Normativa de referencia para medición de gas natural. El NRCS

La Ley del *Regulador Nacional para las Especificaciones Obligatorias NRCS* (Ley 5 de 2008) fue promulgada en la Gaceta Oficial 31216 del 4 de julio de 2008 y entró en vigor el 1 de septiembre de 2008. El NRCS es una entidad pública que administra las especificaciones obligatorias, también conocidos como "*Reglamentos Técnicos*", en nombre del Ministro de Comercio e Industria. Prevé la administración y el mantenimiento de las especificaciones obligatorias en beneficio de la seguridad pública y la salud, así como para la protección del medio ambiente.[41]

La legislación es la culminación de un proceso de 10 años destinado a alinear Sudáfrica con las mejores prácticas mundiales en regulación, y garantizar el cumplimiento con los requisitos de la

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 33 de 69

Organización Mundial del Comercio (OMC), el *Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio* (Acuerdo OTC de la OMC) y el *Acuerdo sobre la Aplicación de medidas sanitarias y fitosanitarias* (OMC Acuerdo MSF).

En relación con la reglamentación para la medición de gas natural, en 2009 el NRCS aprobó el documento de política LM-P-018-10-09 que describe las referencias normativas que se debe usar para los sistemas e instrumentos de medición. Las principales referencias son la *Ley de Metrología Legal* (Ley 77 de 1973), la OIML R137, y OIML R140.[42]

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 34 de 69

PARTE E - OCEANÍA

15. AUSTRALIA

Desde la privatización se inició en la década de 1990, la longitud y capacidad de la red de transporte de gas en Australia se ha triplicado. A 2009, la red comprendía más de 25000 km de gasoductos de acero a alta presión dedicada al transporte de gas natural. El crecimiento de la red de transporte ha facilitado el surgimiento de un sistema de tuberías interconectadas que une las principales fuentes de suministro de gas con los centros de demanda en los mercados del sudeste.

De acuerdo con el *BP Statistical Review 2012*, la producción de gas natural de Australia durante 2011 fue de 45 mil millones de m³/año (1589 mil millones de ft³/año), con un consumo interno de 25,6 mil millones de m³/año (904 mil millones de ft³/año)

15.1 Marco Regulatorio.

La *Ley Nacional de Gas* (Ley del Gas) y el *Reglamento Nacional de Gas* (Reglas de gas) proporcionan el marco general normativo para el sector de transporte de gas. La Ley y el Reglamento de Gas comenzaron a regir desde el 2008. Esta nueva Regulación reemplaza la anterior Ley de Acceso a Gasoductos y el Código Nacional de Gas (Gas Code), que habían proporcionado el marco normativo desde 1997.

Bajo la Ley Nacional de Gas, los organismos reguladores más importantes son la *Australian Energy Market Commission* (AEMC), la *Australian Energy Regulator* (AER) y el *Australian Energy Market Operator* (AEMO). Estos organismos se han establecido para gestionar la infraestructura de gas conforme a la Ley Nacional de Gas.

Los gasoductos que requieren de una regulación económica se denominan 'gasoductos cubiertos'. Un gasoducto cubierto debe presentar un *Acuerdo de Acceso* a la *Comisión Nacional de Energía* de Australia. En el acuerdo de acceso se establecen los términos y condiciones en que los terceros pueden tener acceso al gasoducto. Los gasoductos cubiertos están obligados a publicar sus acuerdos de acceso aprobados, detallando las tarifas de referencia, y los términos y condiciones de acceso.

Los gasoductos que no están cubiertos por la Regulación están sujetos únicamente a disposiciones generales anticompetitivas de la Ley de Prácticas Comerciales *Trade Practices Act* de 1974. El acceso a los gasoductos no cubiertos, es negociado y acordado entre el propietario del gasoducto y el cliente, sin la intervención del regulador. Los gasoductos no cubiertos no están obligados a publicar las tarifas, y los términos y condiciones de acceso. La mayoría de los gasoductos de Australia no están regulados. [43]

15.2 Australian Energy Market Operator

El Operador del Mercado Energético australiano (AEMO) opera los mercados minoristas y al por mayor de gas natural en el sudeste de Australia, y en el Sistema Declarado de Transporte de gas de Victoria. AEMO opera el *mercado de gas natural a corto plazo* (STTM), que es un sistema diseñado para facilitar el comercio a corto plazo de Gas impulsada por los precios diarios. El STTM actualmente opera en Nueva Gales del Sur, Queensland y Australia del Sur.

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 35 de 69

15.3 El Reglamento Nacional de Gas.

El *Reglamento Nacional de Gas* regula el acceso a los gasoductos, y otros aspectos del mercado de gas natural. Después del inicio de AEMO, se aprobó una versión modificada del Reglamento en el Parlamento de Australia del Sur y entró en vigor el 1 de julio de 2009. Estas reglas tienen fuerza de ley y se realizan bajo la *Ley Nacional de Gas*. Entre otros aspectos, el Reglamento incluye los procesos de medición de gas, determinación de precios, nominaciones, etc. [44]

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 36 de 69

16. CONCLUSIONES

Revisado el marco regulatorio anterior, y habiendo evaluado en detalle los 18 anexos que a continuación se presentan, es posible concluir que en el entorno internacional los procesos relacionados con la búsqueda de mediciones y balances confiables para el transporte del gas natural por tuberías, se manejan de manera independiente y autónoma por parte de los diferentes países. En general, la mayoría de regulaciones han sido aprobadas durante la década pasada (Australia: 2008, Suráfrica: 2009; España: 2007; Holanda: 2004) especialmente en Latinoamérica (Brasil: 2000, Venezuela: 2007; México: 2011; Argentina: 2012).

En estos mismos países (Noruega, Brasil, México y Venezuela, Suráfrica), las regulaciones establecen límites de incertidumbre en la medición diferenciados de acuerdo al propósito de la medición (transferencia de custodia, procesos (combustible), venteo o quema en tea), en un claro alineamiento con las recomendaciones de OIML. Dentro de las regulaciones analizadas, Venezuela incluye además límites de incertidumbre en la medición diferenciados de acuerdo al poder calorífico del gas. En otros países, especialmente en aquellos con una gran cantidad de empresas transportadoras (EEUU, Alemania, Canadá etc.) los límites de incertidumbre pueden ser fijados entre las partes a través de los “términos de acceso a la red” de los contratos. Una parte de los gasoductos de Australia utiliza también este esquema.

En varios países de Europa (Holanda, España, Italia y Noruega) el transporte de gas es monopolizado a través de la figura de “Gestor Técnico del Sistema”, que son empresas transportadoras (Gassunie, Enagas, Snam Rete y Gassco, respectivamente) las cuales elaboran su propio “Código de Red” soportado en estándares técnicos, y este es aprobado por una *Autoridad Nacional de Energía*, designado por el respectivo Ministerio. En Corea y Rusia el transporte de gas también es monopolizado, aunque se han dado avances en materia de apertura del mercado.

Existe un marcado direccionamiento por parte de aquellos que tienen un mercado muy significativo y maduro, especialmente en lo relacionado con estándares técnicos para sistemas y equipos de medición, como por ejemplo: las estadounidenses AGA y API, las cuales sirven de referencia para el continente americano, y los estándares UNE, UNI, NORSOK y DIN para el contexto europeo. Una importante tendencia es el referenciamiento de estándares internacionales ISO y OIML, especialmente en países en como Brasil, Argentina, Suráfrica, Venezuela, Argentina, Noruega entre otros. Por ahora, en algunos países, su uso todavía se hace en complemento con los estándares americanos AGA y API.

Otro aspecto importante es la adopción del *Sistema Internacional* de Unidades en la mayoría de los países incluidos en el estudio. De hecho, casi todos los países lo han adoptado como Sistema oficial dentro de sus regulaciones, y es utilizado habitualmente dentro de las prácticas comerciales e industriales, salvo algunos países de Latinoamérica, y por supuesto Estados Unidos. Parte del esfuerzo de normalización hacia el Sistema Internacional, se evidencia en la definición de las *Condiciones Estándar* de presión y temperatura. La mayoría de los países analizados tiene como Presión Estándar la atmosfera estándar (101325Pa) o 14,69 psi-g, pero donde se presenta mayor diferencias es en el valor de la Temperatura Estándar, pues algunos países utilizan como referencia: 0°C (Alemania, España, Holanda), 15°C (Canadá, Italia, Noruega, Argentina), 20°C (México y Brasil) y 15,56°C o 60°F (Venezuela, Colombia y EEUU).

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 37 de 69

Por otra parte, se evidencia que en aquellos países en donde existe el mercado maduro, o en donde existen bloques comunes (como por ejemplo Norte América y la Unión Europea) se han realizado ingentes esfuerzos para aplicar conceptos basados en ciencia y tecnología, como por ejemplo a través del NIST en Estados Unidos, y el PTB en Europa. Los anteriores estudios parten del soporte que pueden brindar los *Institutos Nacionales de Metrología* como garantes de trazabilidad y confianza, amén del apoyo de entidades reconocidas, y de gran experiencia en las temáticas, de donde surgen y se validan las estrategias para implementar regulaciones apropiadas al contexto y los agentes involucrados.

