

DIARIO OFICIAL



DIRECTOR: Tito Antonio Bazán Velásquez

TOMO Nº 423

SAN SALVADOR, MARTES 4 DE JUNIO DE 2019

NUMERO 103

La Dirección de la Imprenta Nacional hace del conocimiento que toda publicación en el Diario Oficial se procesa por transcripción directa y fiel del original, por consiguiente la institución no se hace responsable por transcripciones cuyos originales lleguen en forma ilegible y/o defectuosa y son de exclusiva responsabilidad de la persona o institución que los presentó. (Arts. 21, 22 y 23 Reglamento de la Imprenta Nacional).

SUMARIO

Pág.

Pág.

ORGANO LEGISLATIVO

Decreto No. 351.- Se concede licencia al Presidente de la República, Don Nayib Armando Bukele Ortiz, para que pueda salir del territorio nacional, durante el periodo comprendido del 1 de junio al 31 de diciembre del año 2019. 3

ORGANO EJECUTIVO

MINISTERIO DE ECONOMÍA

RAMO DE ECONOMÍA

Acuerdo No. 448.- Se autoriza a la sociedad Soluciones Logísticas de Centroamérica, Sociedad Anónima de Capital Variable, para que además de las instalaciones ubicadas en la Zona Franca American Industrial Park, también puedan operar en el Edificio S de la misma Zona Franca. 4-5

Acuerdo No. 730.- Se autoriza a la sociedad Alba Petróleos de El Salvador, Sociedad por Acciones de Economía Mixta, de Capital Variable, la remodelación de la estación de servicio denominada "Alba Ilopango". 5-6

Acuerdos Nos. 835, 836, 837 y 838.- Diferentes Reglamentos Técnicos Salvadoreños. 7-246

MINISTERIO DE EDUCACION

RAMO DE EDUCACIÓN

Acuerdo No. 15-1981.- Reconocimiento de estudios académicos a favor de Floridelly Guardado Rivas. 247

MINISTERIO DE EDUCACION, CIENCIA Y TECNOLOGIA

RAMO DE EDUCACIÓN, CIENCIA Y TECNOLOGÍA

Acuerdo No. 15-0631.- Reconocimiento de estudios académicos a favor de Julia Yesenia Molina Martínez. 247-248

MINISTERIO DE LA DEFENSA NACIONAL

RAMO DE LA DEFENSA NACIONAL

Acuerdos Nos. 164, 165 y 166.- Transferencias dentro del Escalafón General de la Fuerza Armada, en la Categoría de las Armas. 248-249

ORGANO JUDICIAL

CORTE SUPREMA DE JUSTICIA

Acuerdos Nos. 339-D y 375-D.- Autorizaciones para ejercer la profesión de abogado en todas sus ramas. 249

ACUERDO No. 837

San Salvador, 27 de mayo de 2019.

EL ORGANO EJECUTIVO EN EL RAMO DE ECONOMIA,**CONSIDERANDO:**

- I. Que por Decreto Legislativo No. 790 de fecha 21 de julio de 2011, publicado en el Diario Oficial No. 158, Tomo 392 del día 26 de agosto de ese mismo año, se emitió la Ley de Creación del Sistema Salvadoreño para la Calidad, por medio de la cual se le conceden facultades al Organismo Salvadoreño de Reglamentación Técnica de devolver los Reglamentos Técnicos con su Visto Bueno, de acuerdo a los periodos establecidos por la Organización Mundial del Comercio como requisito de publicación, a la institución responsable de elaborar dichos Reglamentos Técnicos;
- II. Que según consta en Acta de Aprobación de las diez horas del día trece de octubre de dos mil diecisiete, se acordó aprobar por parte del Sector Público: El Consejo Nacional de Energía, La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, el Centro de Investigación de Metrología, y el Organismo Salvadoreño de Acreditación; por parte del Sector Privado: Distribuidora Granada; por parte del Sector Académico: Universidad Centroamericana José Simeón Cañas; por parte del Sector Consumidor: La Defensoría del Consumidor, y por el Organismo Salvadoreño de Reglamentación Técnica, el **REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO RTS 75.01.01:16 HIDROCARBUROS. GAS NATURAL. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD**; y,
- III. Que de conformidad con lo establecido en el artículo 4 letra "C" de la Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía, faculta al Consejo como máxima autoridad para promover la aprobación de leyes y reglamentos propios del Sector Energético, en coordinación con las autoridades competentes, y en su artículo 20 al Presidente de la República a emitir los reglamentos necesarios para la aplicación de la precitada Ley.

POR TANTO:

De conformidad al artículo 37 del Reglamento Interno del Órgano Ejecutivo y a lo expresado en los considerandos anteriores, este Ministerio

ACUERDA: Dictar el siguiente:

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO RTS 75.01.01:16 HIDROCARBUROS. GAS NATURAL. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD.

**REGLAMENTO TÉCNICO
SALVADOREÑO**

RTS 75.01.01:16

**HIDROCARBUROS. GAS NATURAL.
ESPECIFICACIONES DE CALIDAD**

Correspondencia: este Reglamento Técnico Salvadoreño tiene correspondencia parcial con la norma ISO 13686: "Natural gas – Quality designation" (Gas natural – Designación de calidad).

ICS 75.060

RTS 75.01.01:16

Editada por el Organismo Salvadoreño de Reglamentación Técnica, ubicado en 1ª Calle Poniente, Final 41 Av. Norte, N° 18 San Salvador, Col. Flor Blanca. San Salvador, El Salvador. Teléfono (503) 2590-5323 y (503) 2590-5335. Sitio web: www.osartec.gob.sv

Derechos Reservados.

