

## COMISION REGULADORA DE ENERGIA

**ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía ordena la publicación de las Respuestas a los comentarios recibidos, así como de las Modificaciones al Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-002-SECRE-2014, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural, publicado el 29 de septiembre de 2014.**

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.

### ACUERDO Núm. A/003/2015

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ORDENA LA PUBLICACIÓN EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN DE LAS RESPUESTAS A LOS COMENTARIOS RECIBIDOS, ASÍ COMO DE LAS MODIFICACIONES AL PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA PROY-NOM-002-SECRE-2014, INSTALACIONES DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL, PUBLICADO EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN EL 29 DE SEPTIEMBRE DE 2014

### RESULTANDO

**Primero.** Que el 29 de septiembre de 2014 la Comisión Reguladora de Energía (esta Comisión) publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-002-SECRE-2014, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural (el Proyecto), para efectos de lo establecido en el artículo 47, fracción I, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN).

**Segundo.** Que el 17 de diciembre de 2014 el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Derivados del Petróleo, del Gas y Bioenergéticos (el Comité), en su Primera Sesión Extraordinaria de 2014, y una vez analizados los comentarios recibidos, resolvió proponer a esta Comisión, para su publicación en el Diario Oficial de la Federación, las respuestas a los comentarios recibidos, así como las modificaciones al Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-002-SECRE-2014, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural conforme dispone el artículo 47, fracción III, de la LFMN.

### CONSIDERANDO

**Primero.** Que la Comisión es una Dependencia del Poder Ejecutivo Federal con autonomía técnica, operativa y de gestión, con personalidad jurídica en los términos de los artículos 2 y 3 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), publicada el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014.

**Segundo.** Que, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 42 de la LORCME, esta Comisión tiene por objeto, entre otros, fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

**Tercero.** Que, de acuerdo con lo dispuesto por el Artículo Vigésimo Primero Transitorio de la Ley de Hidrocarburos, esta Comisión continuará regulando y supervisando, en el ámbito de sus atribuciones, la industria de los Hidrocarburos en materia de seguridad industrial y operativa, en tanto entra en funciones la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

**Cuarto.** Que el artículo 47, fracción I, de la LFMN, establece que los proyectos de normas oficiales mexicanas se publicarán íntegramente en el DOF a efecto de que, dentro de los siguientes 60 días naturales, los interesados presenten sus comentarios al comité consultivo nacional de normalización correspondiente.

**Quinto.** Que durante los 60 días naturales a los que hace referencia el Considerando Tercero anterior, el Comité recibió un total de 122 comentarios al Proyecto, procediendo a su estudio y, como consecuencia respecto de aquellos que resultaron fundados y motivados, resolvió modificar el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-002-SECRE-2014, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural, sin que dicha modificación infiera un cambio de fondo en su carácter de proyecto.

Por lo anterior, con fundamento en los artículos 14, 16 y 28, párrafo octavo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2, fracción II, 3, 4, 5, 22, fracciones I, II, III, VIII, XXVI, inciso a), y XXVII, 41, fracción I y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; Tercero y Vigésimo Primero Transitorio de la Ley de Hidrocarburos; 1, 3, fracción XI, 38, fracción II, 40 fracciones I, III, VII, XIII y XVIII, 44, 46 y 47, fracciones I, II y III de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 2, 4, 16, fracciones VII, IX y X y 57, fracción I, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 28 y 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 2, 3, 6 fracciones I y III, 10, primer párrafo, 16, primer párrafo I, fracción I, 24, fracciones I y XXVII, y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión Reguladora de Energía:

#### ACUERDA

**Primero.** Se ordena la publicación en el Diario Oficial de la Federación de las respuestas a los comentarios recibidos, así como de las modificaciones al Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-002-SECRE-2014, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural. Dichas respuestas y modificaciones se anexan a este Acuerdo.

**Segundo.** Inscribese el presente Acuerdo con el número A/003/2015, en el registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, inciso a), y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

México, Distrito Federal, a 28 de enero de 2015.- El Presidente, **Francisco J. Salazar Diez de Sollano**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Marcelino Madrigal Martínez, Noé Navarrete González, Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez, Jesús Serrano Landeros, Guillermo Zúñiga Martínez**.- Rúbricas.

#### ANEXO DEL ACUERDO Núm. A/003/2015

##### RESPUESTAS A LOS COMENTARIOS RECIBIDOS SOBRE EL PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA PROY-NOM-002-SECRE-2014, INSTALACIONES DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL.

La Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 14, 16 y 28, párrafo octavo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2, fracción II, 3, 4, 5, 22, fracciones I, II, III, VIII, XXVI, inciso a) y XXVII, 41, fracción I y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; Tercero y Vigésimo Primero Transitorio de la Ley de Hidrocarburos; 1, 3, fracción XI, 38, fracción II, 40 fracciones I, III, VII, XIII y XVIII, 44, 46 y 47, fracciones I, II y III de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 2, 4, 16, fracciones VII, IX y X y 57, fracción I, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 28 y 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 2, 3, 6 fracciones I y III, 10, primer párrafo, 16, primer párrafo I, fracción I, 24, fracciones I y XXVII, y 59 fracción I del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, publica las respuestas a los comentarios recibidos así como las modificaciones al proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-002-SECRE-2014, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural.

Empresas e Instituciones que presentaron comentarios durante el periodo de consulta pública:

1. Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C.
2. Gas Natural Fenosa
3. GDF Suez Energía de México
4. IENOVA

Proyecto-NOM-002-SECRE-2014 dice:	Propuesta:	Justificación:	RESPUESTA
<p>Comentarios Generales:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Se debe definir el uso del punto (.) o la coma (,) para indicar las fracciones decimales.</li> <li>- Unificar las unidades de presión y definir si se incluye o no la conversión de unidades.</li> </ul>			<p>Punto 1 uso de coma o punto en fracciones decimales:</p> <p>De acuerdo con lo que especifica la NOM-008-SCFI-2002, en la Tabla 21.- Reglas para la escritura de los números y su signo decimal, menciona lo siguiente:</p> <p>El signo decimal debe ser una coma sobre la línea (,) o un punto sobre la línea (.). Si la magnitud de un número es menor que la unidad, el signo decimal debe ser precedido por un cero.</p> <p>[Modificación publicada en el DOF el 24 de septiembre de 2009]</p> <p>De acuerdo con lo anterior, en esta norma se indicarán las fracciones con el punto (.)</p> <p>Se inserta en la parte de definiciones quedando como sigue:</p> <p><b>4.35 Punto:</b> Para propósitos de esta norma el signo decimal se indicará con un punto sobre la línea (.). Si la magnitud de un número es menor que la unidad, el signo decimal deberá ir precedido por un cero.</p> <p>Punto 2. Unidades.</p> <p>Se unificarán las unidades de acuerdo con las especificadas en la NOM-008-SCFI-2002 y entre paréntesis la conversión correspondiente.</p>
<p>FRANCISCO JOSE BARNES DE CASTRO, Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Derivados del Petróleo, del Gas y Bioenergéticos, con fundamento en los artículos 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal;</p>	<p>FRANCISCO JOSE BARNES DE CASTRO, Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Derivados del Petróleo, del Gas y Bioenergéticos, con fundamento en los artículos 2, fracción III y 43 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal;</p>	<p>Error tipográfico.</p>	<p>No se acepta comentario, toda vez que el Artículo 43 Ter de la Ley tutela la existencia de Organos Reguladores Coordinados en Materia Energética y su naturaleza jurídica.</p>
<p><b>PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA PROY-NOM-002-SECRE-2014, INSTALACIONES DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL</b></p> <p>En la elaboración de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana participaron las instituciones y personas morales siguientes: la Comisión Reguladora de Energía, Gas Natural Fenosa, GDF Suez, Ecogas México, S. Integas, S.A. de C.V., Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C., Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas, A.C., Desarrollo Tecnología y Planeación, S.A. de C.V., Diseño Especializado en Ingeniería y Sistemas Actualizados, S.A. de C.V., Illigas Instaladora, Lloyd Germánico de México, S. de R.L. de C.V. y Universidad Nacional Autónoma de México.</p>	<p><b>PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA PROY-NOM-002-SECRE-2014, INSTALACIONES DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL</b></p> <p>En la elaboración de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana participaron las instituciones y personas morales siguientes: la Comisión Reguladora de Energía, Gas Natural Fenosa, GDF Suez Energía de México, Ecogas México, S. Integas, S.A. de C.V., Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C., Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas, A.C., Desarrollo Tecnología y Planeación, S.A. de C.V., Diseño Especializado en Ingeniería y Sistemas Actualizados, S.A. de C.V., Illigas Instaladora, Lloyd Germánico de México, S. de R.L. de C.V. y Universidad Nacional Autónoma de México.</p>	<p>Nombre completo de la empresa.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue:</p> <p><b>PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA PROY-NOM-002-SECRE-2014, INSTALACIONES DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL</b></p> <p>En la elaboración de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana participaron las instituciones y personas morales siguientes: la Comisión Reguladora de Energía, Gas Natural Fenosa, GDF Suez Energía de México, Ecogas México, S. de R.L. de C.V., Integas, S.A. de C.V., Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C., Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas, A.C., Desarrollo Tecnología y Planeación, S.A. de C.V., Diseño Especializado en Ingeniería y Sistemas Actualizados, S.A. de C.V., Illigas Instaladora, Lloyd Germánico de México, S. de R.L. de C.V. y Universidad Nacional Autónoma de México.</p>