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 38 de 69

17. BIBLIOGRAFIA

- [1] IEA International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries - Canada 2009 Review*. Washington: Organization for Economic Cooperation & Development Stationery Office, 2010.
- [2] Industry Canada, «Inspections - Measurement Canada». [Online]. Available: http://www.ic.gc.ca/eic/site/mc-mc.nsf/eng/h_lm00005.html. [Accessed: 22-oct-2012].
- [3] Department of Justice - Canada, «Electricity and Gas Inspection Act». [Online]. Available: <http://laws-lois.justice.gc.ca/eng/acts/E-4/index.html>. [Accessed: 22-oct-2012].
- [4] Department of Justice - Canada, «Electricity and Gas Inspection Regulations». [Online]. Available: <http://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/SOR-86-131/index.html>. [Accessed: 22-oct-2012].
- [5] International Energy Agency y Organization for Economic Co-operation and Development, *The United States 2007 review*. Paris: OECD/IEA, 2008.
- [6] NaturalGas.org, «Natural Gas -The Market Under Regulation», *Naturalgas.org*, 2012. [Online]. Available: <http://www.naturalgas.org/>. [Accessed: 22-oct-2012].
- [7] «AGA O&E Measurement Collection | IHS». [Online]. Available: <http://www.ihs.com/products/industry-standards/org/aga/oe-measurement/index.aspx>. [Accessed: 22-oct-2012].
- [8] «La medición de hidrocarburos en México y su nueva regulación | :: Energía a debate ::» [Online]. Available: <http://energiaadebate.com/la-medicion-de-hidrocarburos-en-mexico-y-su-nueva-regulacion/>. [Accessed: 18-oct-2012].
- [9] «TGN - Transportadora de Gas del Norte SA», *Sitio web institucional*, 2012. [Online]. Available: <http://www.tgn.com.ar/home/>. [Accessed: 24-oct-2012].
- [10] «TGS - Transportadora de Gas del Sur», *Sitio web institucional*, 2012. [Online]. Available: <http://www.tgs.com.ar/>. [Accessed: 24-oct-2012].
- [11] ENARGAS, «Normativa», *Normativa - Marco Legal*. [Online]. Available: <http://www.enargas.gov.ar/Normativa.php>. [Accessed: 24-oct-2012].
- [12] «Res. 89/12», *Reglamento técnico y metrológico para los sistemas de medición de gas natural con medidor ultrasónico.*, 2012. [Online]. Available: http://www.cda.org.ar/index.php?option=com_content&view=article&id=12586:res-89-12&catid=15126&Itemid=331. [Accessed: 24-oct-2012].
- [13] «Contexto regulatorio da medicao de petroleo e gas natural no Brasil e contexto organizacional do estudo de caso».
- [14] Alberto Kennedy, «Parameters for Dimensional Inspection of Orifice Plates and Roughness of the Straight Stretches of the Tubing», *BRAZILIAN ARCHIVES OF BIOLOGY AND TECHNOLOGY*, vol. 49.
- [15] *Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural*. 2000.
- [16] Academia Nacional de Ingeniería y el Habitat, «La Industria del Gas Natural en Venezuela». 2009.
- [17] «Pdvsas Gas avanza en plan especial de construcción de gasoductos «Embajada de la República Bolivariana de Venezuela en EEUU». [Online]. Available: <http://venezuela-us.org/es/2012/07/09/pdvsas-gas-avanza-en-plan-especial-de-construccion-de-gasoductos/>. [Accessed: 10-dic-2012].
- [18] Presidencia de la República, *Ley Orgánica de Hidrocarburos gaseosos*. 1999.
- [19] Presidencia de la República, *Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos*. 2000.
- [20] MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS DESPACHO, *Normas técnicas para la fiscalización automatizada del gas natural*. 2007.

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 39 de 69

- [21] «eluniversal.com». [Online]. Available: http://www.eluniversal.com/2007/01/12/imp_eco_ava_12A823827.shtml. [Accessed: 10-dic-2012].
- [22] International Energy Agency, Organisation for Economic Co-operation and Development, y SourceOECD (Online service), *Germany 2007 review*. Paris: IEA/OECD, 2007.
- [23] DVGW, «Regelwerkverzeichnis:» [Online]. Available: <http://www.dvgw.de>. [Accessed: 20-oct-2012].
- [24] «Publicaciones: "Metrología Legal" Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB), Referat Q.31». [Online]. Available: http://www.ptb.de/de/org/q/q3/q31/data/_publ-gm.htm. [Accessed: 20-oct-2012].
- [25] «Natural gas industry in germany: DVGW». [Online]. Available: <http://www.dvgw.de/english-pages/natural-gas/interview-dr-ing-walter-thielen/natural-gas-industry-in-germany/>. [Accessed: 19-oct-2012].
- [26] «Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB): Verification Act and Verification Ordinance». [Online]. Available: <http://www.ptb.de/>. [Accessed: 20-oct-2012].
- [27] International Energy Agency y Organisation for Economic Co-operation and Development, «Energy policies of IEA countries Energy policies of IEA countries Spain 2009 review.», 2009. [Online]. Available: <http://site.ebrary.com/id/10347133>. [Accessed: 22-oct-2012].
- [28] «Legislación - El Gas Natural - Energía - Ministerio de Industria, Energía y Turismo». [Online]. Available: <http://www.minetur.gob.es/energia/gas/Legislacion/Paginas/legislacion.aspx>. [Accessed: 20-oct-2012].
- [29] *Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista*. .
- [30] Netherlands Competition Authority NMA, «Natural gas», *Regulation Natural Gas*. [Online]. Available: http://www.nma.nl/en/regulation/energy/030_Natural_gas/Natural_gas.aspx. [Accessed: 20-oct-2012].
- [31] «Gas transport » Gas Transport Services». [Online]. Available: <http://www.gastransportservices.nl/en/corporate/gastransport>. [Accessed: 20-oct-2012].
- [32] IEA International Energy Agency, *Italy 2009 Review*. 2009.
- [33] «Autorità per l'energia elettrica e il gas - Home page». [Online]. Available: <http://www.autorita.energia.it/it/index.htm>. [Accessed: 22-oct-2012].
- [34] Snam Rete, «Regulatory context». [Online]. Available: <http://www.snamretegas.it/en/activities/regulation/regulatory-context/>. [Accessed: 22-oct-2012].
- [35] «Norway», in *Gas Regulation in 36 jurisdictions worldwide - 2011*, Getting the Deal Trough, 2011.
- [36] The Norwegian Petroleum Directorate NPD, «Standards relating to measurement of petroleum for fiscal purposes and for calculation of CO2 tax». 2012.
- [37] Alexander Khrenov, «Russia», in *Gas Regulation in 36 jurisdictions worldwide - 2011*, Getting the Deal Trough, 2011.
- [38] King & Spalding, *Russian Oil and Gas Sector Regulatory Regime*. 2012.
- [39] «South Africa - Analysis - U.S. Energy Information Administration (EIA)». [Online]. Available: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=SF>. [Accessed: 06-nov-2012].
- [40] «Gas regulations and rights in Southern Africa | Latest», <http://www.25degrees.net>. [Online]. Available: <http://www.25degrees.net/index.php/Latest/gas-regulations-and-rights-in-southern-africa.html>. [Accessed: 07-nov-2012].
- [41] «Nracs - Home». [Online]. Available: <http://www.nracs.org.za/>. [Accessed: 07-nov-2012].
- [42] NRCS, *Measuring systems for gaseous fuels -Normative Reference*. 2009.
- [43] The Australian Pipeline industry association, «Economic Regulation of the Gas Transmission Market». 2011.
- [44] ACCC, «STATE OF THE ENERGY MARKET 2009 -Gas Transmission». 2009.

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 40 de 69

ANEXO 1 CIFRAS DE PRODUCCIÓN Y COMERCIO DE GAS NATURAL -2011

(Fuente: BP Statistical Review 2012)

País	Reservas Probadas*	Producción diaria**	Consumo interno diario**	Exportación diaria**	Importación diaria**
Canadá	1982,2	438,9	286,0	241,0	72,8
EEUU	8489,4	1784,0	1891,6	111,6	241,3
México	354,0	144,4	189,7	0,3	38,5
Argentina					
Brasil	453,1	45,3	73,6		26,6
Venezuela					
Alemania	62,3	28,3	198,2	32,0	230,2
España			87,8		
Holanda	1101,5	175,6	104,8	137,9	37,4
Italia	87,8	19,8	195,4		166,5
Noruega	2070,0	277,5	11,3		254,3
Corea del Sur					
Rusia	44599,0	1662,2	1163,8	82,4	567,2
Sur África					
Australia					

*En Tera metros cúbicos.

**En millones de metros cúbicos por día.

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 41 de 69

ANEXO 2 DEFINICIÓN DE SISTEMA DE MEDICIÓN

Canadá	SOR/86-131 Art. 2: "Instalación de medición de gas": es una instalación que consta de uno o más medidores de gas instalados en el mismo lugar, y que se utilizan con el propósito de obtener la base del cargo por el gas suministrado a un comprador;
EEUU	
México	CNH.06.001/11 Art. 10: "Sistemas de medición de hidrocarburos. Conjunto de elementos físicos, equipos, instrumentos e instalaciones, así como también los principios metrológicos y normas y estándares a través de los cuales se cuantifican las cantidades o volúmenes de hidrocarburos que son producidos, consumidos, transportados o transferidos en custodia o en punto de venta, de petróleo crudo, gas natural y condensados."
Argentina	2.1.1. Sistema de medición de gas natural con medidor ultrasónico. Sistema compuesto por el puente de medición, el computador, los instrumentos de medición asociados y un dispositivo indicador.
Brasil	No disponible
Venezuela	No disponible
Alemania	DVGW G 2000 Code of Practice 4.2.4 Metering stations. Metering stations serve to record gas quantities, loads and qualities (see DVGW Code of Practice G 488, G 492, G 495 and G 685 in this regard). In metering stations, different metering configurations with different metering instruments (e.g. turbine meters, lobed-impeller flow meters, vortex flow meters, ultrasonic flow meters) are implemented. The maximum flow rates of these may be gathered from the manufacturers' approval documents and the gauging inspections.
España	No disponible
Holanda	LGM-05.2008 Metering System. A metering system encloses all components at measuring installation and the corresponding (remote) data handling system, needed for the determination of energy amounts for billing purposes or controlling of other contract parameters.
Italia	The measurement station is an installation developed to perform gas measurement and includes all the equipment installed between the entry and exit valves of the station (including the valves themselves). The station also includes pressure regulation equipment, if this is located downstream of the delivery point but upstream of the measurement system. The station also includes the infrastructure in which the measuring equipment is located.
Noruega	NPD Section 2 Definition: Metering station: Assembly of metering equipment dedicated to the determination of measured quantities.
Corea del sur	No disponible
Rusia	No disponible
Suráfrica	No disponible
Australia	No disponible