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO**RTS 75.01.01:16****INFORME**

Los Comités Nacionales de Reglamentación Técnica conformados en el Organismo Salvadoreño de Reglamentación Técnica, son las instancias encargadas de la elaboración de Reglamentos Técnicos Salvadoreños. Están integrados por representantes de la Empresa Privada, Gobierno, Defensoría del Consumidor y sector Académico Universitario.

Con el fin de garantizar un consenso nacional e internacional, los proyectos elaborados por los Comités Nacionales de Reglamentación Técnica se someten a un período de consulta pública nacional y notificación internacional, durante el cual cualquier parte interesada puede formular observaciones.

El estudio elaborado fue aprobado como RTS 75.01.01:16 HIDROCARBUROS. GAS NATURAL. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD, por el Comité Nacional de Reglamentación Técnica. La oficialización del Reglamento conlleva el Acuerdo Ejecutivo del Ministerio correspondiente de su vigilancia y aplicación.

Este Reglamento Técnico Salvadoreño está sujeto a permanente revisión con el objeto de que responda en todo momento a las necesidades y exigencias de la técnica moderna.

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO**RTS 75.01.01:16**

CONTENIDO	PAG.
1. OBJETO	1
2. ÁMBITO DE APLICACIÓN	1
3. DEFINICIONES	1
4. ABREVIATURAS	2
5. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	3
6. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD	7
7. DOCUMENTOS DE REFERENCIA	14
8. BIBLIOGRAFÍA	14
9. VIGILANCIA Y VERIFICACIÓN	15
10. VIGENCIA	15
11. ANEXOS	16

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO**RTS 75.01.01:16****1. OBJETO.**

Especificar las características fisicoquímicas que debe cumplir el gas natural que se maneje en los sistemas de almacenamiento, transporte por ductos y distribución por redes en el país, para preservar la seguridad de las personas, el medio ambiente y las instalaciones.

El gas natural a inyectar en los sistemas de transporte por ductos y distribución por redes deberá reunir las especificaciones de calidad necesarias para asegurar la calidad del producto suministrado a los consumidores y proteger sus instalaciones en general, así como asegurar la protección de las instalaciones de los transportistas por ductos y de los distribuidores por redes de gas natural.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN.

2.1. Aplica al gas natural que se entregue a los sistemas de almacenamiento, transporte por ductos y distribución por redes, así como en los puntos de transferencia de custodia.

2.2. Este reglamento técnico no aplica al gas natural que se produce y conduce desde pozos y complejos de procesamiento próximos a los mismos.

3. DEFINICIONES.

3.1. Composición: concentración de los componentes del gas natural.

3.2. Condiciones estándar: condiciones normalizadas bajo las cuales se mide el gas natural y que corresponden a la presión absoluta de 101,325 kPa y la temperatura de 288,15 K.

3.3. Gas natural: es la mezcla de hidrocarburos, con predominio de metano, que en condiciones normalizadas de presión y temperatura se presentan en la naturaleza en estado gaseoso.

3.4. Gas natural licuado o GNL: es el gas natural que mediante un proceso de conversión física pasa del estado gaseoso al estado líquido.

3.5. Gas natural fuera de especificación: gas natural que no cumple con las especificaciones de calidad establecidas en este reglamento técnico.

3.6. Humedad: agua presente en la fase gaseosa en el gas natural.

3.7. Índice de Wobbe (W): es la relación entre el poder calorífico superior (PCS) por unidad de volumen con relación a la raíz cuadrada de la densidad relativa (ρ_r), de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$W = \frac{PCS}{\sqrt{\rho_r}}$$

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO**RTS 75.01.01:16**

3.8. Kelvin: unidad de temperatura termodinámica, es la fracción $1/273,15$ de la temperatura termodinámica del punto triple del agua.

3.9. Número de metano (N.M.): número normalizado para caracterizar la capacidad del gas natural para no producir detonaciones no deseadas en los motores. El número de metano es conceptualmente igual que el número de octano, es decir, $N.O. = f(N.M.)$, solo que es superior a 100 para el gas natural, por ello ambos conceptos están relacionados pudiéndose utilizar la siguiente expresión: $N.O. = 0,67 * N.M. + 73,2$.

3.10. Poder calorífico superior (PCS): es la cantidad de energía térmica producida por la combustión completa, a presión constante, de una unidad de volumen medida en base seca de gas natural con aire, a condiciones estándar, cuando los productos de la combustión se mantiene a una temperatura de 288,15 K y la entalpía del agua formada durante el proceso de combustión se determina en fase líquida.

3.11. Punto de transferencia de custodia: punto acordado comercialmente entre las partes en que se transfiere la custodia del gas natural.

3.12. Límite inferior de explosividad (LIE): concentración mínima de gases, vapores o nieblas inflamables dispersas en el aire por debajo de la cual, la mezcla no es explosiva, en idioma inglés es "LEL: Lower Explosive Limit".

3.13. Límite superior de explosividad (LSE): concentración máxima de gases, vapores o nieblas inflamables dispersas en aire por arriba de la cual, la mezcla no es explosiva, en idioma inglés es: "UEL: Upper Explosive Limit".

3.14. Odorizante: sustancia química utilizada para proporcionar olor al gas natural.

3.15. Técnicamente libre: presencia de contaminantes que no se puedan detectar visualmente y que no causen daño o interfieran con la operación de los ductos, medidores, reguladores u otros equipos a través de los cuales fluye el gas, ni con los equipos o instalaciones de los usuarios finales.

3.16. Temperatura o punto cricodontérmico: máxima temperatura en la cual coexisten en equilibrio la fase líquida y la fase gaseosa.

3.17. Temperatura o punto de rocío del agua: temperatura a la cual inicia la condensación del vapor de agua presente en el gas natural.

3.18. Temperatura o punto de rocío de hidrocarburos: temperatura a la cual inicia la condensación de hidrocarburos en el gas natural.