<p>2. Campo de aplicación y alcance</p> <p>Esta Norma es aplicable a las instalaciones de aprovechamiento que conduzcan gas natural desde la salida del medidor o de una estación de regulación y medición del sistema de distribución o transporte que entrega el gas, hasta la entrada a cada uno de los aparatos de consumo.</p>	<p>2. Campo de aplicación y alcance</p> <p>Esta Norma es aplicable a las instalaciones de aprovechamiento que conducen gas natural desde la conexión de salida del medidor o de una estación de regulación y medición del usuario, hasta la conexión de entrada a cada uno de los aparatos de consumo.</p>	<p>Define mejor el alcance, está de más la mención que se hace al sistema de distribución o transporte.</p>	<p>Se acepta parcialmente el comentario, queda como sigue:</p> <p>2. Campo de aplicación y alcance</p> <p>2. Campo de aplicación y alcance</p> <p>Esta Norma es aplicable a las instalaciones de aprovechamiento que conducen gas natural desde la salida del medidor o de una estación de regulación y medición del sistema de distribución o transporte de gas natural hasta la entrada a cada uno de los aparatos de consumo.</p>
<p>3. Referencias</p> <p>...</p>	<p>3. Referencias</p> <p>...</p> <p>NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización).</p> <p>NMX-X-028-SCFI-2011 Industria del gas – conexión integral y conexión flexible que se utilizan en instalaciones domésticas y comerciales de gas L.P. o gas natural – especificaciones y métodos de prueba (CANCELA A LA NMX-X-028- SCFI-2009)</p>	<p>Incluir estas normas en las referencias para efectos de instalaciones eléctricas con potencial presencia de atmósfera explosiva; así como de conexiones flexibles de los aparatos</p>	<p>Se acepta comentario, y se inserta en las referencias, queda como sigue:</p> <p>NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización).</p> <p>NMX-X-028-SCFI-2011 Industria del gas – conexión integral y conexión flexible que se utilizan en instalaciones domésticas y comerciales de gas L.P. o gas natural – especificaciones y métodos de prueba (CANCELA A LA NMX-X-028-SCFI-2009)</p>
<p><b>4.2 Aparatos de gas de circuito cerrado o estanco.</b></p>	<p><b>4.2 Aparatos de gas de circuito cerrado o estanco:</b></p>	<p>Error tipográfico.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue:</p> <p><b>4.2 Aparatos de gas de circuito cerrado o estanco:</b></p>
<p><b>4.5 Camisa:</b> Conducto en el que se aloja una tubería conductora de gas para protegerlo mecánicamente, revestirlo o aislarlo de agentes externos.</p>	<p><b>4.5 Camisa:</b> Conducto en el que se aloja una tubería conductora de gas para protegerla mecánicamente, revestirla o aislarla de agentes externos.</p>	<p>Error de redacción.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue:</p> <p><b>4.5 Camisa:</b> Conducto en el que se aloja una tubería conductora de gas para protegerla mecánicamente, revestirla o aislarla de agentes externos.</p>
<p><b>4.10 Descripción de la instalación de aprovechamiento:</b> Narrativa escrita del trayecto de la tubería, en la que se incluye la ubicación de la estación de regulación y medición, ubicación de los equipos de consumo y principales consideraciones.</p>	<p><b>4.10 Descripción de la instalación de aprovechamiento:</b> Narrativa escrita del trayecto de la tubería, en la que se incluye la ubicación de la estación de regulación y medición, ubicación de los equipos de consumo y principales consideraciones <b>de diseño, filosofía de operación, los procesos industriales y su interrelación con el uso final del gas natural.</b></p>	<p>Ver punto 5.1.3</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue:</p> <p><b>4.10</b> Narrativa escrita desde la estación de regulación y medición del sistema de distribución o transporte, el trayecto de la tubería considerando longitudes, diámetros y material hasta los equipos de consumo. Esta deberá incluir las principales consideraciones de diseño, la filosofía de operación, el o los procesos industriales y su interrelación con el uso final del gas natural.</p>
<p><b>4.12 Distribuidor:</b> El titular de un permiso de distribución en los términos del Reglamento de Gas Natural.</p>	<p><b>4.12 Distribuidor:</b> El titular de un permiso de distribución <b>expedido por la Comisión.</b></p>	<p>Se abroga el Reglamento de Gas Natural por el REGLAMENTO de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos publicado en el DOF el 31 de octubre de 2014.</p>	<p>No se acepta comentario, toda vez que en el Transitorio Cuarto de la Ley de Hidrocarburos se menciona que el Reglamento de Gas Natural, continuará vigente en lo que no se oponga a la misma y hasta que entren en vigor las nuevas disposiciones reglamentarias.</p>
<p>4.14 Estación de regulación: La instalación destinada a reducir y controlar la presión del gas natural a una presión determinada.</p>	<p>4.14 Estación de regulación: La instalación destinada a reducir y controlar la presión del gas natural a un valor determinado.</p>	<p>La presión se controla a un valor determinado.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue:</p> <p>4.14 Estación de regulación: La instalación destinada a reducir y controlar la presión del gas natural a un valor de presión determinado.</p>
<p>4.15 Estación de regulación y medición:</p>	<p>4.15 Estación de regulación y medición: La</p>	<p>Mismo comentario anterior.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue:</p>

<p>La instalación destinada a reducir y controlar la presión a una presión determinada, así como medir el flujo de gas natural, la cual cuenta como mínimo con lo siguiente:</p> <p>a) Una línea de regulación. b) Un elemento de seguridad por sobrepresión. c) Válvulas de seccionamiento de entrada y salida, un filtro, un medidor y un bypass.</p>	<p>instalación destinada a reducir y controlar la presión a un valor determinado, así como medir el flujo de gas natural, la cual cuenta como mínimo con lo siguiente:</p> <p>a) Una línea de regulación. b) Un elemento de seguridad por sobrepresión. c) Válvulas de seccionamiento de entrada y salida, un filtro, un medidor y un bypass.</p>		<p>4.15 Estación de regulación y medición: La instalación destinada a reducir y controlar la presión a un valor de presión determinado, así como medir el flujo de gas natural, la cual cuenta como mínimo con lo siguiente:</p> <p>a) Una línea de regulación. b) Un elemento de seguridad por sobrepresión. c) Válvulas de seccionamiento de entrada y salida, un filtro, un medidor y un baipás.</p>
<p><b>4.15 Estación de regulación y medición:</b> La instalación destinada a reducir y controlar la presión a una presión determinada, así como medir el flujo de gas natural, la cual cuenta como mínimo con lo siguiente:</p> <p>a) Una línea de regulación. b) Un elemento de seguridad por sobrepresión. c) Válvulas de seccionamiento de entrada y salida, un filtro, un medidor y un bypass.</p>	<p><b>4.15 Estación de regulación y medición:</b> La instalación destinada a reducir y controlar la presión a una presión determinada, así como medir el flujo de gas natural, la cual cuenta como mínimo con lo siguiente:</p> <p>a) Una línea de regulación. b) Un elemento de seguridad por sobrepresión. c) Válvulas de seccionamiento de entrada y salida, un filtro, un medidor y un baipás.</p>	<p>Artículo nuevo de la vigésima tercera edición de la Real Academia Española</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue:</p> <p><b>4.15 Estación de regulación y medición:</b> Estación de regulación y medición: La instalación destinada a reducir y controlar la presión a un valor de presión determinado, así como medir el flujo de gas natural, la cual cuenta como mínimo con lo siguiente:</p> <p>a) Una línea de regulación. b) Un elemento de seguridad por sobrepresión. c) Válvulas de seccionamiento de entrada y salida, un filtro, un medidor y un baipás.</p>
<p><b>4.22 Isométrico.</b> Dibujo...</p>	<p><b>4.22 Isométrico:</b> Dibujo...</p>	<p>Error tipográfico.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue:</p> <p><b>4.22 Isométrico:</b> Dibujo...</p>
<p><b>4.26 Memoria de cálculo:</b> Conjunto de cálculos en papel, hoja de cálculo o corrida de resultados de una aplicación particular, mediante las cuales se determina la caída de presión máxima permisible espesor de pared y/o presión de trabajo con base en las condiciones de operación de los equipos de consumo, así como el trayecto de la instalación y materiales utilizados.</p>	<p><b>4.26 Memoria de cálculo:</b> Conjunto de cálculos en papel, hoja de cálculo o corrida de resultados de una aplicación particular, mediante las cuales se determina la caída de presión máxima permisible, espesor de pared y/o presión de trabajo con base en las condiciones de operación de los equipos de consumo., <del>así como el trayecto de la instalación y materiales utilizados.</del></p>	<p>La última parte corresponde al Isométrico.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue:</p> <p><b>4.26 Memoria de cálculo:</b> Conjunto de cálculos en papel, hoja de cálculo o corrida de resultados de una aplicación particular, mediante las cuales se determina la caída de presión máxima permisible, espesor de pared y/o presión de trabajo con base en las condiciones de operación de los equipos de consumo</p>
<p>4.26 Memoria de cálculo: Conjunto de cálculos en papel, hoja de cálculo o corrida de resultados de una aplicación particular, mediante las cuales se determina la caída de presión máxima permisible espesor de pared y/o presión de trabajo con base en las condiciones de operación de los equipos de consumo, así como el trayecto de la instalación y materiales utilizados.</p>	<p>4.26 Memoria de cálculo: Conjunto de cálculos en papel, hoja de cálculo o corrida de resultados de una aplicación informática particular, mediante los cuales se determina la caída de presión máxima permisible, espesor de pared y/o presión de trabajo, con base en las condiciones de operación de los equipos de consumo, así como el trayecto de la instalación y materiales utilizados.</p>	<p>Sólo precisar que la aplicación es informática.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue:</p> <p>4.26 Memoria de cálculo: Conjunto de cálculos en papel, hoja de cálculo o corrida de resultados de una aplicación informática particular, mediante los cuales se determina la caída de presión máxima permisible, espesor de pared y/o presión de trabajo, con base en las condiciones de operación de los equipos de consumo.</p>
<p><b>4.27 Metro cúbico estándar:</b> Aquel metro cúbico de gas natural medido a las</p>	<p><b>4.27 Metro cúbico estándar:</b> Aquel metro cúbico de gas natural medido a las</p>		<p><b>4.27 Metro cúbico estándar:</b> Aquel metro cúbico de gas natural medido a las condiciones de presión absoluta de</p>