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 42 de 69

ANEXO 3 SISTEMA DE UNIDADES

Canadá	Measurement Canada - Electricity and Gas Inspection Act, Art 3. (b) "La unidad de medida para la venta de gas será: <ul style="list-style-type: none"> • en el caso de venta por volumen, el metro cúbico o el pie cúbico, • en el caso de venta por unidades de energía, en julios o la unidad térmica británica, y • en el caso de venta en masa, el kilogramo." 																														
EEUU	Sistema Ingles.																														
México	CNH.06.001/11 Artículo 60. Los Sistemas de Medición deberán presentar la información en unidades del Sistema Internacional (SI). Artículo 63. Las unidades de las variables de operación requeridas para la determinación del volumen total de producción deberán ser en unidades del Sistema Internacional.																														
Argentina	Res 89/12. Reglamento técnico y metrológico para los sistemas de medición de gas natural con medidor ultrasónico. 4. Unidades de Medida y Abreviaturas. 4.1. Unidades de medida. 4.1.1. En esta reglamentación técnica se utilizan las unidades de medida establecidas en el Sistema Métrico Legal Argentino. 4.1.2. El volumen deberá ser indicado en metros cúbicos (m ³)																														
Brasil	Ambos sistemas																														
Venezuela	NORMAS TECNICAS PARA LA FISCALIZACION AUTOMATIZADA DEL GAS NATURAL 7. SISTEMA DE UNIDADES Y EXACTITUD Para todos los cálculos se utilizarán las siguientes Unidades de Ingeniería, con la cantidad de decimales indicados (yy): <table border="1" data-bbox="422 1018 1356 1312"> <thead> <tr> <th>Variable</th> <th>Unid d</th> <th>Decimales</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Volumen</td> <td>Metros cúbicos o Pies cúbicos estándar.</td> <td>Xxxxxx</td> </tr> <tr> <td>Masa</td> <td>Kilogramos</td> <td>Xxxxx</td> </tr> <tr> <td>Gravedad</td> <td>Adimensional</td> <td>xxx,yy</td> </tr> <tr> <td>Densidad</td> <td>Kilogramos/M³ (sic)</td> <td>xxxx,yy</td> </tr> <tr> <td>Densidad Relativa</td> <td>Adimensional</td> <td>x,yyyy</td> </tr> <tr> <td>Contenido de agua</td> <td>PPMv</td> <td>x,yyyyyy</td> </tr> <tr> <td>Temperatura</td> <td>°C o °F</td> <td>xxx,y</td> </tr> <tr> <td>Presión</td> <td>Bar o PSIG</td> <td>xxxx,yy</td> </tr> <tr> <td>Valor calorífico</td> <td>BTU o Kcal (sic)</td> <td>xxxx,yy</td> </tr> </tbody> </table>	Variable	Unid d	Decimales	Volumen	Metros cúbicos o Pies cúbicos estándar.	Xxxxxx	Masa	Kilogramos	Xxxxx	Gravedad	Adimensional	xxx,yy	Densidad	Kilogramos/M ³ (sic)	xxxx,yy	Densidad Relativa	Adimensional	x,yyyy	Contenido de agua	PPMv	x,yyyyyy	Temperatura	°C o °F	xxx,y	Presión	Bar o PSIG	xxxx,yy	Valor calorífico	BTU o Kcal (sic)	xxxx,yy
Variable	Unid d	Decimales																													
Volumen	Metros cúbicos o Pies cúbicos estándar.	Xxxxxx																													
Masa	Kilogramos	Xxxxx																													
Gravedad	Adimensional	xxx,yy																													
Densidad	Kilogramos/M ³ (sic)	xxxx,yy																													
Densidad Relativa	Adimensional	x,yyyy																													
Contenido de agua	PPMv	x,yyyyyy																													
Temperatura	°C o °F	xxx,y																													
Presión	Bar o PSIG	xxxx,yy																													
Valor calorífico	BTU o Kcal (sic)	xxxx,yy																													
Alemania	Sistema Internacional de Unidades																														
España	ORDEN ITC/3126/2005 NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA NGTS-01. «Conceptos generales» 1.5 Unidades de medida.—En estas NGTS se consideran las siguientes unidades: Las unidades volumétricas utilizadas son: <ul style="list-style-type: none"> • Para GNL: m3 de GNL. • Para GN: m3(n), en condiciones normales de presión y temperatura. • La unidad energética será el kWh. • Las capacidades de entrada y salida se expresarán en kWh/h o kWh/día, en m3 de GNL/h, m3(n)/h, m3(n)/día y millardos de m3(n)/año (bcm/año); • La capacidad de almacenamiento se expresará en kWh, m3(n), y la capacidad almacenada en kWh y en m3(n); • La unidad de presión es el bar; • La unidad de temperatura es el °C 																														
Holanda	Sistema Internacional de Unidades																														
Italia	Sistema Internacional																														
Noruega	<ul style="list-style-type: none"> • NPD Section 9 Units of measurement: The measuring system shall give readings in SI units. Reporting of fiscal figures to the Norwegian Petroleum Directorate shall be in SI units. • NORSOK estándar I-104 Numeral 4.1: "Todos los sistemas deben dar lecturas e informes en unidades del SI, de acuerdo a la norma ISO1000, con excepción de presión y presión diferencial en donde se puede utilizar <i>bar</i> y <i>mbar</i> respectivamente, y para la viscosidad dinámica donde se puede utilizar <i>mPa · s</i>" 																														

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 43 de 69

Corea	
Rusia	
Suráfrica	No. R. 1251 Rules in term of the Gas Act (Act No. 48 de 2001): Chapter 2. All measurements must use the international system of units (SI)
Australia	

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones Internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 44 de 69

ANEXO 4 CONDICIONES DE REFERENCIA

País	Condiciones estándar		Condiciones Normales	
	Presión estándar	Temperatura estándar	Presión normal	Temperatura normal
Canadá	101,325kPa o 14,73psia	15°C	30inHg a 32°F	60°F
EEUU				
México	101,325kPa	20°C	-	-
Argentina	101,3kPA	15°C		
Brasil	0,101325MPa	20°C	-	-
Venezuela	14,696psia	60°F	-	-
Alemania	1,01325bar	273,15K	1,01325bar	273,15K
España	1,01325bar	273,15K		
Holanda	1,01325bar	273,15K		
Italia	1,01325bar	15°C		
Noruega	1,01325bar	15°C	1,01325bar	0°C
Corea				
Rusia				
Sur África				
Australia				

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 45 de 69

ANEXO 5 LÍMITES PERMISIBLES DE INCERTIDUMBRE PARA SISTEMAS DE MEDICIÓN

En la siguiente tabla se presentan la incertidumbre asociada al volumen (salvo Noruega que reporta en masa) a condiciones estándar o bases obtenidas con el sistema integral de medición de cantidad de gas.

País		LÍMITES DE INCERTIDUMBRE - SISTEMA DE MEDICIÓN			
Canadá					
EE.UU.	Compañía Black Marline	Transferencia de custodia	--	--	--
		2,0%*	--	--	--
	Fayetteville Express	Transferencia de custodia	--	--	--
		1,0%*	--	--	--
	Great lakes gas Transmission	Transferencia de custodia	--	--	--
2,0%*		--	--	--	
Golf South	Transferencia de custodia	--	--	--	
		2,0%*			
México	Medición Fiscal a partir 2012	Medición Fiscal a partir 2015	--	--	
	2,0%	1,0%	--	--	
Argentina	Transferencia de custodia	--	--	--	
	1,0%	--	--	--	
Brasil	Medición Fiscal	Demás mediciones	--	--	
	1,5%	3,0%	--	--	
Venezuela	G1 (Alto contenido de C2)	G2 (Alto contenido de C1)	G3	G4	
	1,0%	2,0%	3,0%	5,0%	
Alemania	--	--	--	--	
	--	--	--	--	
España					
Holanda	Medición Fiscal –base mensual	Medición Fiscal –base horaria	--	--	
	1,0%	2,0%	--	--	
Italia	Primera vez	Verificación	--	--	
	0,6%*	1,2%*	--	--	
Noruega	Transferencia de C.	Gas combustible	Gas Tea	--	
	1% (masa)	1,5%	5,0%	--	
Corea del Sur	Transferencia de custodia	Gas Tea	--	--	
	1,0%	5,0%	--	--	
Rusia	Transferencia de custodia	--	--	--	
	1,0%*	--	--	--	
Sur África	A	B	C	--	
	0,9%*	1,5%*	2,0%*	--	
Australia	A	B	C	D	
	0,7%	1,0%	1,5%	2,5%	
OIML - R140	A	B	C	--	
	0,9%*	1,5%*	2,0%*	--	

*Requisitos reportados como error máximo permisible del volumen a condiciones estándar o base

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 46 de 69

ANEXO 6 ERRORES PERMISIBLES EN LOS MEDIDORES DE VOLUMEN DE GAS

Para el caso de los errores máximos permisibles, las regulaciones o reglamentaciones nacionales toman generalmente dos caminos: El primero es reportar dentro de la misma reglamentación los errores permisibles (por ejemplo: Caso Noruega). La segunda alternativa es referenciar normas reconocidas. A continuación se resume la información recolectada, relacionada con los requisitos a los medidores:

País	LIMITES PERMISIBLES - MEDIDORES PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA				
	Ultrasónico	Turbina	Placa de Orificio	Desplazamiento Positivo	Coriolis, Vortex u otros
Canadá					
E.U.U.	Compañía Black Marline	—	AGA 7	AGA 3	—
	Fayetteville Express	AGA 9	AGA 7	AGA 3	Otros Estándares aceptables
	Great lakes gas Transmission	AGA 9	AGA 7	AGA 3	Practicas industriales
	Golf South	AGA 9	AGA 7	AGA 3	ANSI B109.1-3
México	—	—	ISO 5167	—	—
Argentina	AGA 9	—	—	—	—
Brasil	AGA 9	AGA 7	ISO 5167 o AGA 3	—	—
Venezuela	ISO o AGA	ISO o AGA	ISO 5167 o AGA 3	ISO o AGA	ISO o AGA
Alemania	<0,2qmax ±0,5% ≥0,2qmax: ±0,3%	<0,2qmax ±0,5% ≥0,2qmax: ±0,3%	—	≥0,2qmax : ±0,3%	Vortex ≥0,2qmax : ±0,3%
España					
Holanda	<0,2qmax ±1,0% ≥0,2qmax: ±0,3%	<0,2qmax ±1,0% ≥0,2qmax: ±0,3%	<0,2qmax ±1,0% ≥0,2qmax: ±0,3%	<0,2qmax ±1,0% ≥0,2qmax: ±0,3%	<0,2qmax ±1,0% ≥0,2qmax: ±0,3%
Italia	—	EN 12261 ISO 9951	ISO 5167	EN 12480	venturimetric diaphragm ISO 5167
Noruega	0,7% en el rango de trabajo	0,7% en el rango de trabajo	—	—	Coriolis 0,7% en el rango de trabajo
Corea del Sur	ISO 17089-1	<0,2qmax ±1,0% ≥0,2qmax: ±0,5% ISO 9951	—	—	—
Rusia	—	Regulations-Pr-50-2-019-96	GOST-FOCT 8.563.1-97	Regulations-Pr-50-2-019-96	—

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 47 de 69

Sur Africa		OIML R137	OIML R 137	OIML R 137	OIML R 137	OIML R 137
Australia		No especifica límites permisibles para los medidores, pero el sistema debe cumplir con los límites de incertidumbre				
OIML R - 137	CLASE 0,5	<Qt : ±1,0		≥Qt : ±0,5%		
	CLASE 1	<Qt : ±2,0		≥Qt : ±1,0%		
	CLASE 1,5	<Qt : ±1,5		≥Qt : ±3,0%		

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 48 de 69

ANEXO 7 ERRORES PERMISIBLES ACEPTABLES PARA LAS MEDICIONES DE PRESIÓN DE OPERACIÓN

Los errores máximos permisibles (positivo o negativo) están dados en:

- %VM : Corresponde al error porcentual sobre el valor medido.
- %ET : Corresponde al error porcentual sobre la escala total del instrumento.