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO

RTS 75.01.01:16

4. ABREVIATURAS.

- **ASTM:** "American Society for Testing and Materials" (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales).
- **EN:** European Standard
- **GPA:** "Gas Processors Association" (Asociación de Procesadores de Gas de USA).
- **ISO:** "International Organization for Standardization" (Organización Internacional para la Normalización).
- **J:** Joule
- **K:** Kelvin
- **mg/m³:** Miligramo por metro cúbico.
- **MJ/m³:** Megajoule por metro cúbico.
- **Pa:** Pascal
- **KPa:** Kilopascal.
- **máx:** Máximo
- **mín:** Mínimo

5. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.

5.1. Características

5.1.1. El gas natural debe estar técnicamente libre de:

- a) Agua, aceite e hidrocarburos líquidos.
- b) Materiales sólidos, polvos y gomas.
- c) Otros gases que puedan afectar a los sistemas de almacenamiento, transporte por ductos y distribución por redes o a los equipos o instalaciones de los usuarios.

En la Tabla 1 se especifican las características fisicoquímicas exigidas para el gas natural.

Tabla 1. Especificaciones de calidad para el gas natural

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	MÉTODO ASTM o EN (ÁRBITRO)	VALORES
Composición del gas natural:			
Contenido de oxígeno (O ₂)	fracción de volumen (% vol.)	D 1945	0,002 (0,20) máx.
Contenido de nitrógeno (N ₂)	fracción de volumen (% vol.)	D 1945	0,030 (3,00) máx.
Contenido de dióxido de carbono (CO ₂)	fracción de volumen (% vol.)	D 1945	0,030 (3,00) máx.
Contenido de gases inertes totales (N ₂ y CO ₂)	fracción de volumen (% vol.)	D 1945	0,060 (6,00) máx.
Variación diaria del contenido de nitrógeno	fracción de volumen (% vol.)	Calculado	± 0,015 (1,5) máx.

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO

RTS 75.01.01:16

Tabla 1. Especificaciones de calidad para el gas natural (continuación)

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	MÉTODO ASTM o EN (ÁRBITRO)	VALORES
Contenido de metano (CH_4)	fracción de volumen (% vol.)	D 1945	0,840 (84,00) mín
Contenido de etano (C_2H_6)	Fracción de volumen (% vol.)	D 1945	0,12 (12,00) máx.
Humedad (H_2O)	mg/m^3	D 1142	97,00 máx.
Contenido de ácido sulfhídrico (H_2S)	mg/m^3	D 5504	6,00 máx.
Contenido de azufre total (S)	mg/m^3	D 5504	30,00 máx.
Temperatura o punto de rocío de hidrocarburos	K ($^{\circ}\text{C}$)	D 1142	271,15 (-2) máx.
Poder calorífico superior (PCS)	MJ/m^3	D 3588	36,80 – 43,60
Índice Wobbe (W)	MJ/m^3	D 3588	47,30 – 53,20
Variación diaria del Índice Wobbe (W)	%	Calculado	± 5 máx.
Temperatura o punto de rocío del agua	K ($^{\circ}\text{C}$)	--	Reportar
Densidad relativa	--	D 3588	0,65 máx.
Mercurio	$\mu\text{g/m}^3$	D 5954	0,01 máx.
Número de metano	--	EN 16726	70 mín.

Fuente: Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010: "Especificaciones del Gas Natural"; 2010.

Nota 1: Los resultados se deben reportar con el número de cifras decimales que indica cada método y no necesariamente con el número de decimales que aparecen en la tabla de especificaciones.

Nota 2: Los métodos ASTM indicados son los aprobados como métodos árbitros. Otros métodos aceptables se indican en el numeral 10.

Nota 3: Para el caso de "Reportar", se deberá indicar el resultado obtenido de acuerdo al método.

5.1.2. Límites de explosividad del gas natural

5.1.2.1. El límite inferior de explosividad (LIE) es 0,05 fracción de volumen (5% volumen, cinco por ciento en volumen) de gas en el aire.

5.1.2.2. El límite superior de explosividad (LSE) es 0,15 fracción de volumen (15% volumen, quince por ciento en volumen) de gas en el aire.

5.2. Componentes del gas natural

5.2.1. Se consideran los siguientes:

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO**RTS 75.01.01:16**

- a) Componente principal: metano.
- b) Componentes secundarios: etano, propano, butanos, pentanos y otros hidrocarburos más pesados.
- c) Inertes: nitrógeno y dióxido de carbono.
- d) Otros componentes: argón, helio, oxígeno, mercurio, mercaptanos y otros compuestos de azufre que únicamente podrían estar en bajas concentraciones.

5.3. Odorizantes**5.3.1. Características y cantidad de odorizante a utilizar**

5.3.1.1. El gas natural es inodoro e incoloro y no es posible detectarlo por medio de los sentidos humanos normales, por lo que una vez odorizado permite detectar rápidamente las fugas que eventualmente podrían ocurrir o advertir su presencia. Los odorizantes más comunes para el gas natural están compuestos por mercaptanos.

5.3.1.2. El gas natural debe ser odorizado a una concentración tal que permita ser detectado por medio del olfato humano normal, cuando las concentraciones alcancen una quinta parte del límite inferior de explosividad del gas natural, es decir cuando la proporción de gas natural en el aire sea del 0,01 fracción de volumen o uno por ciento en volumen (1% volumen).

5.3.1.3. La determinación del nivel de odorización en el gas natural se debe realizar de conformidad con la última edición vigente de la norma ASTM D 6273.

5.3.1.4. No se debe odorizar el gas natural que se utilice en procesos catalíticos u otros donde el producto final se vea afectado.