condiciones de presión absoluta de 101,325 kPa y temperatura de 288.15 °K.	condiciones de presión absoluta de 101,325 kPa y temperatura de 288.15 K °K.		101,325 kPa y temperatura de 288.15 K
<b>4.27 Metro cúbico estándar:</b> Aquel metro cúbico de gas natural medido a las condiciones de presión absoluta de 101,325 kPa y temperatura de 288.15 °K.	<b>4.27 Metro cúbico estándar:</b> Aquel metro cúbico de gas natural medido a las condiciones de presión absoluta de 101,325 kPa y temperatura de 288.15 K.	De acuerdo a la NOM-008-SCFI-2002, Sistema General de Unidades de Medida, no lleva el símbolo °.	Se acepta comentario, queda como sigue: <b>4.27 Metro cúbico estándar:</b> Aquel metro cúbico de gas natural medido a las condiciones de presión absoluta de 101,325 kPa y temperatura de 288.15 K.
<b>4.36 Sistema de distribución:</b> Conjunto de ductos, compresores, reguladores, medidores y otros equipos e instalaciones para la conducción del gas natural desde el punto de entrega del suministrador o transportista hasta la instalación de aprovechamiento del propietario o usuario de la misma, incluyendo el medidor propiedad del distribuidor.	<b>4.36 Sistema de distribución:</b> Conjunto de ductos, compresores, reguladores, medidores y otros equipos e instalaciones para la conducción del gas natural desde el punto de entrega del suministrador o transportista hasta la instalación de aprovechamiento del propietario o usuario de la misma, incluyendo el medidor propiedad del distribuidor.	Duda: “...incluyendo el medidor propiedad del distribuidor.” ¿Siempre se cumple esta condición?	Si, esta condición se cumple. Se acepta comentario y se modifica el párrafo, queda como sigue: <b>4.37 Sistema de distribución:</b> Conjunto de ductos, compresores, reguladores, medidores y otros equipos e instalaciones para la conducción del gas natural desde el punto de entrega del suministrador o transportista hasta la salida de la estación de regulación y medición o medidor propiedad del distribuidor.
4.38 Tubería Multicapa PE-AL-PE: Tubo producido mediante la extrusión de capas de polietileno con un refuerzo de aluminio soldado a tope, unido entre las capas interior y exterior con un adhesivo.	4.38 Tubería Multicapa PE-AL-PE: Tubo producido mediante la extrusión de capas de polietileno con un refuerzo de aluminio soldado, unido entre las capas interior y exterior con un adhesivo.	El tubo de aluminio puede también ser soldado a solape y mantener las mismas propiedades mecánicas y de seguridad del tubo. La definición tal como está, podría favorecer la elección de unos pocos fabricantes de tubo multicapa.	Se acepta comentario, queda como sigue: 4.39 Tubería Multicapa PE-AL-PE: Tubo producido mediante la extrusión de capas de polietileno con un refuerzo de aluminio, unido entre las capas interior y exterior con un adhesivo.
4.39 Tubería Multicapa CPVC-AL-CPVC: Tubo que se produce mediante la extrusión de capas de policloruro de vinilo clorado (CPVC) con un refuerzo de aluminio soldado a tope, que se une entre las capas interior y exterior con un adhesivo.	4.39 Tubería Multicapa CPVC-AL-CPVC: Tubo que se produce mediante la extrusión de capas de policloruro de vinilo clorado (CPVC) con un refuerzo de aluminio soldado, que se une entre las capas interior y exterior con un adhesivo.	Mismo comentario anterior.	Se acepta comentario, queda como sigue: <b>4.40 Tubería Multicapa CPVC-AL-CPVC:</b> Tubo que se produce mediante la extrusión de capas de policloruro de vinilo clorado (CPVC) con un refuerzo de aluminio, unido entre las capas interior y exterior con un adhesivo.
<b>4.40 Tubería oculta:</b> Tramo de tubería que queda dentro de fundas, trincheras, ranuras o huecos colocado en muros, pisos, techos, etc., el cual es cubierto posteriormente en forma permanente para ocultarlo de la vista. No se considera oculto el tramo que sólo atraviese transversalmente un muro o losa. <b>4.41 Tubería visible:</b> Es aquella colocada de modo tal que su recorrido se encuentra permanentemente a la vista. Las que corran dentro de ductos o trincheras destinadas exclusivamente a contener tuberías también se consideran visibles.	<b>4.40 Tubería oculta:</b> Tramo de tubería que queda dentro de fundas, <b>trincheras</b> , ranuras o huecos colocado en muros, pisos, techos, etc., el cual es cubierto posteriormente en forma permanente para ocultarlo de la vista. No se considera oculto el tramo que sólo atraviese transversalmente un muro o losa. <b>4.41 Tubería visible:</b> Es aquella colocada de modo tal que su recorrido se encuentra permanentemente a la vista. Las que corran dentro de ductos o <b>trincheras</b> destinadas exclusivamente a contener tuberías también se consideran visibles.	Duda: Las dos definiciones mencionan “trincheras”. ¿En cuál de las definiciones debe aplicar el término?	El término trinchera, se aplica a la tubería visible, se modifica el término tubería oculta, quedando como sigue: <b>4.41 Tubería oculta:</b> Tramo de tubería que queda dentro de fundas, ranuras o huecos colocado en muros, pisos, techos, etc., el cual es cubierto posteriormente en forma permanente para ocultarlo de la vista. No se considera oculto el tramo que sólo atraviese transversalmente un muro o losa.
<b>5.1.1 Isométrico.-</b> Dibujo con o sin escala mediante el cual se identifican y representan las trayectorias de las	Eliminar.	Ya está definido en el 4.22	Se acepta comentario.

instalaciones de aprovechamiento, plasmando el tipo de material, longitud, diámetro, simbología y que además ayude a la identificación y ubicación de los elementos de medición, regulación, tuberías y accesorios, así como de los aparatos de consumo.			
<b>5.1.2</b> Memoria de cálculo.- Conjunto de cálculos en papel, hoja de cálculo o corrida de resultados de una aplicación particular, mediante las cuales se determina la caída de presión máxima permisible espesor de pared y/o presión de trabajo con base en las condiciones de operación de los equipos de consumo, así como el trayecto de la instalación y materiales utilizados.	Eliminar.	Ya está definido en el 4.26	Se acepta comentario.
<b>5.1.3</b> Descripción de la instalación de aprovechamiento.- Narrativa escrita del trayecto de la tubería, en el que incluya la ubicación de la estación de regulación y medición, ubicación de los equipos de consumo, principales consideraciones de diseño, filosofía de operación, los procesos industriales y su interrelación con el uso final del gas natural.	Eliminar.	Ya está definido en el 4.10. Se puede llevar la última parte para complementar la definición del numeral 4.10	Se acepta comentario, se elimina el párrafo 5.1.3 y se modifica el párrafo 4.10, queda como sigue: <b>4.10 Descripción de la instalación de aprovechamiento:</b> Narrativa escrita desde la salida de la estación de regulación y medición del sistema de distribución o transporte, del trayecto de la tubería considerando longitudes, diámetros y material hasta los equipos de consumo. Esta deberá incluir las principales consideraciones de diseño, la filosofía de operación, el o los procesos industriales y su interrelación con el uso final del gas natural.
<b>5.1.3</b> Descripción de la instalación de aprovechamiento.- Narrativa escrita del trayecto de la tubería, en el que incluya la ubicación de la estación de regulación y medición, ubicación de los equipos de consumo, principales consideraciones de diseño, filosofía de operación, los procesos industriales y su interrelación con el uso final del gas natural.	Eliminar	Ya definido en el punto 4.18.	Se acepta comentario, se elimina el párrafo 5.1.3 y se modifica el párrafo 4.10, queda como sigue: <b>4.10 Descripción de la instalación de aprovechamiento:</b> Narrativa escrita desde la estación de regulación y medición del sistema de distribución o transporte, el trayecto de la tubería considerando longitudes, diámetros y material hasta los equipos de consumo. Esta deberá incluir las principales consideraciones de diseño, la filosofía de operación, el o los procesos industriales y su interrelación con el uso final del gas natural. Se precisa el párrafo 4.18 se refiere a la definición de instalación de aprovechamiento.
<b>5.1.1</b> Isométrico.- Dibujo con o sin escala mediante el cual se identifican y representan las trayectorias de las instalaciones de aprovechamiento,		Ya existe un apartado de definiciones, por tanto para ser congruentes en la norma, se deben reubicar estas definiciones en el apartado 4.	Se acepta el comentario y se reubican al apartado 4 Definiciones.