País		LIMTES PERMISIBLES - PRESIÓN			
Canadá		--	--	--	--
U. U. U. U. U.	Compañía Black Marline	Transferencia de custodia 2,0%VM	--	--	--
	Fayetteville Express	Transferencia de custodia 1,0%VM	--	--	--
	Great lakes gas Transmission	Transferencia de custodia 2,0%VM	--	--	--
	Golf South	Transferencia de custodia 2,0%VM	--	--	--
	México	--	--	--	--
	Argentina	Instrumento de Presión 0,20 %VM	--	--	--
Brasil	--	--	--	--	
Venezuela	--	--	--	--	
Alemania	Presión absoluta en Qn<10000m ³ /h 0,30 %VM	Presión absoluta en Qn>10000m ³ /h 0,20 %VM	Presión diferencial <10%dpmax 0,60 %VM	Presión diferencial >10%dpmax 0,30 %VM	
España	--	--	--	--	
Holanda	Sensor de Presión (alta) ± 0,10 %VM	Sensor de Presión (baja) ± 0,10 %VM	--	--	
Italia	Error permisible Presión ≤ 0,5%VM	--	--	--	
Noruega	Transferencia de custodia 0,1%VM*	Combustible o quemado en tea 0,2%VM*	Presión diferencial 0,1%VM*	--	
Corea del Sur	Transferencia de custodia 0,1% ET	--	--	--	
Rusia	--	--	--	--	
Sur Africa	A 0,2%VM	B 0,5%VM	C 1,0%VM	--	
Australia	--	--	--	--	
OIML - R140	A 0,2%VM	B 0,5%VM	C 1,0%VM	--	

*Requisitos reportados como incertidumbre máxima relativa a la medición de presión

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 49 de 69

ANEXO 8 ERRORES PERMISIBLES ACEPTABLES PARA LAS MEDICIONES DE TEMPERATURA DEL FLUIDO

Los errores máximos permisibles (positivo o negativo) están dados en unidades de temperatura (°C ó K), salvo las regulaciones estatales estadounidenses quienes reportan en unidades porcentuales.

País		LIMITES PERMISIBLES - TEMPERATURA		
Canadá		--	--	--
E.U.U.	Compañía Black Marline	Transferencia de custodia 2,0%	--	--
	Fayetteville Express	Transferencia de custodia 1,0%	--	--
	Great lakes gas Transmission	Transferencia de custodia 2,0%	--	--
		Transferencia de custodia 2,0%	--	--
	Golf South	Transferencia de custodia 2,0%	--	--
México		--	--	--
Argentina		Transferencia de custodia en sistemas con Ultrasonico ± 0,5 °C	--	--
Brasil		--	--	--
Venezuela		--	--	--
Alemania		Temperatura en Qn<10000m ³ /h ±0,3°C	Temperatura en Qn<10000m ³ /h ±0,2°C	--
España		--	--	--
Holanda		Transferencia de custodia ± 0,1 K	--	--
Italia		Error permisible ± 0,6°C	--	--
Noruega		Transferencia de Custodia ± 0,2°C*	Combustible y quema en tea ± 0,3°C*	--
Corea del Sur		Transferencia de custodia ±0,15°C	--	--
Rusia		--	--	--
Sur Africa		A ±0,5°C	B ±0,5°C	C ±1,0°C
Australia		--	--	--
OIML - R140		A ±0,5°C	B ±0,5°C	C ±1,0°C

*Requisitos reportados como incertidumbre máxima relativa a la medición de temperatura

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 50 de 69

ANEXO 9 ERRORES PERMISIBLES Y MÉTODOS ACEPTABLES PARA EL CÁLCULO DE FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

Los errores máximos permisibles (positivo o negativo) están dados en valor porcentual relativo al cálculo de factor de compresibilidad.

País		FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	
Canadá		--	--
E.E.U.U.	Compañía Black Marline	--	AGA NX-19
	Fayetteville Express	--	AGA 8
	Great lakes gas Transmission	--	AGA 8
	Golf South	--	AGA NX-19
	México	--	--
Argentina	±0,3%	ISO 12213 o AGA 8	
Brasil	--	AGA 8	
Venezuela	--	ISO 12213 o AGA 8	
Alemania	--	DVGW Code of Practice G486 - ISO 12213	
España	--	--	
Holanda	--	SGERG	
Italia	0,1%	ISO 12213 ó AGA NX-19	
Noruega	--	AGA 8	
Corea del Sur	--	ISO 12213	
Rusia	Error Permisible	Método de calculo	
Sur Africa	Dados en la OIML R140	ISO 12213	
Australia	--	AGA 8	
OIML - R140	CLASE		
	A	±0,3%	ISO 12213
	B	±0,3%	
C	±0,5%		

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 51 de 69

ANEXO 10 ERRORES PERMISIBLES Y MÉTODOS ACEPTABLES PARA LA EVALUACIÓN DEL COMPUTADOR/CORRECTOR DE FLUJO

Los errores máximos permisibles (positivo o negativo) corresponden a valores relativos porcentuales sobre la evaluación del algoritmo de cálculo (valores fijos).

País		COMPUTADOR/CORRECTOR DE FLUJO	
Canadá		--	--
E.E.U.U.	Compañía Black Marline	--	API 21.1
	Fayetteville Express	--	API 21.1
	Great lakes gas Transmission	--	API 21.1
	Golf South	--	API 21.1
		--	API 21.1
México		--	--
Argentina		±0,05%	--
Brasil		--	--
Venezuela		0,01%	--
Alemania		0,01%	DVGW Code of Practice G492
España		--	--
Holanda		0,05%	--
Italia		--	EN 12405
Noruega		0,001%	NORSOK STANDARD I-104
Corea del Sur		0,02%	--
Rusia		Error Permisible (Algoritmo de cálculo)	Referencia normativa
Sur Africa		Dados en la OIML R140	--
Australia		--	API 21.1
OIML - R140		±0,05%	--

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 52 de 69

ANEXO 11 ERRORES PERMISIBLES EN LA EVALUACIÓN DEL FACTOR PARA CORRECCIÓN DEL VOLUMEN A CONDICIONES BASE

Un número considerable de Regulaciones nacionales incluyen dentro de las evaluaciones metrológica, el análisis del resultado factor de corrección que integra la exactitud en la medición de presión, temperatura y determinación de factor de compresibilidad (denominado comúnmente PTZ). A continuación se presenta los errores máximos permisibles establecidos en las diferentes regulaciones:

País		FACTOR DE CORRECCIÓN (PTZ)	
Canadá		--	
E.E.U.U.	Compañía Black Marline	API 21.1	
	Fayetteville Express	API 21.1	
	Great lakes gas Transmission	API 21.1	
	Golf South	API 21.1	
México		--	
Argentina		0,5%	
Brasil		--	
Venezuela		0,2%	
Alemania	Calibración	<10.000m ³ /h 0,3%	>10.000m ³ /h 0,2%
	Operación	<10.000m ³ /h 0,5%	>10.000m ³ /h 0,3%
España		--	
Holanda		0,5%	
Italia	Calibración	0,3%	
	Operación	0,5%	
Noruega		--	
Corea del Sur		--	
Rusia		Error Permissible	
Sur Africa		Datos en la OIML R140	
Australia		API 21.1	
OIML - R140	CLASE	--	
	A	±0,5%	
	B	±1,0%	
	C	±1,5%	

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 53 de 69

ANEXO 12 ERRORES PERMISIBLES Y MÉTODOS ACEPTABLES EN LA DETERMINACIÓN DEL PODER CALORÍFICO

Los errores máximos permisibles (positivo o negativo) corresponden a valores relativos porcentuales sobre la evaluación del valor reportado por el analizador en línea. Para el caso de Corea del Sur, corresponde a la incertidumbre relativa relacionada con la reproducibilidad de los resultados.

País		PODER CALORIFICO	
Canadá		--	--
E.E.U.U.	Compañía Black Marline	2,0%	--
	Fayetteville Express	1,0%	GPA 2172-96
	Great lakes gas Transmission	2,0%	GPA
	Golf South	2,0%	Estándar aceptable
	México	--	GPA 2172-96
Argentina		±0,6%	--
Brasil		--	ASTM D3588
Venezuela		--	ISO 6976
Alemania	Calibración	±0,15%	DVGW G 492, Abschnitt 6.2.4.3
	Operación	±0,20%	DVGW G 492, Abschnitt 6.2.4.3
España		--	--
Holanda		0,4%	ISO 6976
Italia		0,5%	--
Noruega		±0,3%	NORSOK STANDARD I-104 ISO 6976
Corea del Sur		±0,3% (reproducibilidad)*	ISO 6976
Rusia		Error Permissible (Algoritmo de cálculo)	Referencia normativa
		--	GOST-GOCT 22667-82
Sur Africa		Dados en la OIML R140	OIML R140
Australia		±0,04 MJ/m ³ ** (≈0,1%)	ISO 6976
OIML - R140	Clase	--	--
	A	0,5%	--
	B	1,0%	--
	C	1,0%	--

*Requisitos reportados como incertidumbre expandida del valor del poder calorífico