El odorizante que se utilice debe cumplir, como mínimo, con los siguientes requisitos:

- a) Cumplir con un grado de pureza tal que permita alcanzar el nivel de odorización mínimo ya establecido.
- b) Ser compatible con los materiales de fabricación del equipo utilizado para la odorización del gas natural.
- c) Ser estable física y químicamente para asegurar su presencia como vapor dentro de la corriente de gas natural.
- d) No ser tóxico ni nocivo para las personas y equipos en la concentración ya especificada.
- e) Ser de fácil combustión dentro del rango recomendado por el fabricante.
- f) Tener una solubilidad en agua menor que 0,025 en fracción masa o 2,5% masa.
- g) Proporcionar al gas natural un olor característico y persistente.
- h) Ser manejable para facilitar su adición al gas natural.
- i) Los productos de la combustión del odorizante no deben ser corrosivos a los materiales a los que estará expuesto.

5.3.2. Medidas de seguridad para el manejo de los odorizantes

5.3.2.1. Para prevenir la combustión accidental de los vapores del odorizante, se deben utilizar

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO**RTS 75.01.01:16**

herramientas que no produzcan chispas cuando se trabaje en los equipos que manejan los odorizantes, además los trabajadores deben utilizar botas de seguridad cuyo cubo de acero no esté expuesto.

5.3.2.2. El equipo de odorización y sus tuberías se deben fabricar con materiales resistentes a los componentes de los odorizantes para evitar la corrosión.

5.3.2.3. Cuando se detecte un derrame de odorizante, este se debe neutralizar mediante la aplicación de una sustancia química recomendada por el fabricante o conforme lo establezca el plan de contingencia aplicable. Así mismo, se debe utilizar un agente evanescente para enmascarar el olor y para absorberlo se debe utilizar tierra, arena fina o el producto que recomiende el fabricante de dicho odorizante.

5.3.2.4. No deben vertirse los oxidantes en altas concentraciones sobre el odorizante derramado, ya que su reacción sería violenta y podría causar algún accidente.

5.3.2.5. Los recipientes conteniendo los odorizantes se deben almacenar en lugares cubiertos, secos y bien ventilados. No deben exponerse a los rayos solares; antes de abrir los recipientes se deben enfriar para no provocar una fuga de odorizantes en fase vapor.

5.3.2.6. El personal que realice operaciones de odorización debe utilizar prendas apropiadas que resistan el posible contacto con el odorizante, las cuales deben lavarse después de su utilización.

5.3.2.7. El equipo mínimo de seguridad personal que se debe utilizar para estar en contacto con el odorizante es el siguiente:

- a) Guantes, botas y delantal confeccionados con cloruro de polivinilo.
- b) Gafas protectoras de hule especial (recomendadas por el fabricante del odorizante).
- c) Mascarilla con filtro de absorción para componentes orgánicos.

5.3.2.8. Además se debe incluir equipo de seguridad adicional conforme a las recomendaciones del fabricante y hoja de seguridad del producto (MSDS, por sus siglas en inglés).

Ante cualquier contacto del odorizante con la piel, se debe lavar de inmediato el área afectada con abundante agua.

5.4. Responsabilidad sobre las especificaciones del gas natural

5.4.1. El productor, procesador, importador o suministrador de gas natural que se entregue en los sistemas de transporte por ductos, almacenamiento o distribución por redes debe cumplir con las especificaciones de calidad del gas natural establecidas en este reglamento técnico.

5.4.2. La responsabilidad de la medición de las especificaciones de calidad del gas natural en el punto de transferencia de custodia debe quedar establecida en los convenios comerciales celebrados entre las partes.

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO**RTS 75.01.01:16**

5.4.3. Los concesionarios del transporte por ductos de acceso abierto y de distribución por redes serán los responsables de asegurarse que el gas natural que reciban en su sistema cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en este reglamento técnico y en el caso de las terminales de gas natural licuado, deben acondicionarlo para que cumpla con ellas.

5.4.4. Los instrumentos utilizados para la medición de la composición del gas natural se deben verificar con gases patrones estándar debidamente certificados, siguiendo la metodología y periodicidad recomendada por el fabricante y las normas aplicables.

5.4.5. El productor, procesador, importador o suministrador de gas natural que instale equipo de control de calidad será responsable de calibrar y verificar tales equipos según aplique, así como de informar con la debida anticipación, a las restantes partes involucradas, los cronogramas de calibración de los equipos.

6. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD.**6.1. Muestreo y métodos de determinación****6.1.1. Métodos y puntos de muestreo**

6.1.1.1. El muestreo y la determinación de las especificaciones de calidad del gas natural se deben realizar en cada uno de los principales puntos de inyección o de entrega más cercanos al o a los sistemas de transporte por ductos de acceso abierto, almacenamiento y distribución por redes, así como en los principales puntos de mezcla de dichos sistemas. Para efectos de transferencia de custodia, si el muestreo se acuerda en puntos distintos, se debe notificar este hecho a la Dirección de Hidrocarburos y Minas del Ministerio de Economía para su aprobación.

6.1.1.2. El muestreo se debe hacer de conformidad con la práctica reconocida internacionalmente, se pueden tomar como referencia los siguientes métodos, en su edición vigente:

- a) “API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS), Chapter 14.1 – Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer” [Manual API de Normas de Medición de Petróleo (MPMS), Capítulo 14.1 – Recolección y Manejo de Muestras de Gas Natural para la Transferencia de Custodia].
- b) ASTM D 5287: “Standard Practice for Automatic Sampling of Gaseous Fuel” (Práctica Estándar para el Muestreo Automático de Combustible Gaseoso).
- c) ASTM D 5503: “Standard Practice for Natural Gas Sample-Handling and Conditioning Systems for Pipeline Instrumentation” (Práctica Estándar para Manejo de Muestra de Gas Natural y Sistemas de Acondicionamiento para Instrumentación en Tuberías).
- d) GPA 2166: “Obtaining Natural Gas Samples for Analysis by Gas Chromatography” (Obtención de Muestras de Gas Natural para Cromatografía de Gas).