<p>plasmando el tipo de material, longitud, diámetro, simbología y que además ayude a la identificación y ubicación de los elementos de medición, regulación, tuberías y accesorios, así como de los aparatos de consumo.</p> <p>5.1.2 Memoria de cálculo.- Conjunto de cálculos en papel, hoja de cálculo o corrida de resultados de una aplicación particular, mediante las cuales se determina la caída de presión máxima permisible espesor de pared y/o presión de trabajo con base en las condiciones de operación de los equipos de consumo, así como el trayecto de la instalación y materiales utilizados.</p> <p>5.1.3 Descripción de la instalación de aprovechamiento.- Narrativa escrita del trayecto de la tubería, en el que incluya la ubicación de la estación de regulación y medición, ubicación de los equipos de consumo, principales consideraciones de diseño, filosofía de operación, los procesos industriales y su interrelación con el uso final del gas natural.</p>			
<p><b>5.3</b> En el caso de instalaciones de aprovechamiento tipo doméstico que trabajen a 2.20 kPa o menos, la caída de presión máxima permisible debe ser tal que permita el correcto funcionamiento de los aparatos de consumo del cliente. En ningún caso la presión de suministro al aparato debe ser inferior a 17.6 mbar.</p>	<p><b>5.3</b> En el caso de instalaciones de aprovechamiento tipo doméstico que trabajen a 2.20 kPa (0,32 psi) o menos, la caída de presión máxima permisible debe ser tal que permita el correcto funcionamiento de los aparatos de consumo del cliente. En ningún caso la presión de suministro al aparato debe ser inferior a 1.76 kPa (0.26 psi).</p>	<p>Unificar las unidades de presión y definir si se incluye o no la conversión de unidades.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue:</p> <p><b>5.3</b> En el caso de instalaciones de aprovechamiento tipo doméstico que trabajen a 2.20 kPa (0,32 psi) o menos, la caída de presión máxima permisible debe ser tal que permita el correcto funcionamiento de los aparatos de consumo del cliente. En ningún caso la presión de suministro al aparato debe ser inferior a 1.76 kPa (0.26 psi).</p> <p>Se unifican las unidades de presión, quedando de la forma siguiente: kPa (psi).</p>
<p><b>5.6</b> No se permite la instalación de tuberías en cubos o casetas de elevadores, tiros de chimenea, lugares que atraviesen cisternas, segundos sótanos e inferiores, registros y conductos para servicios eléctricos o electrónicos, ni en el interior de juntas constructivas.</p>	<p><b>5.6</b> No se permite la instalación de tuberías en cubos o casetas de elevadores, tiros de chimenea, lugares que atraviesen cisternas, segundos sótanos e inferiores, registros y conductos para servicios, de ventilación, eléctricos o electrónicos, ni en el interior de juntas constructivas.</p>	<p>Se toma como complemento del punto 7.2.9.</p>	<p>Se acepta comentario, se elimina el párrafo 5.6 y se complementa el párrafo 7.2.9, quedando como sigue:</p> <p><b>7.2.9</b> No se permite la instalación de tuberías en cubos o casetas de elevadores, tiros de chimenea, lugares que atraviesen cisternas, segundos sótanos e inferiores, registros y conductos para servicios de ventilación, eléctricos o electrónicos, ni en el interior de juntas constructivas.</p>
<p><b>6.1.1</b> Las tuberías podrán ser de acero negro, galvanizado, al carbono, inoxidable liso o corrugado (CSST), cobre, polietileno, multicapa (PE-AL-PE), policloruromulticapa (CPVC-AL-CPVC) y</p>	<p><b>6.1.1</b> Las tuberías podrán ser de acero negro, galvanizado, al carbono, inoxidable liso o corrugado (CSST), cobre, polietileno, multicapa (<b>PE-AL-PE y CPVC-AL-CPVC</b>) y poliamida sin plastificante (PA-U) de</p>	<p>Duda: Adicionalmente se habla de la tubería de poliamida. En el Anteproyecto de NOM-003-SECRE-SECRE se menciona la Tubería de poliamida sin plastificante PA-</p>	<p>Se acepta el comentario, queda como sigue:</p> <p><b>6.1.1</b> Las tuberías podrán ser de acero negro, galvanizado, al carbono, inoxidable liso o corrugado (CSST), cobre, polietileno, polietileno multicapa (PE-AL-PE), policloruro de vinilo clorado multicapa (CPVC-AL-CPVC) y poliamida sin</p>



<p>poliamida sin plastificante (PA-U) de conformidad con lo siguiente:</p>	<p>conformidad con lo siguiente:</p>	<p>11 y PA-12. Valdría la pena homologar el uso de las mismas tuberías en la NOM-002-SECRE.</p>	<p>plastificante (PA-11 y PA-12) de conformidad con lo siguiente:</p>
<p><b>6.1.1</b> Las tuberías podrán ser de acero negro, galvanizado, al carbono, inoxidable liso o corrugado (CSST), cobre, polietileno, multicapa (PE-AL-PE), policloruromulticapa (CPVC-AL-CPVC) y poliamida sin plastificante (PA-U) de conformidad con lo siguiente:</p>	<p><b>6.1.1</b> Las tuberías podrán ser de acero negro, galvanizado, al carbono, inoxidable liso o corrugado (CSST), cobre, polietileno, multicapa (PE-AL-PE y CPVC-AL-CPVC) y poliamida sin plastificante (PA-U) de conformidad con lo siguiente:</p>		<p>Se acepta el comentario, queda como el inciso anterior: <b>6.1.1</b> Las tuberías podrán ser de acero negro, galvanizado, al carbono, inoxidable liso o corrugado (CSST), cobre, polietileno, polietileno multicapa (PE-AL-PE), policloruro de vinilo clorado multicapa (CPVC-AL-CPVC) y poliamida sin plastificante (PA-11 y PA-12) de conformidad con lo siguiente:</p>
<p><b>6.1.2.1</b> Las tuberías de acero a utilizar deberán cumplir con las normas NMX-B-010-1986, NMX-B-177-1990, NMX-B-179-1983.</p>	<p><b>6.1.2.1</b> Las tuberías de acero a utilizar deberán cumplir con las normas NMX-B-010-1986, NMX-B-177-1990, NMX-B-179-1983, o las que las sustituyan.</p>		<p>Se acepta el comentario, queda como sigue: <b>6.1.2.1</b> Las tuberías de acero a utilizar deberán cumplir con las normas NMX-B-010-1986, NMX-B-177-1990, NMX-B-179-1983, o las que las sustituyan.</p>
<p><b>6.1.2.2</b> En las tuberías de acero que operen a presiones mayores a 50 kPa, se deberá determinar el espesor de pared o la MPOP de acuerdo con lo siguiente:</p>	<p><b>6.1.2.2</b> En las tuberías de acero que operen a presiones mayores a 50 kPa (7,25 psi), se deberá determinar el espesor de pared o la MPOP de acuerdo con lo siguiente:</p>	<p>Definir el colocar o no conversiones en el documento. Adicionalmente, en el numeral 6.2.1.1 se limita la presión para conexiones forjadas a 101,33 kPa.</p>	<p>Se acepta el comentario, se unifican las unidades de presión, quedando de la forma siguiente: kPa (psi). Se modifica el párrafo 6.2.1.1 quedando como sigue: <b>6.2.1.1</b> Las conexiones forjadas deben cumplir con la Norma Aplicable.  Se modifica la definición de Normas Aplicables y se incluye en el apartado 4, Definiciones, y queda como sigue:  <b>4.28 Normas aplicables:</b> Son las normas oficiales mexicanas (NOM), normas mexicanas (NMX) y, a falta de éstas las normas o lineamientos internacionales, y en lo no previsto por éstas, las normas, códigos y/o estándares extranjeros que sean aplicables.</p>
<p><b>6.1.4.1</b> Las tuberías de cobre a utilizar deberán ser de tipo rígido L o K de acuerdo con la Norma NMX-W-018-SCFI-2006.</p>	<p><b>6.1.4.1</b> Las tuberías de cobre a utilizar deberán ser de tipo rígido L o K de acuerdo con la Norma NMX-W-018-SCFI-2006 o la que la sustituya.</p>	<p>Aplica para los numerales: 6.1.5.1, 6.1.6.1, 6.1.7.1, 6.2.1.5, 6.2.2.1, 6.2.2.2, 6.2.2.4, 6.2.2.5, 6.3, 7.2.19,</p>	<p>Se acepta el comentario, queda como sigue: <b>6.1.4.1</b> Las tuberías de cobre a utilizar deberán ser de tipo rígido L o K de acuerdo con la Norma NMX-W-018-SCFI-2006 o la que la sustituya. Se hace la corrección en los numerales indicados.</p>
<p><b>6.1.5.4</b> No se debe usar tubería de polietileno cuando la temperatura de operación del material sea menor de 244 K, ni mayor que 333 °K.</p>	<p><b>6.1.5.4</b> No se debe usar tubería de polietileno cuando la temperatura de operación del material sea menor de 244 K, ni mayor que 333 K. °K-</p>		<p>Se acepta el comentario, queda como sigue: <b>6.1.5.4</b> No se debe usar tubería de polietileno cuando la temperatura de operación del material sea menor de 244 K, ni mayor que 333 K.</p>
<p><b>6.1.5.4</b> No se debe usar tubería de polietileno cuando la temperatura de operación del material sea menor de 244 K, ni mayor que 333 °K.</p>	<p><b>6.1.5.4</b> No se debe usar tubería de polietileno cuando la temperatura de operación del material sea menor de 244 K, ni mayor que 333 K.</p>	<p>De acuerdo a la NOM-008-SCFI-2002, Sistema General de Unidades de Medida, no lleva el símbolo °.</p>	<p>Se acepta el comentario, queda como sigue: <b>6.1.5.4</b> No se debe usar tubería de polietileno cuando la temperatura de operación del material sea menor de 244 K, ni mayor que 333 K.</p>
<p><b>6.1.6.</b> Tuberías multicapa PE-AL-PE <b>6.1.6.1</b> Las tuberías multicapa PE-AL-PE a utilizar deberán cumplir con la norma NMX-X-021-SCFI-2007. <b>6.1.6.2</b> Las tuberías multicapa PE-AL-PE no deben superar una presión de trabajo de</p>	<p><b>6.1.6.</b> Tuberías multicapa PE-AL-PE <b>6.1.6.1</b> Las tuberías multicapa PE-AL-PE a utilizar deberán cumplir con la norma NMX-X-021-SCFI-2007. <b>6.1.6.2</b> Las tuberías multicapa PE-AL-PE no deben superar una presión de trabajo de 689 kPa</p>	<p>Unificar el uso de minúsculas. Lo mismo aplica para los puntos 6.2.4, 6.2.4.1, 6.2.5, 6.2.5. 1, 8.14 y 8.14.1.</p>	<p>Se acepta el comentario, queda como sigue: <b>6.1.6.</b> Tuberías multicapa PE-AL-PE <b>6.1.6.1</b> Las tuberías multicapa PE-AL-PE a utilizar deberán cumplir con la norma NMX-X-021-SCFI-2007. <b>6.1.6.2</b> Las tuberías multicapa PE-AL-PE no deben superar una presión de trabajo de 689 kPa (100 psi).</p>