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 54 de 69

ANEXO 13 REQUISITOS RELACIONADOS CON EL DISEÑO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

1. ELEMENTO PRIMARIO

Canadá	No Disponible
EEUU	No Disponible
México	CNH.06.001/11
Argentina	<p>Res. 89/12 Reglamento técnico y metrológico para los sistemas de medición de gas natural con medidor ultrasónico.</p> <p>3. Componentes de un Sistema de Medición.</p> <p>3.1. Un sistema de medición incluye por lo menos un puente de medición, un computador, un dispositivo indicador e instrumentación asociada.</p> <p>3.2. Un puente de medición incluye un medidor y la configuración de tramos de cañerías aguas abajo y aguas arriba del medidor y si corresponde un acondicionador de flujo.</p> <p>3.3. Un medidor está formado por un cuerpo, dos o más pares de transductores y la unidad de procesamiento de señal.</p> <p>3.4. Opcionalmente, el computador puede ser una parte integral de la SPU del medidor.</p> <p>3.5. La instrumentación asociada incluye por lo menos un sensor de temperatura, un sensor de presión y un cromatógrafo.</p>
Brasil	<p>PANP/INMETRO 1/2000 7.1.1 As medições de gás natural nos pontos de medição da produção devem utilizar placas de orifício, turbinas ou medidores tipo ultra-sônico. Outros tipos de medidores podem ser utilizados se previamente autorizados pela ANP.</p>
Venezuela	<p>NORMAS TECNICAS PARA LA FISCALIZACION AUTOMATIZADA DEL GAS NATURAL MEDICIÓN 9.1 Volumen de Gas. La medición de los volúmenes de gas, estará orientada a la cuantificación de los volúmenes acumulados durante un cierto período, referidos a las Condiciones Estándar de Referencia (CER) y ajustados al Valor Calorífico de Referencia (1000 BTU)</p> <p>Las condiciones que deberá cumplir el sistema de medición serán las siguientes:</p> <p>1) Para medidores primarios de tipo de diferencial de presión, las corrientes a medir serán monofásicas, específicamente gaseosas. Sólo será tolerable hasta un uno por ciento (1%) de volumen en otra fase. En el caso de que sea mayor al uno por ciento (1%), se deberá aplicar otra tecnología de medición, la cual deberá ser sometida a aprobación por parte del MEM</p>
Alemania	<p>5.3.3 Special requirements on metering points</p> <p>According to the German Verification Act, only approved and calibrated measuring and auxiliary devices may be used in commercial dealings. The requirements of the PTB (e. g. TR G 8, G 13 and G 14) and the DVGW Codes of Practice (e. g. G 492, G 685, G 687, G 689, G 486, G 488, and G 600) shall be adhered to. The minimum technical requirements on the operation of metering points have been summarized in DVGW Code of Practice G 689.</p>
España	<p>Protocolo de Detalle PD-01 de la Resolución 6003 de 2006. 8. Especificaciones técnicas de los equipos de medida. 8.1 Entradas y Salidas de la Red Básica de transporte: En los Puntos de Entrada a las redes de transporte y en los Puntos de Salida de la Red Básica de transporte, cada línea de la instalación de medida constará de los siguientes elementos:</p> <p>Un contador de gas, que haya superado la confirmación metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación, de dinámica adecuada para cubrir el rango de caudales que circulen por el mismo. Dicho contador estará equipado con un emisor de pulsos de alta frecuencia para su comunicación con el conversor;</p>
Holanda	No Disponible
Italia	No Disponible
Noruega	<p>NPD Section 14: The mechanical part of the metering system: The mechanical part of the metering system shall be designed so that representative measurements are achieved as input signals for the fiscal calculations. Provisions shall be made for necessary redundancy and the possibility of verification of the gas metering devices.</p>
Corea Sur	No Disponible

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 55 de 69

Rusia	No disponible
Suráfrica	No Disponible
Australia	No Disponible

2. ELEMENTO SECUNDARIO

Canadá	No disponible
EEUU	No disponible
Mexico	No disponible
Argentina	Res. 89/12 Reglamento técnico y metrológico para los sistemas de medición de gas natural con medidor ultrasónico. 6.7. Instrumentos de medición asociados. 6.7.1. Los instrumentos empleados para medir temperatura, presión y composición molar del gas deberán estar asociados a un transmisor que envíe señales a un computador para que éste utilice, indique y almacene las cantidades medidas. 6.7.2. Los resultados de las mediciones deberán ser accesibles en todos los casos. 6.7.3. El sensor de temperatura deberá tener una exactitud tal que no supere los errores máximos permitidos indicados en 5.2.3.1. ($\pm 0,5^{\circ}\text{C}$) 6.7.4. El sensor de presión deberá tener una exactitud tal que no supere los errores máximos permitidos indicados en 5.2.3.1. ($\pm 0,2\%$)
Brasil	PANP/INMETRO 1/2000 7.1.6 Os instrumentos de medição de vazão, pressão diferencial e pressão e temperatura de fluxo devem ser selecionados e operados para que o valor medido esteja na faixa de medição e sua exatidão seja compatível com aquela necessária para se obter a incerteza especificada neste Regulamento. Quando esses requisitos não puderem ser atendidos com um único instrumento, devem ser instalados dois ou mais instrumentos cobrindo a faixa de medição requerida.
Venezuela	NORMAS TECNICAS PARA LA FISCALIZACION AUTOMATIZADA DEL GAS NATURAL 9.1 Volumen de Gas (Continuación) 2) Se deben incluir los medidores de variables que serán usadas con fines de compensación, tales como densímetros o medidores de temperatura y presión estática, estos últimos en caso de inferir la densidad en base a las condiciones de operación.
Alemania	No disponible
España	Protocolo de Detalle PD-01 de la Resolución 6003 de 2006. 8. Especificaciones técnicas de los equipos de medida. 8.1 Entradas y Salidas de la Red Básica de transporte (Continuación): Un conversor tipo PTZ, que haya superado la confirmación metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación, con transmisor de presión absoluta y temperatura asociados, siendo el conjunto de clase 0,5 según UNE correspondiente;
Holanda	The flow computer, pressure transmitter and temperature transmitter shall have a MID approval, and mounted according to the relevant standards. Pressure shall be measured with an absolute pressure transmitter or with a gauge pressure transmitter and an atmospheric pressure transmitter. Ambient influences such as temperature, pressure, noise, moisture, pulsations, sunlight, etc. must be minimized.
Italia	No disponible
Noruega	NPD Section 15. The instrument part of the metering system. Pressure, temperature, density and composition analysis shall be measured in such way that representative measurements are achieved as input signals for the fiscal calculations.
Corea	No disponible
Rusia	No disponible
Suráfrica	No disponible
Australia	No disponible
Colombia	No disponible

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 56 de 69

3. ELEMENTO TERCARIO

Canadá	No disponible
EEUU	No disponible
México	No disponible
Argentina	<p>Res. 89/12 Reglamento técnico y metrológico para los sistemas de medición de gas natural con medidor ultrasónico.</p> <p>6.6. Computador. 6.6.1. El sistema de medición deberá tener un computador que permita convertir el volumen a condiciones de medición a volumen a condiciones de base para luego corregir ese valor según el poder calorífico de referencia y obtener el resultado de la medición acumulando todos estos valores. Además deberá proveer la información necesaria de los parámetros y datos medidos para eventos de auditoría.</p> <p>5.3. Errores máximos permitidos para el computador.</p> <p>El EMP aplicable al computador es $\pm 0,05\%$ del valor real calculado. Este requerimiento es aplicable a cualquier cálculo, no sólo a cálculos de conversión o corrección.</p>
Brasil	<p>PANP/INMETRO 1/2000</p> <p>7.1.13 Os sistemas de medição fiscal de produção de gás natural, cuja vazão máxima seja inferior a 5.000 m³ por dia, podem prescindir dos dispositivos de correção automática de pressão e temperatura, devendo ser registradas a pressão e a temperatura utilizadas no cálculo da vazão junto com a temperatura média do gás no período, determinada por no mínimo três leituras diárias. A incerteza de medição nestes sistemas deve ser inferior a 3%.</p>
Venezuela	<p>NORMAS TECNICAS PARA LA FISCALIZACION AUTOMATIZADA DEL GAS NATURAL</p> <p>9.1 Volumen de Gas (Continuación) 7) El equipo de cálculo deberá actualizar los resultados del caudal completamente compensados, en ciclos con duración no mayor de un (1) minuto.</p> <p>9.4. Equipo electrónico de medición y cálculo de volumen de gas Se instalarán equipos electrónicos de medición y cálculo de volumen de gas en aquellos puntos que el MEM considere necesario para un mejor control fiscal. Estos equipos podrán utilizarse para manejar varias corrientes siempre y cuando sean aprobados por el MEM y los cuales deberán cumplir con lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Adaptación a la normativa internacional de medición AGA, ISO y API, tanto en lo que se refiere a la instalación de dichos equipos como a las fórmulas de cálculo de los volúmenes. 2. Existirá el control de acceso para restringir la modificación de los parámetros de cálculo, lo que sólo podrá ser realizado por personal autorizado con aprobación del MEM. 3. Cada modificación deberá quedar registrada en el equipo con los respectivos valores previos y finales, la fecha y la hora del mismo, además de la identificación del personal que realizó el cambio, 4. Deberá contarse con un respaldo por baterías para garantizar la continuidad en el funcionamiento del equipo ante fallas en el suministro eléctrico. 5. Los algoritmos utilizados en los cálculos deberán ser aprobados por alguna institución emisora de normas, tales como AGA o ISO, o por empresa autorizada por el MEM para tales fines. 6. En el caso de fiscalizar propiedades del gas, se deberán incluir en el equipo electrónico de medición y cálculo de volumen de gas, los algoritmos correspondientes, los cuales deberán ser previamente acordados y aceptados por el MEM. 7. El equipo electrónico de medición y de cálculo de volumen de gas, exclusivo para cada corriente, pone en relieve la importancia del mismo. La medición precisa requiere la aplicación de correcciones matemáticas sofisticadas de las entradas o datos sin corregir que reciba el equipo electrónico de medición y de cálculo de volumen de gas. Este equipo mantendrá el control sobre las corrientes de medición y deberá activar la alarma si alguna condición se desvía de algún límite predeterminado. 8. El uso de nuevas tecnologías para medición primaria de flujo de gas natural, distinto al de placa orificio, toberas, venturi, coriolis, turbina o ultrasonido, bien sea en ventas o transferencia de custodia, deberán estar en estricta concordancia con estas normas y las normas internacionales AGA o ISO. Las empresas operadoras deberán someter a la aprobación del MEM el uso de dicha tecnología.
Alemania	Each gas meter in a gas volume measurement system shall be equipped with a quantity converter to take account of the real gas behavior so that a quantity calculation can be made without a correction procedure in accordance with DVGW worksheet G486 section 5.