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO**RTS 75.01.01:16**

- e) ISO 10715: "Natural gas – Sampling guidelines" (Gas natural – Guías de muestreo).
- f) ISO 8943: Refrigerated light hydrocarbon fluids -- Sampling of liquefied natural gas -- Continuous and intermittent methods (Hidrocarburos ligeros licuados refrigerados– Muestreo de Gas natural licuado - Métodos continuos e intermitentes).

6.1.1.3. Los puntos definidos para la toma de muestra deberán estar acondicionados para tal efecto, las instalaciones deben tener los dispositivos necesarios y suficientes para obtener aquellas en la forma más segura y adecuada posible.

6.1.2. Determinación y registro de la densidad relativa (pr), del poder calorífico superior (PCS), del índice de Wobbe (W) y de la composición del gas

6.1.2.1. Para la determinación de la densidad, densidad relativa (pr), poder calorífico superior (PCS) y del índice de Wobbe (W), se deben promediar los valores registrados durante una hora, con base a los valores promedio de la temperatura, presión y composición del gas natural registrados en los sesenta minutos previos. La periodicidad de la entrega de información será establecida por la Dirección de Hidrocarburos y Minas del Ministerio de Economía.

6.1.2.2. La determinación del contenido de humedad (H_2O) y de ácido sulfhídrico (H_2S) se debe realizar y registrar por lo menos cada hora.

6.1.2.3. La determinación del contenido de oxígeno (O_2) y de azufre total (S) se debe realizar y registrar como mínimo en forma trimestral.

6.1.2.4. La determinación de la composición del gas natural, incluyendo la de hidrocarburos hasta C_{9+} se debe llevar a cabo de manera obligatoria en cada uno de los principales puntos de inyección o entrega de gas natural al o a los sistemas de transporte por ductos de acceso abierto, almacenamiento y distribución por redes, así como en los principales puntos de mezcla de dichos sistemas.

6.1.2.5. En las plantas criogénicas de procesamiento o de las plantas de regasificación de gas natural licuado, así como otros puntos de medición establecidos en el número 6.1.1, de no disponer con analizadores en línea capaces de medir hasta C_{9+} , la determinación se debe hacer hasta C_{6+} y suponerse una relación de composiciones volumétricas de $C_6/C_7/C_8$ de 68/28/4, respectivamente.

6.1.3. Determinación de la temperatura o punto de rocío de hidrocarburos

6.1.3.1. La estimación de la temperatura o punto de rocío de hidrocarburos se debe realizar por lo menos cada hora con base a los promedios de temperatura, presión y composición del gas natural registrados en los sesenta minutos previos, utilizando la ecuación de estado que se define en el número 6.1.4.2

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO**RTS 75.01.01:16**

6.1.3.2. Para propósitos de determinar la conformidad con este reglamento técnico, los laboratorios deben estimar la temperatura o punto de rocío de hidrocarburos con la ecuación de estado que se define en el número 6.1.4.2, utilizando los parámetros moleculares establecidos en las tablas A y B del Anexo.

6.1.3.3. En caso de desacuerdo del valor resultante, por parte del interesado, éste podrá solicitar a un laboratorio acreditado realizar la determinación directa de la temperatura o punto de rocío de hidrocarburos utilizando el método árbitro establecido en la Tabla 1.

6.1.3.4. La Dirección podrá solicitar que se realice la determinación directa de esta característica cuando lo estime conveniente.

6.1.4. Procedimiento para la estimación de la temperatura o punto de rocío de hidrocarburos

6.1.4.1. Este procedimiento para la estimación de la temperatura o punto de rocío de hidrocarburos tiene por objeto establecer la ecuación de estado y los parámetros moleculares que deben utilizarse para la determinación de la propiedad mencionada.

6.1.4.2. La temperatura de rocío de hidrocarburos correspondiente a la temperatura o punto cricendentérmico del gas natural, se debe determinar utilizando la ecuación de estado de Peng-Robinson, según la Ecuación 1, así:

Ecuación 1:
$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2 + 2bV - b^2}$$

Donde:

P = Presión del gas natural en el punto de medición, expresada en Pascales (Pa).

T = Temperatura del gas natural en el punto de medición, expresada en grados Kelvin (K).

V = Volumen molar del gas natural a la T y P, expresada en metros cúbicos por mol (m^3/mol).

R = Constante universal de los gases ideales = 8,31451 J/mol K.

a y b = Parámetros de mezcla de la ecuación, que se calculan de la siguiente manera:

Ecuación 2:
$$a = \sum \sum y_i y_j (a_i a_j)^{0.5} (1 - k_{ij}) \quad (Nm^4/mol^2)$$

Ecuación 3:
$$b = \sum_{i=1}^x y_i b_i \quad (m^2/mol)$$

Ecuación 4:
$$a_i = \frac{0.45724 R^2 T_{c_i}^2}{P_{c_i}} \alpha_i \quad (Nm^4/mol^2)$$

Ecuación 5:
$$b_i = \frac{0.07780 R T_{c_i}}{P_{c_i}} \quad (m^2/mol)$$

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO**RTS 75.01.01:16**

Ecuación 6: $\alpha_i = [1 + (0,37464 + 1,54226 \omega_i - 0,26992 \omega_i^2)(1 - T/T_{ci})^{0.5}]^2$ (parámetro adimensional)

Donde:

P_{ci} = Presión crítica del componente i, expresada en Pascales (Pa).

T_{ci} = Temperatura crítica del componente i, expresada en grados Kelvin (K).