689 kPa (100 psi). <b>6.1.7.</b> Tuberías Multicapa CPVC-AL-CPVC <b>6.1.7.1</b> Las tuberías Multicapa CPVC-AL-CPVC a utilizar deberán cumplir con la norma NMX-X-044-SCFI-2008. <b>6.1.7.2</b> Las tuberías Multicapa CPVC-AL-CPVC no deben superar una presión de trabajo de 689 kPa (100 psi).	(100 psi). <b>6.1.7.</b> Tuberías multicapa CPVC-AL-CPVC <b>6.1.7.1</b> Las tuberías multicapa CPVC-AL-CPVC a utilizar deberán cumplir con la norma NMX-X-044-SCFI-2008. <b>6.1.7.2</b> Las tuberías multicapa CPVC-AL-CPVC no deben superar una presión de trabajo de 689 kPa (100 psi).		<b>6.1.7.</b> Tuberías multicapa CPVC-AL-CPVC <b>6.1.7.1</b> Las tuberías multicapa CPVC-AL-CPVC a utilizar deberán cumplir con la norma NMX-X-044-SCFI-2008. <b>6.1.7.2</b> Las tuberías multicapa CPVC-AL-CPVC no deben superar una presión de trabajo de 689 kPa (100 psi).
<b>6.1.8</b> Tuberías de poliamida sin plastificante (PA-U).		Definir la tubería de poliamida como en el Anteproyecto de NOM-003-SECRE-SECRE. Tubería de poliamida sin plastificante PA-11 y PA-12.	Se acepta el comentario, queda como sigue: <b>6.1.8</b> Tuberías de poliamida sin plastificante PA-11 y PA-12. Se homologa en todo el proyecto de Norma.
<b>6.1.8.2</b> La tubería de PA-U a emplear no deberá superar una presión de trabajo de 1800 kPa (261,067	<b>6.1.8.2</b> La tubería de PA-U a emplear no deberá superar una presión de trabajo de 1800 kPa (261,067 <b>psi</b> ).		Se acepta el comentario, queda como sigue: <b>6.1.8.2</b> Limitaciones de diseño de la tubería de poliamida: <b>a)</b> La máxima presión de operación no debe exceder la presión manométrica de 1 800 kPa, cuando la tubería de poliamida se fabrique con una poliamida sin plastificante cuyo MRS sea igual a 18 y de 1 600 kPa cuando el MRS sea igual a 16. <b>b)</b> No se debe utilizar tubería de poliamida cuando la temperatura de operación del material sea menor de 233 K, o mayor que la temperatura de 353 K. <b>c)</b> El espesor de pared de la tubería de poliamida sin plastificante no puede ser, bajo ninguna circunstancia menor de 3.0 mm.
psi). <b>6.2</b> Conexiones y accesorios	<del>psi).</del> <b>6.2</b> Conexiones y accesorios		Se acepta el comentario, queda como sigue: <b>6.2</b> Conexiones y accesorios
6.1.8.2 La tubería de PA-U a emplear no deberá superar una presión de trabajo de 1800 kPa (261,067 psi)	6.1.8.2 Si se utiliza tubería PA-U11 la presión de trabajo no debe exceder los 1600 kPa, si se utiliza tubería PA-U12 la presión de trabajo no debe exceder los 1800 kPa.	El límite establecido solo aplica para la tubería de PAU12, en el caso de la PAU11 es de 1600 kPa, debe aclararse en esta norma.	Se acepta el comentario, queda como sigue: <b>6.1.8.2</b> Limitaciones de diseño de la tubería de poliamida: <b>a)</b> La máxima presión de operación no debe exceder la presión manométrica de 1 800 kPa, cuando la tubería de poliamida se fabrique con una poliamida sin plastificante cuyo MRS sea igual a 18 y de 1 600 kPa cuando el MRS sea igual a 16. <b>b)</b> No se debe utilizar tubería de poliamida cuando la temperatura de operación del material sea menor de 233 K, o mayor que la temperatura de 353 K. <b>c)</b> El espesor de pared de la tubería de poliamida sin plastificante no puede ser, bajo ninguna circunstancia menor de 3.0 mm.
<b>6.2.1</b> Conexiones y accesorios para tuberías de acero negro, galvanizado y al carbón.	<b>6.2.1</b> Conexiones y accesorios para tuberías de acero negro, galvanizado y al carbono.	Unificar el uso de esta palabra en el documento. Lo mismo aplica para el Cuadro 3 dentro del punto 7.1.1.	Se acepta el comentario, queda como sigue: <b>6.2.1</b> Conexiones y accesorios para tuberías de acero negro, galvanizado y al carbono.
<b>6.2.2.2</b> Las conexiones para tubería flexible deben cumplir con la norma NMX-X-002-1-1996. <b>6.2.2.3</b> Las conexiones con abocinado a	<b>6.2.2.2</b> Las conexiones con abocinado a 45 grados y las conexiones para tubería flexible deben cumplir con la norma NMX-X-002-1-1996. <del><b>6.2.2.3</b> Las conexiones con abocinado a 45</del>	Se podrían unificar estos dos puntos.	Se acepta comentario, queda como sigue: <b>6.2.2.2</b> Las conexiones con abocinado a 45 grados y las conexiones para tubería flexible deben cumplir con la norma NMX-X-002-1-1996.