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 57 de 69

España	Protocolo de Detalle PD-01 de la Resolución 6003 de 2006. 8. Especificaciones técnicas de los equipos de medida. 8.1 Entradas y Salidas de la Red Básica de transporte (Continuación): Las instalaciones de medida deberán disponer de una unidad remota, de acuerdo con las especificaciones definidas por el Operador que entregue el gas, que le permita disponer de los datos de medida y calidad del gas (en caso de que exista) en sus centros de gestión de las telemedidas, y de acuerdo con la legislación vigente.
Holanda	The flow computer, pressure transmitter and temperature transmitter shall have a MID approval, and mounted according to the relevant standards. Pressure shall be measured with an absolute pressure transmitter or with a gauge pressure transmitter and an atmospheric pressure transmitter. Ambient influences such as temperature, pressure, noise, moisture, pulsations, sunlight, etc. must be minimized.
Italia	No disponible
Noruega	Section 16 The computer part of the metering system. The computer part of the metering system shall be designed in such way that the fiscal calculations may be carried out within the stipulated uncertainty range (cf. Section 8). The computer part of the metering system shall be equipped with various security functions to ensure that the fiscal values cannot be changed as a result of incidents of a technical nature or as a result of a manual fault. With regard to reports the computer part shall be capable of documenting the various fiscal parameters and the fiscal volumes calculated. The computer part shall have uninterruptible power supply. It shall be ensured that faults are detected as an alarm and that a back-up system is activated. A power failure shall not be able to cause measured fiscal data to be deleted from the storing unit of the computer.
Corea	No disponible
Rusia	No disponible
Suráfrica	No disponible
Australia	No disponible

4. MUESTREO Y ANÁLISIS DE LA COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL

Canadá	
EEUU	
México	CNH.06.001/11 Artículo 24. En los puntos de venta interna y externa de los hidrocarburos, se deberán instalar equipos que permitan conocer la calidad de los hidrocarburos en función del producto a medir, tales como cromatógrafos de flujo continuo o a partir de un muestreo automático que estén preparados para cualquier mezcla que vaya a recibir.
Argentina	Res. 89/12 Reglamento técnico y metrológico para los sistemas de medición de gas natural con medidor ultrasónico. 5.2.4.10. El cromatógrafo deberá ser capaz de medir como mínimo los siguientes componentes: Nitrógeno, Dióxido de carbono, Metano, Etano, Propano, Iso-butano, n-butano, n-pentano, Iso-pentano, neo-pentano, Hexanos y superiores. Si el fabricante desea incluir más componentes, deberá utilizarse un gas de calibración acorde. El rango de medición deberá ser especificado por el fabricante y lo corroborará INTI. No deberá comenzar en cero y deberá ser distinto de cero. 6.7.5. El valor del poder calorífico del gas natural que pasa por el medidor será determinado utilizando un dispositivo de muestreo directamente conectado a la línea de transporte de gas en el lugar del puente de medición. Este muestreo deberá ser representativo del tipo de gas que circula por el sistema de medición. Este sistema de muestreo no afectará a las otras partes del sistema de medición. La determinación del valor del poder calorífico se efectuará por cálculo basado en la composición.
Brasil	7.3 Amostragem e Análise de Gás Natural 7.3.1 Nos pontos de medição fiscal da produção de gás natural, devem ser tomadas amostras para análise, pelo menos uma vez por mês. Podem ser utilizados analisadores em linha para medição das propriedades e composições com maior frequência. Os analisadores devem ser calibrados periodicamente, pela análise de laboratório das amostras coletadas. A amostragem de gás natural deve atender aos requisitos dos seguintes documentos: • API – MPMS Chapter 14.1, Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer.

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 58 de 69

	<p>7.3.2 As amostras de gás devem ser analisadas qualitativa e quantitativamente para se obter a composição do gás, a massa específica, o poder calorífico, os teores de gases inertes e contaminantes, para o atendimento da Portaria ANP n.º 41, de 15/04/1998, para correções nas medições dos volumes e para outros usos. Devem ser utilizados os métodos descritos nos seguintes documentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ASTM D 1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography • ASTM D 3588 Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density (Specific Gravity) of Gaseous Fuels • ASTM D 5454 - Standard Test Method Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers • ASTM D 5504 - Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence • ISO 6326 - Natural Gas - Determination of Sulfur Compounds, Parts 1 to 5 • ISO 6974 - Natural Gas - Determination of Hydrogen, Inert Gases and Hydrocarbons up to C8 - Gas Chromatography Method
Venezuela	<p>NORMAS TECNICAS PARA LA FISCALIZACION AUTOMATIZADA DEL GAS NATURAL</p> <p>9.2. Composición La medición de composición en línea será requerida cuando se presenten las condiciones siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Cuando el monto asociado a la venta o la regalía se calculará en función de la composición del gas, además del volumen transferido. b) Cuando las variaciones de la composición bajo condiciones normales del proceso ocasionan variaciones de la propiedad usada para los cálculos contables en ($\pm 1\%$). c) Cuando se requiere el cálculo de varias propiedades. Se deberán prever en la instalación de los medidores, puntos dedicados a la extracción de muestras, debidamente acondicionados de acuerdo con lo indicado en estas Normas. <p>En el caso de que la magnitud de interés sea el caudal, pero las variaciones de composición del gas generen variaciones de densidad superior a ($\pm 1\%$), se podrá usar un analizador de composición en línea o un densitómetro.</p> <p>El analizador de composición deberá instalarse en la línea troncal principal de transporte del gas, preferiblemente a la salida de la planta de procesamiento o de la última planta o etapa de compresión del sistema de transporte de gas. Si el sistema de transporte posee múltiples fuentes de gases con diferentes líneas troncales, el punto de análisis de la composición y densidad del gas se debe efectuar aguas abajo de la conexión de la última línea troncal, para el caso de que no existan ramales de distribución entre la conexión de un troncal y otro, de lo contrario se deberá instalar un punto de análisis de composición y densidad del gas en cada nodo común de bifurcación de ramales de transporte ubicado entre las conexiones de las línea de transporte.</p> <p>Los resultados de los análisis, de ser requeridos para los cálculos de volumen, deberán ser procesados y alimentados en forma automática a los equipos electrónicos de medición y cálculo de volumen de gas.</p>
Alemania	<p>The gas composition input parameters for the quantity converter shall be calculated and defined in accordance with DVGW worksheet G 486 sections 5.1 and 5.2.</p> <p>The grid access point partner shall install a calibrated gas composition measurement system in accordance with DVGW worksheet G 488 in the M&C system.</p> <p>The gas composition measurement system shall be set up and operated in a room that is exclusively used for measurement and gas analysis purposes, as well as complying with the requirements of the PTB and DVGW worksheet G 488.</p>
España	<p>5. Análisis de la calidad del gas. 5.1 Responsabilidad de los agentes.</p> <p>5.1.1 Puntos de medición y control periódico de los equipos y sistemas de medida.</p> <p>Corresponderá al GTS la definición de los puntos singulares de medición de la calidad del gas de la Red Básica donde sea necesaria la instalación de un equipo de análisis de los parámetros de la calidad del gas.</p>
Holanda	No disponible
Italia	No disponible
Noruega	<p>Section 11 Determination of energy content etc.</p> <p>Gas composition from continuous flow proportional gas chromatography or from automatic flow proportional sampling shall be used for determination of energy content. With regard to sales gas metering stations two independent systems shall be installed</p>

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 59 de 69

	<p>Section 17 Requirements relating to sampling Sampling shall be carried out in a manner which ensures that representative amounts are sampled. Sampling shall be automatic and flow proportional. In addition it shall be possible to carry out manual sampling. With regard to oil and condensate the necessary mixing equipment shall be installed upstream of the sampling probe.</p>
Corea del Sur	No disponible
Rusia	No disponible
Suráfrica	No disponible
Australia	No disponible

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 60 de 69

ANEXO 14 REQUISITOS RELACIONADOS CON LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

País	
Canadá	No disponible
EEUU	No disponible
México	CNH.06.001/11
Argentina	<p>Res. 89/12 Reglamento técnico y metrológico para los sistemas de medición de gas natural con medidor ultrasónico.</p> <p>6.1. Sistema de medición.6.1.1. El sistema de medición deberá operar dentro de los rangos del gas natural cuya composición se encuentra especificada en el informe N° 8 del A.G.A. versión 1992 que incluya densidades relativas entre 0,554 y 0,87.</p> <p>6.1.2. El sistema de medición deberá operar con una presión tal que asegure el acoplamiento acústico de los pulsos sonoros hacia y desde el gas. Por esto, el fabricante del medidor deberá especificar la presión de funcionamiento mínima esperada como también la máxima, en la documentación que acompañe a la solicitud de aprobación de modelo.</p> <p>6.1.3. El sistema de medición deberá operar dentro de un rango de temperatura de circulación de gas de -25 a 55 °C.</p> <p>6.1.4. El sistema de medición deberá operar dentro de un rango de temperatura ambiente de -25 a 55 °C. Este rango es aplicable al medidor con o sin circulación de gas, a la instrumentación asociada y al computador.</p> <p>6.1.5. El sistema de medición deberá ser capaz de medir entre los límites de caudal mínimo y máximo en condiciones de funcionamiento cumpliendo con los errores máximos permitidos.</p> <p>6.1.6. Cualquier dispositivo adicional conectado al sistema de medición deberá diseñarse de modo tal que no interfiera con la exactitud de la medición.</p> <p>6.1.7. El sistema de medición deberá poseer una memoria para almacenar el resultado de la medición hasta su uso o para guardar trazabilidad a transacciones comerciales, suministrando prueba en caso de disputa. El medio donde se almacenan los datos deberá tener suficiente estabilidad para asegurar que los datos no se alteren bajo condiciones normales de uso. El almacenamiento de los datos deberá ser tal que resulte imposible modificarlo sin que al menos un sello de seguridad sea violado u ocurra una acción similar.</p> <p>6.1.8. Deberá estar diseñando de modo tal que su comunicación sea segura.</p> <p>6.1.9. Todos los parámetros que no se midan pero sean necesarios para la conversión o corrección del volumen deberán estar guardados en la SPU o en el computador (según corresponda) antes de efectuar una medición.</p>
Brasil	<p>PANP/INMETRO 1/2000 5.1 Os equipamentos e sistemas de medição devem ser projetados, instalados, operados, testados e mantidos em condições adequadas de funcionamento para medir, de forma acurada e completa, as produções de petróleo e gás natural para fins fiscais e os volumes para controle operacional da produção, transporte, estocagem, importação e exportação de petróleo e gás natural.</p>
Venezuela	<p>10.1 Medición de todo el flujo</p> <p>a) La conexión de los medidores en un sistema de medición deberá ser realizada de forma tal, que no sea posible el desvío de flujo por una ruta que no pase a través de los medidores.</p> <p>b) No se deben instalar líneas de desvío a los medidores. La instalación del sistema de medición debe ser realizada de tal manera que permita colocar fuera de servicio y/o realizar mantenimiento a un medidor, con el resto de los medidores en servicio, sin necesidad de desviar ninguna cantidad de flujo.</p> <p>10.2 Disponibilidad operacional Se deberá mantener la continuidad operacional del sistema de medición, aún en situaciones de mantenimiento de un medidor. A tal fin, los medidores se deben dimensionar de forma que el sistema pueda manejar la totalidad del flujo aun con un medidor fuera de servicio. También es necesario considerar el respaldo de energía eléctrica para mantener los equipos de procesamiento y cálculos funcionando, aun cuando se interrumpa el flujo a través del sistema por el paro de compresores. Esto es con la finalidad de poder medir el flujo que aun continúa pasando debido a la inercia mecánica y presión. También garantiza la preservación de</p>