ω_i = Factor acéntrico del componente i, parámetro adimensional.

k_{ij} = Parámetro de interacción molecular entre el componente i y el componente j, parámetro adimensional.

y_i = Fracción molar del componente i en fase gaseosa, parámetro adimensional.

y_j = Fracción molar del componente j en fase gaseosa, parámetro adimensional.

Los valores de P_{ci} , T_{ci} , ω_i y k_{ij} que se deben utilizar en las fórmulas anteriores son los que se encuentran en la Tabla A y en la Tabla B del Anexo, como parámetros de referencia.

6.2. Métodos de ensayo

6.2.1. Para los ensayos se utilizará la última edición vigente de las siguientes normas ASTM, EN, GPA e ISO en idioma inglés, la traducción y el uso de éstas será responsabilidad del usuario.

6.2.2. Serán aceptadas en tanto no sean homologadas y/o no existan reglamentos técnicos salvadoreños.

Tabla 2. Métodos de ensayo

Método	Referencia
Métodos de Prueba Estándar para Densidad Relativa de Combustibles Gaseosos.	ASTM D 1070: "Standard Test Methods for Relative Density of Gaseous Fuels".
Método de Prueba Estándar para Azufre Total en Gases Combustibles por Combustión y Titulación con Cloruro de Bario.	ASTM D 1072: "Standard Test Method for Total Sulfur in Fuel Gases by Combustion and Barium Chloride Titration".
Método de Prueba Estándar para Contenido de Vapor de Agua por Medición de la Temperatura de Punto de Rocío.	ASTM D 1142: "Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by Measurement of Dew-Point Temperature".
Método de Prueba Estándar para Valor Calorífico (Calor) en el Rango de Gas Natural por Calorímetro de Registro Continuo.	ASTM D 1826: "Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter".
Método de Prueba Estándar para Análisis de Gas Natural por Cromatografía de Gas.	ASTM D 1945: "Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography".
Práctica Estándar para el Cálculo del Valor del Calorífico, Factor de Compresibilidad y Densidad Relativa de Combustibles Gaseosos.	ASTM D 3588: "Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels".

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO

RTS 75.01.01:16

Tabla 2. Métodos de ensayo (continuación)

Método	Referencia
Método de Prueba Estándar para Análisis de Sulfito de Hidrógeno en Combustibles Gaseosos (Método del Rango de Reacción con Acetato).	ASTM D 4084: "Standard Test Method for Analysis of Hydrogen Sulfide in Gaseous Fuels (Lead Acetate Reaction Rate Method)".
Método de Prueba Estándar para Azufre Total en Combustibles Gaseosos por Hidrogenólisis y Colorimetría Rateométrica.	ASTM D 4468: "Standard Test Method for Total Sulfur in Gaseous Fuels by Hydrogenolysis and Rateometric Colorimetry"
Método de Prueba Estándar para Sulfuro de Hidrógeno en Gas Natural Utilizando Tubos Detectores de Duración de la Mancha.	ASTM D 4810: "Standard Test Method for Hydrogen Sulfide in Natural Gas Using Length-of-Stain Detector Tubes".
Método de Prueba Estándar para Vapor de Agua en Gas Natural Utilizando Tubos Detectores de Duración de la Mancha.	ASTM D 4888: "Standard Test Method for Water Vapor in Natural Gas Using Length-of-Stain Detector Tubes".
Método de Prueba Estándar para Dióxido de Carbono Utilizando Tubos Detectores de Duración de la Mancha.	ASTM D 4984: "Standard Test Method for Carbon Dioxide in Natural Gas Using Length-of-Stain Detector Tubes".
Método de Prueba Estándar para Contenido de Vapor de Agua Utilizando Analizadores Electrónicos de Humedad.	ASTM D 5454: "Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers".
Método de Prueba Estándar para la Determinación de Compuestos de Azufre en Gas natural y en Combustibles Gaseosos por Cromatografía de Gas y Quimiluminiscencia	ASTM D 5504: "Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence".
Método de Prueba Estándar para el Muestreo y la Medición de Mercurio en el Gas Natural por Espectroscopía de Absorción Atómica.	ASTM D 5954: "Standard Test Method for Mercury Sampling and Measurement in Natural Gas by Atomic Absorption Spectroscopy".
Método de Prueba Estándar para la Determinación de Compuestos de Azufre en Gas Natural y en Combustibles Gaseosos por Cromatografía de Gas y Detección Fotométrica de Llama.	ASTM D 6228: "Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Flame Photometric Detection"
Métodos de Prueba Estándar para Intensidad de Olor del Gas Natural.	ASTM D 6273: "Standard Test Methods for Natural Gas Odor Intensity"
Método de Prueba Estándar para Muestreo y Análisis de Mercurio en el Gas natural por Espectroscopía de Fluorescencia Atómica	ASTM D 6350: "Standard Test Method for Mercury Sampling and Analysis in Natural Gas by Atomic Fluorescence Spectroscopy"
Práctica Estándar para la Determinación del Valor Calorífico Sobre-Línea / En-Línea de Combustibles Gaseosos por Cromatografía de Gas.	ASTM D 7164: "Standard Practice for On-line/At-line Heating Value Determination of Gaseous Fuels by Gas Chromatography"

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO

RTS 75.01.01:16

Tabla 2. Métodos de ensayo (continuación)