45 grados deben cumplir con la norma NMX-X-002-1-1996.	<del>grados deben cumplir con la norma NMX-X-002-1-1996.</del>		Se elimina el párrafo 6.2.2.3.
<b>6.2.7</b> Conexiones y accesorios para tuberías de poliamida sin plastificante (PA-U).		Definir la tubería de poliamida como en el Anteproyecto de NOM-003-SECRE-SECRE. Tubería de poliamida sin plastificante PA-11 y PA-12.	Se acepta comentario, queda como sigue: <b>6.2.7</b> Conexiones y accesorios para tuberías de poliamida sin plastificante (PA-11 y PA-12).
<b>6.5.5.1</b> Las conexiones y accesorios para tuberías Multicapa CPVC-AL-CPVC deben cumplir con la norma NMX-X-044-SCFI-2008.	<b>6.2.5.1</b> Las conexiones y accesorios para tuberías Multicapa CPVC-AL-CPVC deben cumplir con la norma NMX-X-044-SCFI-2008.	Error de numeración.	Se acepta comentario, queda como sigue: <b>6.2.5.1</b> Las conexiones y accesorios para tuberías Multicapa CPVC-AL-CPVC deben cumplir con la norma NMX-X-044-SCFI-2008.
“Dentro del cuadro 3 Instalación de tuberías y accesorios del punto 7.1.1”, no se menciona la tubería de poliamida.	Incluir la tubería de poliamida con las mismas restricciones de la tubería de polietileno.	Ya que es una tubería plástica de comportamiento similar a la de polietileno.	Se acepta comentario, se incluye lo referente a tubería y accesorios de poliamida, en el cuadro 3 Instalación de tuberías y accesorios del punto 7.1.1
7.1.1 De acuerdo con su ubicación, se clasifican en tuberías visibles, enterradas y ocultas, mismas que se describen de la siguiente manera: Cuadro 3.- Instalación de tuberías y accesorios. ... Acero negro, y al carbón	7.1.1 De acuerdo con su ubicación, se clasifican en tuberías visibles, enterradas y ocultas, mismas que se describen de la siguiente manera: Cuadro 3.- Instalación de tuberías y accesorios. ... Acero negro y acero al carbono.	El término correcto es acero al carbono.	Se acepta comentario, se hace el cambio en el cuadro 3 Instalación de tuberías y accesorios del punto 7.1.1, así como en el resto del documento.
<b>7.1.2</b> Cuando sea imprescindible instalar las tuberías dentro de muros, éstas deben quedar ahogadas o encamisadas, de acuerdo con el Cuadro 23 de la disposición 7.1.1 anterior. En dichos casos debe elaborarse un croquis de detalle o plano para identificar la ubicación de estas instalaciones.	<b>7.1.2</b> Cuando sea imprescindible instalar las tuberías dentro de muros, éstas deben quedar ahogadas o encamisadas, de acuerdo con el Cuadro <b>3 23</b> de la disposición 7.1.1 anterior. En dichos casos debe elaborarse un croquis de detalle o plano para identificar la ubicación de estas instalaciones.	Error tipográfico.	Se acepta comentario, queda como sigue: <b>7.1.2</b> Cuando sea imprescindible instalar las tuberías dentro de muros, éstas deben quedar ahogadas o encamisadas, de acuerdo con el Cuadro 3 de la disposición 7.1.1 anterior. En dichos casos debe elaborarse un croquis de detalle o plano para identificar la ubicación de estas instalaciones.
7.1.2 Cuando sea imprescindible instalar las tuberías dentro de muros, éstas deben quedar ahogadas o encamisadas, de acuerdo con el Cuadro 23 de la disposición 7.1.1 anterior. En dichos casos debe elaborarse un croquis de detalle o plano para identificar la ubicación de estas instalaciones.	7.1.2 Cuando sea imprescindible instalar las tuberías dentro de muros, éstas deben quedar ahogadas o encamisadas, de acuerdo con el Cuadro 3 de la disposición 7.1.1 anterior. En dichos casos debe elaborarse un croquis de detalle o plano para identificar la ubicación de estas instalaciones.	Se refiere al cuadro 3 de la disposición 7.1.1.	Se acepta comentario, queda como sigue: <b>7.1.2</b> Cuando sea imprescindible instalar las tuberías dentro de muros, éstas deben quedar ahogadas o encamisadas, de acuerdo con el Cuadro 3 de la disposición 7.1.1 anterior. En dichos casos debe elaborarse un croquis de detalle o plano para identificar la ubicación de estas instalaciones.
<b>7.1.4</b> Cuando en un muro la trayectoria de una tubería sea horizontal, la ranura en el muro se debe hacer como mínimo a 10 centímetros del nivel de piso terminado. En muros estructurales de mampostería no está permitido llevar instalaciones en trayectorias horizontales.	7.1.4 Cuando en un muro la trayectoria de una tubería sea horizontal, la ranura en el muro se debe hacer, como máximo, a 10 centímetros al nivel de piso terminado.	En chihuahua por el tipo de topografía se utilizan estos tipos de muros que hubieran sido necesario la perforación, existe mucha construcción con muro de mampostería. Para este numeral se propone que se deje la redacción de la NOM vigente.	Se acepta comentario queda como sigue: 7.1.4 Cuando en un muro la trayectoria de una tubería sea horizontal, la ranura en el muro se debe hacer, como máximo a 10 centímetros al nivel de piso terminado.

<p>7.1.6 Cuando se instalen válvulas de alivio o reguladores con válvula de alivio integrada en recintos cerrados, la ventila de éstos deberá de dirigirse al exterior.</p>	<p>7.1.6 Cuando se instalen válvulas de alivio de seguridad o reguladores con válvula de alivio integrada, en recintos cerrados, se debe disponer de un sistema de evacuación del gas hacia el exterior, de dimensiones adecuadas para la válvula de alivio.</p>	<p>Aclarar la disposición.</p>	<p>Se aclara que cuando la válvula de alivio acciones el gas que libere debe dirigirse fuera del recinto. Se acepta comentario, queda como sigue: 7.1.6 Cuando se instalen válvulas de alivio de seguridad o reguladores con válvula de alivio integrada, en recintos cerrados, se debe disponer de un sistema de evacuación del gas hacia el exterior, de dimensiones adecuadas para la válvula de alivio.</p>
<p><b>7.2.1</b> Las tuberías enterradas deben estar a una profundidad mínima de 45 centímetros con respecto al nivel de piso terminado. En instalaciones de aprovechamiento residenciales este valor podrá ser de 30 centímetros siempre y cuando la tubería no cruce calles, andadores o caminos con tráfico vehicular.</p>	<p><b>7.2.1</b> Las tuberías enterradas deben estar a una profundidad mínima de 45 centímetros con respecto al nivel de piso terminado. En instalaciones de aprovechamiento de tipo doméstico este valor podrá ser de 30 centímetros siempre y cuando la tubería no cruce calles, andadores o caminos con tráfico vehicular.</p>	<p>De acuerdo a las definiciones de tipos de instalación. Lo mismo aplica para los puntos 7.2.16, 7.2.19, 15.3.6.3.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue: <b>7.2.1</b> Las tuberías enterradas deben estar a una profundidad mínima de 45 centímetros con respecto al nivel de piso terminado. En instalaciones de aprovechamiento de tipo doméstico este valor podrá ser de 30 centímetros siempre y cuando la tubería no cruce calles, andadores o caminos con tráfico vehicular. Se hace la modificación en los puntos 7.2.16, 7.2.19, 15.3.6.3.</p>
<p>7.2.2 Cuando se requiera un equipo de consumo especial, como quemadores móviles, mecheros o aparatos sujetos a vibración, puede utilizarse tubería flexible de cobre o tramada con conexiones roscadas, siempre que su longitud no exceda 1.5 metros por cada equipo de consumo, colocando una válvula de control en la parte rígida antes del flexible misma que deberá estar accesible para su operación, unidas con conexiones roscadas; sujetando la parte rígida con abrazaderas. La tubería de cobre flexible o conexión tramada no debe pasar a través de divisiones, paredes, puertas, ventanas, pisos, o quedar ocultas.</p>	<p>7.2.2 Cuando se requiera un equipo de consumo especial, como quemadores móviles, mecheros o aparatos sujetos a vibración, puede utilizarse tubería flexible de cobre o tramada con conexiones roscadas que cumpla la norma NMX-X-028-SCFI-2011, siempre que su longitud no exceda 1.5 metros por cada equipo de consumo, colocando una válvula de control en la parte rígida antes del flexible misma que deberá estar accesible para su operación, unidas con conexiones roscadas; sujetando la parte rígida con abrazaderas. La tubería de cobre flexible o conexión tramada no debe pasar a través de divisiones, paredes, puertas, ventanas, pisos, o quedar ocultas.</p>	<p>Es importante establecer que la tubería flexible que se utilice debe cumplir la norma mexicana respectiva.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue: 7.2.2 Cuando se requiera un equipo de consumo especial, como quemadores móviles, mecheros o aparatos sujetos a vibración, puede utilizarse tubería flexible de cobre o tramada con conexiones roscadas que cumpla la norma NMX-X-028-SCFI-2011 o la que la sustituya, siempre que su longitud no exceda 1.5 metros por cada equipo de consumo, colocando una válvula de control en la parte rígida antes del flexible misma que deberá estar accesible para su operación, unidas con conexiones roscadas; sujetando la parte rígida con abrazaderas. La tubería de cobre flexible o conexión tramada no debe pasar a través de divisiones, paredes, puertas, ventanas, pisos, o quedar ocultas.</p>
<p><b>7.2.6</b> En caso de que la tubería esté expuesta a daños mecánicos, ésta se deberá proteger mediante camisa, postes de protección, trincheras o cualquier otro medio que evite daño a la misma, y para tubería que opere a más de 689 kPa se deberá utilizar tubería de acero.</p>		<p>Duda: ¿No se permitirá poliamida a presión mayor a 689 kPa.?</p>	<p>Si se permitirá el uso de tubería de poliamida sin plastificante por arriba de 689 kPa (100 psi).</p>
<p><b>7.2.6</b> En caso de que la tubería esté expuesta a daños mecánicos, ésta se deberá proteger mediante camisa, postes de protección, trincheras o cualquier otro medio que evite daño a la misma, y para tubería que opere a más de 689 kPa se deberá utilizar tubería de acero.</p>	<p><b>7.2.6</b> En caso de que la tubería esté expuesta a daños mecánicos, ésta se deberá proteger mediante camisa, postes de protección, trincheras o cualquier otro medio que evite daño a la misma, y para tubería que opere a más de 689 kPa (100 psi) se deberá utilizar tubería de acero o poliamida.</p>	<p>La tubería de poliamida puede operar a más de 689 kPa (ver numeral 6.1.8.2).</p>	<p>Se precisa que este numeral se refiere a la protección de las tuberías que se encuentran expuestas a daños mecánicos, se modifica el párrafo y queda como sigue: <b>7.2.6</b> En caso de que la tubería esté expuesta a daños mecánicos, ésta se deberá proteger mediante camisa, postes de protección, trincheras o cualquier otro medio que evite daño a la misma, y para tubería que opere a más de 689 kPa se deberá utilizar una camisa de tubería de acero.</p>