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 61 de 69

	<p>la información del flujo total acumulado y otras variables.</p> <ul style="list-style-type: none"> • La disponibilidad operacional se deberá considerar a nivel del procesamiento o cálculo del volumen. • Como medida de prevención se deberá establecer procedimientos de contingencia para el caso de falla en algún equipo o del sistema completo de medición. • La disponibilidad del sistema de medición podrá incrementarse con el uso de equipos con capacidad de autodiagnóstico tanto durante el arranque como durante la operación normal de los equipos. • Todos los equipos del sistema deberán poseer protección, en caso de existir sobre tensión eléctrica y descargas atmosféricas. • En caso de falla de alimentación eléctrica, el sistema de medición deberá ser capaz de un paro ordenado, así como de reinicio automático al restablecimiento de la energía eléctrica. El sistema deberá tener un medio confiable para el manejo de la fecha y la hora. El sistema debe tener un medio para almacenar el volumen total acumulado para cada medidor y el total del sistema. Estos valores acumulados no podrán reposicionarse a valor cero, a menos que se use un procedimiento de seguridad diseñado para tal propósito.
Alemania	7.5 The minimum requirements for the operation of metering stations are laid down in the DVGW Code of Practice G 689 „Technical minimum requirements on the metering point operation gas“. Regardless of these facts, it has to be considered that in the course of business only those values may be stated for the volume which have been collected with a calibrated meter or those values for the thermal energy or thermal output of gases which have been determined by a calibrated metering tool or according to recognised rules of technology (DVGW Code of Practice G 685 „Gas billing“) (§ 25 Calibration Law, § 10 Calibration Ordinance).
España	No disponible
Holanda	<p>The volume conversion shall meet the following requirements:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Application of Z calculation according to ISO 12213 • Full traceability of actions by electronic logging. • Use of transparent logical decisions (alarm handling, low flow) • The inputs shall be digital (serial) to eliminate additional uncertainty by transmission techniques (like analogue transmissions) • Measure volumes shall be registered by using non-volatile counters. Counters shall be installed for volume at operational conditions, volume corrected for the calibration curve, volume at normal conditions and energy. Bi-directional systems shall be equipped with the above mentioned counters for each direction • Preferably use of one flow computer per primary instrument.
Italia	No disponible
Noruega	No disponible
Corea	No disponible
Rusia	No disponible
Suráfrica	No disponible
Australia	No disponible

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 62 de 69

ANEXO 15 REQUISITOS RELACIONADOS CON EL CONTROL METROLÓGICO

País	
Canadá	MEASUREMENT CANADA. Es la agencia canadiense responsable de garantizar la trazabilidad y confiabilidad en las mediciones relacionadas con el comercio de productos y servicios. Measurement Canadá establece los requisitos técnicos y recomendaciones para la calibración de medidores de gas. Más información: http://www.ic.gc.ca/eic/site/mc-mc.nsf/eng/lm00538.html
EEUU	No disponible
México	CNH.06.001/11 Artículo 17. De la calibración y su trazabilidad. La calibración deberá realizarse utilizando equipos con trazabilidad a patrones nacionales e internacionales, ya sea a través del laboratorio primario de México, o por medio de laboratorios acreditados ante una entidad acreditadora. En este último caso, Petróleos Mexicanos deberá contar con el reporte o certificado de calibración correspondiente de dichas entidades acreditadoras, de acuerdo con lo dispuesto por la LFMN. Artículo 76. Pemex deberá realizar la gestión y gerencia de las actividades de medición bajo los estándares y mejores prácticas de calidad metrológica. Para tal efecto, Pemex deberá asegurar que la gestión y gerencia se realice bajo los estándares de referencia establecidos en la norma NMX-CC-10012-IMNC-2004.
Argentina	Res. 89/12 Reglamento técnico y metrológico para los sistemas de medición de gas natural con medidor ultrasónico. 7. Control Metrológico. 7.1. Consideraciones generales. Un sistema de medición será siempre examinado en el sitio de uso para verificar el cumplimiento de la totalidad de los requisitos contemplados en este reglamento que le correspondan. El INTI definirá qué ensayos deberán ser efectuados en laboratorio cuando éstos no puedan ser ejecutados en el lugar de uso. Cuando se efectúe un ensayo, la incertidumbre expandida U (para k=2) para la determinación del error sobre la indicación de volumen, deberá ser menor que 1/3 del error máximo permitido aplicable a la aprobación de modelo, a verificación primitiva y verificación periódica. Sin embargo no necesariamente deberá ser menor que 0,3%. La determinación de la incertidumbre se efectuará según los lineamientos de la "Guía para la expresión de las incertidumbres de medición" 2000 (segunda edición), traducción INTI-Cefis del documento "Guide to Expression of Uncertainty in Measurements" (BIPM, IEC; IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP, OIML, 1993).
Brasil	5.8 Os instrumentos de medição, as medidas materializadas e os sistemas de medição utilizados devem ser submetidos ao controle metrológico do INMETRO, quando houver, ou comprovar rastreabilidade aos padrões do INMETRO. 5.9 Todas as calibrações e inspeções requeridas neste Regulamento são executadas por conta e risco do concessionário ou do autorizatário de outras instalações de petróleo e más naturais e devem ser realizadas por pessoas ou entidades qualificadas. 7.2 Calibração e Inspeção de Medidores de Gás Natural 7.2.1 Os medidores de gás devem ser calibrados segundo os critérios da norma NBR ISO 10012-1, com intervalo inicial entre calibrações sucessiva não superior a 60 dias para medidores fiscais e não superior a 90 dias para outros medidores. 7.2.2 Os padrões de referência, os padrões de trabalho e os equipamentos utilizados para a calibração dos instrumentos de medição e sistemas de medição devem atender às prescrições estabelecidas no subitem 5.8 deste Regulamento.
Venezuela	11.1. Calibración de equipos La calibración de todo medidor usado para cálculo fiscal deberá ser realizada por un ente acreditado ante el Ministerio de Energía y Minas y congruente con estándares nacionales e internacionales. La variable de campo usada para cálculo fiscal deberá ser aprobada por el MEM y congruente con estándares nacionales e internacionales para los cálculos requeridos. La dimensión geométrica usada para cálculo fiscal deberá ser medida y certificada por un ente acreditado ante el MEM y congruente con estándares nacionales e internacionales. (...) La confirmación metrológica periódica de los contadores, excepto los ultrasónicos, se deberá realizar por medio de laboratorios, fijos o móviles, acreditados por la autoridad metrológica competente. Los resultados que se obtengan de la misma, si están fuera de los márgenes de error aceptados por la

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 63 de 69

	reglamentación aplicable, podrán dar lugar a contraprestaciones económicas. La confirmación metrológica periódica de los contadores ultrasónicos, se deberá efectuar «in-situ», aplicando un procedimiento particular, que deberá haber sido aprobado previamente por las partes afectadas.
Alemania	According to the German Verification Act, only approved and calibrated measuring and auxiliary devices may be used in business dealings. The requirements of the PTB (e.g. TR G13 and G8) and the DVGW Codes of Practice (e.g. G492, G685, G486, G488, and G600) shall be adhered to. Additional requirements on measuring stations, such as filtering, comparative measurements, sound insulation shall be adhered to.
España	Protocolo de Detalle PD-01 7. Control metrológico de las instalaciones de medida. Las instalaciones de medición y análisis de gas deberán cumplir aquellos aspectos regulados por la normativa metrológica legal española de aplicación y, en particular, por lo dispuesto en la Ley 3/1985, de 18 de marzo, de Metrología, y sus normativas de desarrollo. Los contadores y conversores incluidos en el alcance de la Orden Ministerial de 26 de diciembre de 1988, y/o de la Directiva 2004/22/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 31 de marzo de 2004, deberán haber sido puestos en servicio de acuerdo con la correspondiente normativa que les sea de aplicación. Desde el 30 de octubre de 2006, la fase de comercialización y puesta en servicio de los contadores y conversores deberá cumplir con lo previsto en el Anexo VI del Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida, y en su normativa de desarrollo que les sea de aplicación. En aquellos aspectos en los que no exista desarrollo normativo, será de aplicación lo dispuesto en este epígrafe. 7.2 La verificación metrológica periódica de los contadores, excepto los ultrasónicos, se deberá realizar por medio de laboratorios acreditados conforme a los criterios de la Norma ISO 17025 para la realización de calibraciones de contadores de gas. En el caso de que la presión de operación del contador sea superior a 35bar, la verificación metrológica deberá realizarse por medio de laboratorios acreditados conforme a los criterios de la Norma ISO 17025 para la realización de calibraciones de contadores de gas, utilizando como fluido gas natural y a una presión superior a 35bar. La verificación metrológica periódica de los conversores de caudal con sus elementos asociados, transmisor de presión y sonda de temperatura, se deberá realizar «in-situ», con los elementos patrones necesarios.
Holanda	Calibration of the Flow meter will be performed at an internationally recognized calibration site that is accredited by the national council of accreditation according to ISO 17025 and holds the Harmonized European Gas meter for natural gas as realized by PTB, NMI-VSL, and BNM The conditions at flow calibration shall resemble the conditions during operation. Calibration at least at 6 flow set points conform the OIML requirements (R137) (Qmin, 12, 25, 40, 70, and 100% of Qmax)
Italia	No disponible
Noruega	Section 19 General Calibrations and verifications as described in this Chapter shall be carried out prior to startup of the metering system at the place of operation. The Norwegian Petroleum Directorate shall have the opportunity of being present when the activities are carried out. Section 20 Calibration of mechanical part The prover volume shall be calibrated: a) before the metering system is delivered from the place of manufacture, b) prior to startup at the place of operation. The mechanical parts critical to measurement uncertainty shall be measured or subjected to flow calibration in order to document calibration curve. The fully assembled fluid metering system shall be flow tested at the place of manufacture and a functional test shall be performed on flowmeters. Statistical methods to provide documentation for repeatability requirements may be used Section 21 Calibration of instrument part The instrument loops shall be calibrated and the calibration results shall be accessible. The instrument loops shall be calibrated at a number of values necessary to detect any non-linearity errors within its working range. Calibration of the instrument loops shall be carried out using the display reading of the visual signal from the computer part Section 22 Verification of computer part Verification of the computer part shall be carried out for each metering tube to confirm that all functions