Método	Referencia
Práctica Estándar para Cromatografía de Gas Basado en Análisis Sobre-Línea / En-Línea para Contenido de Azufre de Combustibles Gaseosos.	ASTM D 7165: "Standard Practice for Gas Chromatograph Based On-line/At-line Analysis for Sulfur Content of Gaseous Fuels"
Práctica Estándar para Analizador de Azufre Total Basado Sobre-Línea/En-Línea para Contenido de Azufre en Combustibles Gaseosos.	ASTM D 7166: "Standard Practice for Total Sulfur Analyzer Based On-line/At-line for Sulfur Content of Gaseous Fuels"
Infraestructura gasista. Calidad del gas-Grupo H.	EN 16726: Gas Infrastructure. Quality of gas-Group H.
Cálculo del Valor Calorífico Bruto, Densidad Relativa, Compresibilidad y Contenido Teórico de Hidrocarburo Líquido para las Mezclas de Gas Natural para Transferencia de Custodia.	GPA 2172: "Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer"
La Determinación de Compuestos de Azufre Específicos por Cromatografía de Gas Capilar y Detección de Quimiluminiscencia de Azufre.	GPA 2199: "The Determination of Specific Sulfur Compounds by Capillary Gas Chromatography and Sulfur Chemiluminescence Detection".
Análisis para Gas Natural y Mezclas Gaseosas Similares por Cromatografía de Gas.	GPA 2261: "Analysis for Natural Gas & Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography".
Método Tentativo de Análisis Extendido para Gas Natural y Mezclas Gaseosas Similares por Cromatografía de Gas con Temperatura Programada.	GPA 2286: "Tentative Method of Extended Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Temperature Programmed Gas Chromatography".
Gas natural – Determinación de compuestos de azufre – Parte 3: Determinación de sulfuro de hidrógeno, azufre mercaptano y carbonilo sulfuro de azufre por potenciometría.	ISO 6326-3: "Natural gas – Determination of sulfur compounds – Part 3: Determination of hydrogen sulfide, mercaptan sulfur and carbonyl sulfide sulfur by potentiometry"
Determinación del punto de rocío del agua de gas natural – Higrómetros de condensación en superficie fría.	ISO 6327: "Gas analysis – Determination of the water dew point of natural gas – Cooled surface condensation hygrometers".
Gas natural. Determinación de la composición con incertidumbre definida por cromatografía de gas. Parte 1: Guías por análisis adaptado.	ISO 6974-1: "Natural gas. Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography. Part 1: Guidelines for tailored analysis".
Gas natural. Determinación de la composición con incertidumbre definida por cromatografía de gas. Parte 2: Sistema de medida caracterización y estadísticas para procesamiento de datos.	ISO 6974-2: "Natural gas. Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography. Part 2: Measuring-system characteristics and statistics for processing of data".

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO

RTS 75.01.01:16

Tabla 2. Métodos de ensayo (continuación)

Método	Referencia
Gas natural. Determinación de la composición con incertidumbre definida por cromatografía de gas. Parte 3: Determinación de hidrógeno, helio, oxígeno, nitrógeno, dióxido de carbono e hidrocarburos mayores de C ₈ utilizando dos columnas empacadas.	ISO 6974-3: "Natural gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography. Part 3: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and hydrocarbons up to C ₈ using two packed columns".
Gas natural. Determinación de la composición con incertidumbre definida por cromatografía de gas. Parte 4: Determinación de nitrógeno, dióxido de carbono e hidrocarburos de C ₁ a C ₅ y C ₆₊ por un laboratorio y sistema de medida en línea utilizando dos columnas.	ISO 6974-4: "Natural gas. Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography. Part 4: Determination of nitrogen, carbon dioxide and C ₁ to C ₅ and C ₆₊ hydrocarbons for a laboratory and on-line measuring system using two columns".
Gas natural. Determinación de la composición con incertidumbre definida por cromatografía de gas. Parte 5: Determinación de nitrógeno, dióxido de carbono e hidrocarburos de C ₁ a C ₅ y C ₆₊ por un laboratorio y aplicación de proceso en línea utilizando tres columnas.	ISO 6974-5: "Natural gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography. Part 5: Determination of nitrogen, carbon dioxide and C ₁ to C ₅ and C ₆₊ hydrocarbons for a laboratory and on-line process application using three columns".
Gas natural – Análisis extendido – Método cromatográfico de gas.	ISO 6975: "Natural gas – Extended analysis – Gas-chromatographic method".
Gas natural – Cálculo de valores caloríficos, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe para composición.	ISO 6976: "Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition".
Gas natural – Determinación de mercurio – Parte 1: Muestreo de mercurio por quimiabsorción sobre yodo.	ISO 6978-1: "Natural gas – Determination of mercury – Part 1: Sampling of mercury by chemisorption on iodine".
Gas natural – Determinación de mercurio – Parte 2: Muestreo de mercurio por amalgamación sobre aleación oro/platino	ISO 6978-2: "Natural gas – Determination of mercury – Part 2: Sampling of mercury by amalgamation on gold/platinum alloy"
Gas natural – Determinación de agua por el método Karl- Fischer – Parte 1: Introducción.	ISO 10101-1: "Natural gas. Determination of water by the Karl Fischer method. Part 1: Introduction".
Gas natural – Determinación de agua por el método Karl Fischer – Parte 2: Procedimiento de titulación.	ISO 10101-2: "Natural gas – Determination of water by the Karl Fischer method – Part 2: Titration procedure".
Gas natural – Determinación de agua por el método Karl Fischer – Parte 3: Procedimiento Coulométrico.	ISO 10101-3: "Natural gas – Determination of water by the Karl Fischer method – Part 3: Coulometric procedure".
Gas natural – Evaluación del funcionamiento para sistemas analíticos en línea.	ISO 10723: "Natural gas – Performance evaluation for on-line analytical systems".
Gas natural – Compuestos de azufre orgánico utilizados como odorizantes – Requerimientos y métodos de prueba.	ISO 13734: "Natural gas – Organic sulfur compounds used as odorants – Requirements and test methods".