<p><b>7.2.9</b> No se deberán instalar tuberías que atraviesen cubos o casetas de elevadores, cisternas, tiros de chimeneas, conductos de ventilación.</p>	<p>Eliminar</p>	<p>Ya se indica en el 5.6 <b>5.6</b> No se permite la instalación de tuberías en cubos o casetas de elevadores, tiros de chimenea, lugares que atraviesen cisternas, segundos sótanos e inferiores, registros y conductos para servicios eléctricos o electrónicos, ni en el interior de juntas constructivas.</p>	<p>Se acepta comentario, toda vez que este punto se ubica en la parte de construcción, se elimina el párrafo 5.6 y se deja el párrafo 7.2.9</p>
<p>7.2.10 La instalación de tuberías en sótanos deberá hacerse exclusivamente para abastecer los equipos de consumo que en ellos se encuentren. Se debe instalar una válvula de cierre manual en la tubería, en un punto de fácil acceso fuera del sótano, y otra antes de cada equipo de consumo. Estas tuberías deben ser visibles. El sótano debe contar con ventilación adecuada.</p>	<p>7.2.10 La instalación de tuberías en sótanos debe hacerse exclusivamente para abastecer los equipos de consumo que en ellos se encuentren. Se debe instalar una válvula de cierre manual en la tubería, en un punto de fácil acceso fuera del sótano, y otra antes de cada equipo de consumo. El trazado de la tubería debe ser visible. El sótano debe contar con ventilación adecuada. En el caso que la tubería no estuviera encamisada, la instalación eléctrica del sótano debe ser a prueba de explosión y cumplir con la norma NOM-001-SEDE-2012.</p>	<p>Lo correcto es que si la tubería va encamisada, como lo establece el numeral 7.2.8, el trazado debe ser visible, no la tubería.  Se debe prever los casos en que la tubería no estuviera encamisada ante lo cual debe solicitarse que el sistema eléctrico del sótano sea a prueba de explosión.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue: <b>7.2.10</b> La instalación de tuberías en sótanos debe hacerse exclusivamente para abastecer los equipos de consumo que en ellos se encuentren. Se debe instalar una válvula de cierre manual en la tubería, en un punto de fácil acceso fuera del sótano, y otra antes de cada equipo de consumo. El trazado de la tubería debe ser visible. El sótano debe contar con ventilación adecuada. En el caso que la tubería no estuviera encamisada, la instalación eléctrica del sótano debe ser a prueba de explosión y cumplir con la norma NOM-001-SEDE-2012 o la que la sustituya.</p>
<p><b>7.2.16</b> Sólo se permite la instalación de tuberías para usos comerciales o residenciales en el interior de recintos, cuando estén destinadas a abastecer equipos de consumo. En caso contrario, deben estar encamisadas y ventiladas al exterior.</p>		<p>Definir "recinto".</p>	<p>Se define Recinto y se modifica el párrafo, queda como sigue: <b>Recinto:</b> Sinónimo de cuarto cerrado. Espacio comprendido dentro de unos límites. <b>7.2.16</b> Se permite la instalación de tuberías para usos comerciales o residenciales en el interior de recintos o cuartos cerrados, cuando estén destinadas a abastecer equipos de consumo, éstas deben cumplir con el párrafo 7.6.3. En caso de que la tubería atraviese recintos o cuartos cerrados éstas deben estar encamisadas y ventiladas al exterior.</p>
<p><b>7.2.17</b> En el caso de instalaciones de tipo doméstico (incluyendo edificios), comercial e industrial, las tuberías pueden estar enterradas en patios y jardines. La tubería no deberá tener golpes o daños.</p>	<p><del>7.2.17 En el caso de instalaciones de tipo doméstico (incluyendo edificios), comercial e industrial, las tuberías pueden estar enterradas en patios y jardines. La tubería no deberá tener golpes o daños.</del></p>	<p>Se elimine la primera parte ya que no hay otro tipo de instalaciones aparte de esas tres para este proyecto de NOM.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue: <b>7.2.17</b> Las tuberías pueden estar enterradas en patios y jardines. La tubería no deberá tener golpes o daños.</p>
<p><b>7.4.2</b> En tubería de cobre flexible, polietileno y multicapa PE-AL-PE los dobleces no deben presentar daño mecánico visible y su radio de curvatura mínimo deberá ser de 5 veces el diámetro exterior del tubo. Sólo se permiten dobleces con un ángulo mayor de 45° cuando la tubería se encuentre soportada en toda la extensión del doblez por una superficie plana o, con tubería de cobre flexible, cuando se utilicen para conectar un aparato de consumo de gas.</p>	<p><b>7.4.2</b> En tubería de cobre flexible, polietileno y multicapa PE-AL-PE los dobleces no deben presentar daño mecánico visible y su radio de curvatura mínimo deberá ser de 5 veces el diámetro exterior del tubo. Sólo se permiten dobleces con un ángulo mayor de 45° (cuarenta y cinco grados) cuando la tubería se encuentre soportada en toda la extensión del doblez por una superficie plana o, con tubería de cobre flexible, cuando se utilicen para conectar un aparato de consumo de gas.</p>	<p>Unificar la adición o no del texto equivalente a la cifra entre paréntesis, ya que en algunos casos se indica o no.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue: <b>7.4.2</b> En tubería de cobre flexible, polietileno y multicapa PE-AL-PE los dobleces no deben presentar daño mecánico visible y su radio de curvatura mínimo deberá ser de 5 veces el diámetro exterior del tubo. Sólo se permiten dobleces con un ángulo mayor de 45° (cuarenta y cinco grados) cuando la tubería se encuentre soportada en toda la extensión del doblez por una superficie plana o, con tubería de cobre flexible, cuando se utilicen para conectar un aparato de consumo de gas.</p>

<p><b>7.6.5</b> Todos los calentadores de agua, calderetas, secadoras o cualquier otro equipo de consumo o sistema de consumo, ubicados dentro de cuartos cerrados deberán tener chimeneas o tiro inducido que desaloje al exterior los gases producto de la combustión de acuerdo con las especificaciones del fabricante. Se prohíbe instalar calentadores de agua o secadoras dentro de cuartos de baño, recámaras y dormitorios.</p>	<p><b>7.6.5</b> Todos los calentadores de agua, <b>calderas</b>, secadoras o cualquier otro equipo de consumo o sistema de consumo, ubicados dentro de cuartos cerrados deberán tener chimeneas o tiro inducido que desaloje al exterior los gases producto de la combustión de acuerdo con las especificaciones del fabricante. Se prohíbe instalar calentadores de agua o secadoras dentro de cuartos de baño, recámaras y dormitorios.</p>	<p>Este término no es común en México.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue: <b>7.6.5</b> Todos los calentadores de agua, calderas, secadoras o cualquier otro equipo de consumo o sistema de consumo, ubicados dentro de cuartos cerrados deberán tener chimeneas o tiro inducido que desaloje al exterior los gases producto de la combustión de acuerdo con las especificaciones del fabricante. Se prohíbe instalar calentadores de agua o secadoras dentro de cuartos de baño, recámaras y dormitorios.</p>
<p><b>8.3</b> Calificación del procedimiento de soldadura. Antes de que se realicen las soldaduras de campo en una tubería de acero se debe contar con un procedimiento de soldadura calificado de acuerdo con lo establecido con la Normas Aplicables. La calificación del procedimiento debe efectuarla un inspector de soldadura calificado. El procedimiento de soldadura y el reporte de su calificación deberán estar disponibles para referencia o consulta cuando la unidad de verificación lo solicite.</p>	<p><b>8.3</b> Calificación del procedimiento de soldadura. Antes de que se realicen las soldaduras de campo en una tubería de acero se debe contar con un procedimiento de soldadura calificado de acuerdo con lo establecido con <b>las</b> Normas Aplicables. La calificación del procedimiento debe efectuarla un inspector de soldadura calificado. El procedimiento de soldadura y el reporte de su calificación deberán estar disponibles para referencia o consulta cuando la unidad de verificación lo solicite.</p>	<p>Error de redacción.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue: <b>8.3</b> Calificación del procedimiento de soldadura. Antes de que se realicen las soldaduras de campo en una tubería de acero se debe contar con un procedimiento de soldadura calificado de acuerdo con lo establecido con las Normas Aplicables. La calificación del procedimiento debe efectuarla un inspector de soldadura calificado. El procedimiento de soldadura y el reporte de su calificación deberán estar disponibles para referencia o consulta cuando la unidad de verificación lo solicite.</p>
<p><b>8.13</b> Las uniones en cobre rígido deben ser soldadas por capilaridad con soldadura de punto de fusión no menor a 513 °K.</p>	<p><b>8.13</b> Las uniones en cobre rígido deben ser soldadas por capilaridad con soldadura de punto de fusión no menor a 513 K. <del>°K</del>.</p>	<p>De acuerdo a la NOM-008-SCFI-2002, Sistema General de Unidades de Medida, no lleva el símbolo °.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue: <b>8.13</b> Las uniones en cobre rígido deben ser soldadas por capilaridad con soldadura de punto de fusión no menor a 513 K.</p>
<p><b>8.16</b> El personal que realice uniones en tuberías y conexiones de polietileno, multicapa (PE-AL-PE), policlorur multicapa (CPVC-AL-CPVC), galvanizado, al carbón, inoxidable liso o corrugado y cobre, deberán de demostrar su capacidad y experiencia técnica en este campo a través de un certificado otorgado por un organismo o empresa con capacidad técnica en la materia.</p>	<p><b>8.16</b> El personal que realice uniones en tuberías y conexiones de polietileno, multicapa (<b>PE-AL-PE y CPVC-AL-CPVC</b>), galvanizado, al carbón, inoxidable liso o corrugado y cobre, deberán de demostrar su capacidad y experiencia técnica en este campo a través de un certificado otorgado por un organismo o empresa con capacidad técnica en la materia.</p>		<p>Se acepta comentario, queda como sigue: <b>8.16</b> El personal que realice uniones en tuberías y conexiones de polietileno, PE-AL-PE y CPVC-AL-CPVC, acero galvanizado, al carbono, inoxidable liso o corrugado y cobre, deberán de demostrar su capacidad y experiencia técnica en este campo a través de un certificado otorgado por un organismo o empresa con capacidad técnica en la materia.</p>
<p><b>8.16</b> El personal que realice uniones en tuberías y conexiones de polietileno, multicapa (PE-AL-PE), policlorur multicapa (CPVC-AL-CPVC), galvanizado, al carbón, inoxidable liso o corrugado y cobre, deberán de demostrar su capacidad y experiencia técnica en este campo a través de un certificado otorgado por un organismo o empresa con capacidad técnica en la materia.</p>	<p><b>8.16</b> El personal que realice uniones en tuberías y conexiones de polietileno, multicapa (PE-AL-PE y CPVC-AL-CPVC), galvanizado, al carbono, inoxidable liso o corrugado y cobre, deberán de demostrar su capacidad y experiencia técnica en este campo a través de un certificado otorgado por un organismo o empresa con capacidad técnica en la materia.</p>	<p>Unificar el uso de esta palabra en el documento.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue: <b>8.16</b> El personal que realice uniones en tuberías y conexiones de polietileno, PE-AL-PE y CPVC-AL-CPVC, acero galvanizado, al carbono, inoxidable liso o corrugado y cobre, deberán de demostrar su capacidad y experiencia técnica en este campo a través de un certificado otorgado por un organismo o empresa con capacidad técnica en la materia. Se unifica la palabra carbono en el documento.</p>
<p>9.3 En la realización de la prueba de hermeticidad a instalaciones de aprovechamiento, se debe observar lo siguiente: ...</p>	<p>9.3 En la realización de la prueba de hermeticidad a instalaciones de aprovechamiento, se debe observar lo siguiente: ...</p>	<p>Se debe establecer como presión de prueba el valor de 1.5 veces la máxima presión a la cual se espera que opere la instalación.</p>	<p>No se acepta comentario, toda vez que la máxima presión de operación puede ser la presión de diseño del sistema, sin embargo se modifica la palabra "trabajo" en el cuadro 5 Pruebas de hermeticidad, por "operación".</p>