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 64 de 69

	are operational. Each independent program routine shall be verified to show that calculations are carried out with requirements equal to or better than those mentioned in Section 8 of the present regulations. Integration shall be verified with at least three values in the flow range. The calculations for calibrations as mentioned in Section 20 of these regulations shall be verified. This includes K-factor in respect of the individual calibration and the average value within the predetermined range of variation.
Corea	No disponible
Rusia	No disponible
Suráfrica	No disponible
Australia	No disponible
Colombia	No disponible

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 65 de 69

ANEXO 16 FRECUENCIA DE CALIBRACIÓN

País	FRECUENCIAS DE CALIBRACIÓN				
	Volumen de gas	Presión	Temperatura	Computador de flujo	Poder calorífico Cromatógrafo
Canadá	--	--	--	--	--
E.E.U.U	Compañía Black Marline	--	45 días	45 días	45 días
	Fayetteville Express	Intervalo razonable	Un mes	Un mes	Un mes
	Great lakes gas Transmission	--	30 días	30 días	90 días
	Golf South	--	Un mes	Un mes	Un mes
México	ISO 10012	ISO 10012	ISO 10012	ISO 10012	ISO 10012
Argentina	anual	--	--	--	--
Brasil	Cada 60 días	--	--	--	--
Venezuela	Acuerdo entre las partes	Acuerdo entre las partes	Acuerdo entre las partes	Acuerdo entre las partes	Acuerdo entre las partes
Alemania	Establecido entre las partes	Establecido entre las partes	Establecido entre las partes	Establecido entre las partes	Establecido entre las partes
España	--	--	--	--	--
Holanda	anual	semestral	semestral	--	diaria
Italia	anual	--	--	--	semanal
Noruega	--	--	--	--	--
Corea del Sur	--	--	--	--	--
Rusia	--	--	--	--	--
Sur Africa	--	--	--	--	--
Australia	Anual para ultrasónicos	trimestral	trimestral	trimestral	Automática cada dos días
OIML R - 140	--	--	--	--	--

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 66 de 69

ANEXO 17 REQUISITOS RELACIONADOS CON LA DOCUMENTACIÓN

País	
Canadá	No disponible
EEUU	No disponible
México	<p>CNH.06.001/11 Artículo 92. De la disposición de información para la Comisión. PEMEX mantendrá en todo momento, a disposición de la Comisión, la siguiente información:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Documentación de la adquisición del equipo e instrumentos de medición, así como los manuales y guías de operación de los mismos. 2. La documentación relativa a la actualización, modificación o sustitución de los sistemas de medición. 3. Bitácoras de los trabajos de mantenimiento de los sistemas de medición. 4. Reportes e informes de las verificaciones y calibraciones, internas y externas realizadas a los sistemas de medición por parte de Pemex, o por terceros acreditados. 5. Los contratos de compra-venta de petróleo crudo, gas y condensado. 6. La documentación relativa a las reclamaciones por volumen o calidad del petróleo crudo. 7. En general, la información y bases de datos relacionadas con la medición de volumen y calidad del petróleo crudo en las instalaciones donde se realicen estas actividades. 8. Relación del personal responsable de los sistemas de medición y del personal encargado de administrarlos, en cada punto de venta, de transferencia de custodia entre AI y GTDH, así como también entre GTDH.
Argentina	<p>Res. 89/12 Reglamento técnico y metrológico para los sistemas de medición de gas natural con medidor ultrasónico.</p> <p>6.6.2. La información detallada de 6.6.2.1 a 6.6.2.6 deberá estar disponible en el lugar del puente de medición.</p> <p>6.6.2.1. Los datos registrados desde el último período de recolección completo deberán incluir como mínimo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Promedio horario de la temperatura del gas circulante. - Promedio horario de la presión del gas circulante. - Promedio horario del factor de compresibilidad a condiciones de base. - Promedio horario del factor de compresibilidad a condiciones de medición. - Promedio horario del poder calorífico del gas circulante. - Total horario de volumen a condiciones de medición. - Total horario de volumen a condiciones de base. - Total horario de volumen a condiciones de base corregido según el poder calorífico de referencia. - Total diario de volumen a condiciones de medición. - Total diario de volumen a condiciones de base. - Total diario de volumen a condiciones de base corregido según el poder calorífico de referencia. <p>6.6.2.2. Las magnitudes de influencia. Se deberá incluir como mínimo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Variables de ajuste o corrección de los valores de presión y temperatura. - Constante del medidor. <p>6.6.2.3. Los valores instantáneos de presión, temperatura, caudal y cualquier alarma o condición de error que ocurra. También se deberán incluir los valores de la composición del gas.</p> <p>6.6.2.4. Una copia en algún medio de almacenamiento electrónico que incluya como mínimo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Valor de calibración anterior y posterior a un cambio para la instrumentación asociada y para la constante del medidor. - Valor anterior y posterior a un cambio de cualquier parámetro de configuración de la medición de una magnitud de influencia. - Un resumen completo de todas las alarmas o errores que afecten la medición, incluyendo una descripción de cada uno. - Un resumen diario indicando las horas o porcentajes de tiempo con (o sin) circulación de gas. <p>6.6.2.5. Una unívoca identificación del sistema de medición.</p> <p>6.6.2.6. Todos los datos con sus consecuentes ediciones, deberán estar disponibles para su recolección.</p> <p>6.6.2.7. Toda la información detallada en 6.6.2 deberá tener fecha y hora y estar ordenada cronológicamente, si corresponde.</p>

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 67 de 69

Brasil	<p>5 As seguintes informações devem ser apresentadas para aprovação da ANP:</p> <ol style="list-style-type: none"> Diagrama esquemático das instalações, indicando as principais correntes de petróleo, gás e água, a localização dos pontos de medição fiscal, os pontos de medição para controle operacional da produção, do gás para processamento, do transporte, estocagem, importação e exportação de petróleo e gás natural; Fluxograma de engenharia dos sistemas de medição, mostrando todas as tubulações, medidores e acessórios instalados; Especificações e folhas de dados dos instrumentos de medição, amostradores e acessórios; Memorial descritivo dos sistemas de medição, incluindo uma descrição dos equipamentos, instrumentos e sistemas de calibração a serem empregados; Memorial descritivo da operação dos sistemas de medição, contendo uma descrição dos procedimentos de medição, amostragem, análise e determinação de propriedades e cálculo dos volumes de produção.
Venezuela	<p>14. DOCUMENTACIÓN</p> <p>Las empresas operadoras deberán llevar y mantener actualizado un libro de registro en forma de archivo electrónico para cada uno de los medidores utilizados incluyendo el usado como patrón, donde deberá quedar asentado lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> Calibraciones rutinarias, con los resultados de las mismas y los ajustes realizados en los casos que apliquen. Mantenimiento general de los medidores. Errores de medición detectados durante la calibración de los equipos. Averías físicas o des configuración de los medidores. Retiro del servicio normal del medidor con inclusión de las horas y lecturas totalizadoras. Para el caso de medidores patrón deberá existir una certificación, emitida por una empresa de servicio calificada, previamente autorizada para tal fin por MEM. Dichos archivos deberán estar a la disposición del personal del MEM para su inspección, siempre que sea necesario. Se deberán usar formatos estándares para efectuar los informes donde se reportará la información. Los informes a incluir son los siguientes: <ol style="list-style-type: none"> Informes de gestión 27 Informes de mantenimiento Informes de fallas. Dichos informes deberán ser presentados al MEM, utilizando los medios alternativos siguientes: (a) Información computarizada permanente, conectada expresamente en computadoras propiedad de cada interesado y a disposición del MEM, ubicados en los lugares previamente convenidos y utilizando para ello los programas de computación establecidos por el MEM. (b) Información computarizada y protegida por vía de correo electrónico, a las direcciones y en programas de correo previamente señalados por el MEM. (c) Por medio de facsimil, dirigido a las direcciones señaladas por el MEM. (d) Por escrito, dirigido a las direcciones señaladas por el MEM.
Alemania	<p>It is the metering point operator's duty to document the measuring systems according to technical regulations and Verification Act provisions. The documentation of other administrative and measuring data at network connection points is the network operator's responsibility. At network interconnection points, the network operators reach an agreement in this regard.</p>
España	<p>No disponible</p>
Holanda	<p>No disponible</p>
Italia	<p>No disponible</p>
Noruega	<p>Section 28 Documentation prior to start-up of the metering system</p> <p>After the Plan for development and operation of petroleum deposits (PDO) and Plan for installation and operation of facilities for transport and utilization of petroleum (PIO) have been approved and prior to start-up of the metering system, the operator shall have the following documents available,</p> <ol style="list-style-type: none"> technical description of the metering system; an overview showing the location of the metering system in the process and transportation system; drawings and description of equipment included in the metering system; list of documentation for the metering system; progress plan for the project up to the time of application for consent to use; description of the operator's and the supplier's management control system for follow-up of the metering system;

de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 68 de 69

	g) Uncertainty analysis. The Norwegian Petroleum Directorate shall on request receive documentation as mentioned in the first paragraph of this Section.
Corea	No disponible
Rusia	No disponible
Suráfrica	No disponible
Australia	No disponible

Este documento se emite después de cumplir las
diligencias internas de la Corporación CDT de GAS

INFORME DE INGENIERÍA
INFORME INFG – 12 – VAR – 192 – 2002
CDT-12-VAR-205-PROT

Página 69 de 69

ANEXO 18 PRINCIPALES REFERENCIAS EN NORMATIVIDAD TECNICA

	AGA	API	ANSI	ASTM	NIST	PTB	GOST	DIN	DVGW	UNE	INMP	NBR	NOM	AS	NPD	NORSOK	CEN	ISO	OIML
Canadá	•	•																	
EEUU	•	•	•	•	•														
México													•						
Argentina	•	•																•	•
Brasil	•			•							•	•							•
Venezuela	•	•	•																•
Alemania								•	•									•	•
España										•								•	
Holanda						•												•	•
Italia										•							•		
Noruega															•	•			
Corea																		•	•
Rusia						•	•												
Suráfrica																			•
Australia														•					

Este documento se emite después de cumplir las disposiciones internas de la Corporación CDT de GAS. Es válido con sello seco.