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO**RTS 75.01.01:16****Tabla 2. Métodos de ensayo (continuación)**

Método	Referencia
Gas natural – Correlación entre contenido de agua y punto de rocío del agua.	ISO 18453: "Natural gas – Correlation between water content and water dew point"
Gas natural – Requerimientos de cromatografía de gas para el cálculo de punto de rocío de hidrocarburos.	ISO 23874: "Natural gas – Gas chromatographic requirements for hydrocarbon dew point calculation"

7. DOCUMENTOS DE REFERENCIA.

7.1. ISO 13686: "Natural gas – Quality designation " (Gas natural – Designación de calidad).

7.2. Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010: "Especificaciones del Gas Natural"; 2010.

8. BIBLIOGRAFÍA.

8.1. Comparación de parámetros de calidad del Gas Natural; ENEGAS; Gobierno Bolivariano de Venezuela; 2007.

8.2. Guía de Buenas Prácticas de Reglamentación Técnica, noviembre 2016, disponible en: <http://www.osartec.gob.sv/index.php/component/k2/item/62-guia-de-buenas-practicas>.

8.3. Manual GNL Custody Transfer; International group of liquefied natural gas imported; tercera edición; 2011.

8.4. Norma Oficial Mexicana NOM-006-SECRE-1999: "Odorización del Gas Natural"; 1999.

8.5. Nota Técnica No. 55: Composición del Gas natural; Regulaciones en la República Argentina; Marzo 2001.

8.6. Normas Técnicas Aplicables (NTA) para el Aseguramiento de la calidad del Gas Natural en sistemas de transporte y distribución; Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No. 38.771; 2007.

8.7. Norma venezolana COVENIN 3568-2:2000 Gas Natural. Características mínimas de calidad. Parte 2: Gas de uso general para sistemas de transporte troncales de libre acceso; 2000.

8.8. Ley de Gas Natural; Diario Oficial No. 115; Tomo 379; El Salvador; 2008.

9. VIGILANCIA Y VERIFICACIÓN.

9.1. La vigilancia y verificación del cumplimiento de este Reglamento Técnico Salvadoreño le corresponde a la Dirección de Hidrocarburos y Minas del Ministerio de Economía o los sucesores de la Dirección o entidades que en el futuro se les asigne específicamente estas funciones.

9.2. Para las sanciones relativas al incumplimiento de este Reglamento Técnico, se sujetará a la Ley de Gas Natural, sus Reglamentos y otra legislación que le aplique.

10. VIGENCIA.

Este Reglamento Técnico Salvadoreño entrará en vigencia seis (6) meses después de su publicación en el Diario Oficial.

REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO

RTS 75.01.01:16

ANEXO
(Normativo)
PARÁMETROS DE REFERENCIA
Tabla A. Parámetros moleculares

Componentes	Presión crítica P_c (kPa)	Temperatura crítica T_c (K)	Factor acéntrico ω
Metano	4599	190,56	0,0115478
Etano	4872	305,32	0,0994930
Propano	4248	369,83	0,1522910
n-butano	3796	425,12	0,2001640
Isobutano	3640	407,80	0,1835210
n-pentano	3370	469,70	0,2515060
Isopentano	3380	460,40	0,2278750
Neopentano	3196	433,80	0,1956570
n-hexano	3025	507,60	0,3012610
n-heptano	2740	540,20	0,3494690
n-octano	2490	568,70	0,3995520
n-nonano	2290	594,60	0,4434600
Nitrógeno	3400	126,20	0,0377215
Dióxido de carbono	7383	304,21	0,2236210

Fuente: Knapp, H., Vapor – Liquid Equilibria for Mixtures of Low Boiling Substances, Chemistry Data Series, Vol. VI, Dechema, Frankfurt, Alemania, 1982.

Tabla B. Parámetros de interacción binaria k_{ij}

	C_1	C_2	C_3	nC_4	iC_4	nC_5	iC_5	$neoC_5$	nC_6	nC_7	nC_8	nC_9	N_2	CO_2
C_1		-0,0026	0,0140	0,0133	0,0256	0,0230	-0,0056		0,0422	0,0352	0,0496	0,0474	0,0311	0,0919
C_2	0,0026		0,0011	0,0096	-0,0067	0,0078			-0,0100	0,0067	0,0185		0,0515	0,1322
C_3	0,0140	0,0011		0,0033	-0,0078	0,0267	0,0111		0,0007	0,0056			0,0852	0,1241
nC_4	0,0133	0,0096	0,0033		-0,0004	0,0174			-0,0056	0,0033			0,0800	0,1333
iC_4	0,0256	-0,0067	-0,0078	-0,0004									0,1033	0,1200
nC_5	0,0230	0,0078	0,0267	0,0174						0,0074			0,1000	0,1222
iC_5	-0,0056		0,0111										0,0922	0,1219
$neoC_5$														
nC_6	0,0422	-0,0010	0,0007	-0,0056						-0,0078			0,1496	0,1100
nC_7	0,0352	0,0067	0,0056	0,0033		0,0074			-0,0078				0,1441	0,1000
nC_8	0,0496	0,0185											-0,4100	
nC_9	0,0474													
N_2	0,0311	0,0515	0,0852	0,0800	0,1033	0,1000	0,0922		0,1496	0,1441	0,4100			-0,0170
CO_2	0,0918	0,1322	0,1241	0,1333	0,1200	0,1222	0,1219		0,1100	0,1000			-0,0017	

Fuente: Knapp, H., Vapor – Liquid Equilibria for Mixtures of Low Boiling Substances, Chemistry Data Series, Vol. VI, Dechema, Frankfurt, Alemania, 1982.

Nota: En donde no exista parámetro se utilizará el valor cero.

-FIN DEL REGLAMENTO TÉCNICO SALVADOREÑO-

Publíquese este Acuerdo en el Diario Oficial, y entrará en vigencia seis meses después de su publicación en el mismo.

COMUNÍQUESE. LUZ ESTRELLA RODRÍGUEZ MINISTRA DE ECONOMÍA.