<p>1,5 (uno punto cinco) veces la presión de trabajo.</p>	<p>1,5 (uno punto cinco) veces la máxima presión de trabajo.</p>		
<p><b>“Dentro del Cuadro 5 Prueba de hermeticidad del punto 9.3 primer columna y penúltima fila”</b> Superior a 50 kPa (7,25 psi) y hasta 689 kPa (99,9 psi)</p>	<p>Superior a 50 kPa (7,25 psi) y hasta 689 kPa (100 psi)</p>	<p>Usar el valor de referencia de origen de 100 psi.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue: Superior a 50 kPa (7,25 psi) y hasta 689 kPa (100 psi)</p>
<p><b>9.5</b> En caso que las reparaciones consistan en el reemplazo de un tramo de tubería o cambio de accesorio, se debe realizar una prueba de hermeticidad con jabonadura en las uniones y/o empates correspondientes a la presión de operación. Sólo el Distribuidor puede realizar estas pruebas con gas natural, además que también se podrá realizar esta comprobación siempre y cuando no exista una desconexión previa de algún equipo o accesorio de la instalación.</p>	<p><b>9.5</b> En caso que las reparaciones consistan en el reemplazo de un tramo de tubería o cambio de accesorio, se debe realizar una prueba de hermeticidad con <b>una solución tenso activa que forme burbujas</b> en las uniones y/o empates correspondientes a la presión de operación. Sólo el Distribuidor puede realizar estas pruebas con gas natural, además que también se podrá realizar esta comprobación siempre y cuando no exista una desconexión previa de algún equipo o accesorio de la instalación.</p>		<p>Se acepta parcialmente el comentario, queda como sigue: <b>9.5</b> En caso que las reparaciones consistan en el reemplazo de un tramo de tubería o cambio de accesorio, se debe realizar una prueba de hermeticidad con una solución tensoactiva en las uniones y/o empates correspondientes a la presión de operación. Sólo el Distribuidor puede realizar estas pruebas con gas natural, además que también se podrá realizar esta comprobación siempre y cuando no exista una desconexión previa de algún equipo o accesorio de la instalación.</p>
<p>10.1 Se deberá de comprobar la hermeticidad de la instalación de aprovechamiento una vez puesta en gas, mediante un monitoreo de fugas, utilizando instrumentos adecuados de detección o soluciones tenso activas que forme burbujas, entre otras, agua jabonosa. La solución utilizada no debe dañar ni debe dejar residuos que posteriormente puedan producir corrosión en los materiales de la instalación probada.</p> <p>10.2 Se deberá monitorear que los aparatos existentes sean apropiados para uso de gas natural, y que presenten adecuada combustión.</p> <p>10.3 Se deberá de realizar el monitoreo para detección de fugas en la conexión del medidor o la estación de regulación y medición con la propia instalación de aprovechamiento, utilizando instrumentos adecuados de detección o soluciones tenso activas.</p>	<p>10.1 Se debe comprobar la hermeticidad de la instalación de aprovechamiento una vez puesta en gas, mediante un monitoreo de fugas, utilizando instrumentos adecuados de detección o soluciones tenso activas que forme burbujas, entre otras, agua jabonosa. La solución utilizada no debe dañar ni debe dejar residuos que posteriormente puedan producir corrosión en los materiales de la instalación probada.</p> <p>10.2 Se debe monitorear que los aparatos existentes sean apropiados para uso de gas natural, y que presenten adecuada combustión.</p> <p>10.3 Se debe realizar el monitoreo para detección de fugas en la conexión del medidor o la estación de regulación y medición con la propia instalación de aprovechamiento, utilizando instrumentos adecuados de detección o soluciones tenso activas.</p>	<p>Corregir los tiempos verbales a lo largo del documento, para que las disposiciones estén en tiempo presente en modo imperativo o en su defecto, modo infinitivo.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue: <b>10.1</b> Se debe verificar la hermeticidad de la instalación de aprovechamiento una vez puesta en gas, mediante un monitoreo de fugas, utilizando instrumentos adecuados de detección o soluciones tenso activas que forme burbujas, entre otras, agua jabonosa. La solución utilizada no debe dañar ni debe dejar residuos que posteriormente puedan producir corrosión en los materiales de la instalación probada.</p> <p>10.2 Se debe monitorear que los aparatos existentes sean apropiados para uso de gas natural, y que presenten adecuada combustión.</p> <p>10.3 Se debe realizar el monitoreo para detección de fugas en la conexión del medidor o la estación de regulación y medición con la propia instalación de aprovechamiento, utilizando instrumentos adecuados de detección o soluciones tenso activas.</p>
<p><b>11.6</b> En caso de requerirse corte y/o soldadura en la tubería de acero, éste se debe hacer con equipo mecánico, se debe aterrizar la tubería en ambos lados del corte, se debe asegurar que no exista una mezcla explosiva en el área de trabajo utilizando el equipo de detección adecuado y, en caso de tener sistema de protección catódica mediante corriente impresa, se debe desconectar la fuente de corriente antes de realizar</p>	<p><b>11.6</b> En caso de requerirse corte y/o soldadura en la tubería de acero, éste se debe hacer con equipo mecánico, se debe aterrizar la tubería en ambos lados del corte, se debe asegurar que no exista una mezcla explosiva en el área de trabajo utilizando el equipo de detección adecuado y, en caso de tener sistema de protección catódica mediante corriente impresa, se debe desconectar la fuente de corriente antes de realizar algún corte y/o soldadura. Tratándose</p>	<p>Error de redacción.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue: <b>11.6</b> En caso de requerirse corte y/o soldadura en la tubería de acero, éste se debe hacer con equipo mecánico, se debe aterrizar la tubería en ambos lados del corte, se debe asegurar que no exista una mezcla explosiva en el área de trabajo utilizando el equipo de detección adecuado y, en caso de tener sistema de protección catódica mediante corriente impresa, se debe desconectar la fuente de corriente antes de realizar algún corte y/o soldadura. Tratándose de tuberías no metálicas se debe prever la eliminación de corrientes estáticas;</p>

<p>algún corte y/o soldadura. Tratándose de tuberías de no metálicas se debe prever la eliminación de corrientes estáticas;</p>	<p>de tuberías <del>de</del> no metálicas se debe prever la eliminación de corrientes estáticas;</p>		
<p><b>12.1</b> Las ampliaciones o modificaciones necesarias para acoplar la instalación de aprovechamiento actual con el medidor o estación de regulación deben cumplir con los numerales 6 y 7 de esta Norma.</p>	<p><b>12.1</b> Las ampliaciones o modificaciones necesarias para acoplar la instalación de aprovechamiento actual con el medidor o estación de regulación y medición del sistema de distribución o transporte, deben cumplir con los numerales 6 y 7 de esta Norma.</p>	<p>La instalación de aprovechamiento no se acopla a una estación de regulación.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue: <b>12.1</b> Las ampliaciones o modificaciones necesarias para acoplar la instalación de aprovechamiento actual con el medidor o estación de regulación y medición del sistema de distribución o transporte, deben cumplir con los numerales 6 y 7 de esta Norma.</p>
<p><b>13.1</b> Reactivación de tuberías: En el proceso de reactivación de tuberías, se deben tomar las medidas siguientes:</p> <p>...</p> <p><b>b)</b> Para determinar si dicha tubería es viable para su entrada en operación, cumplimiento con lo establecido en esta Norma, se debe de realizar una prueba de hermeticidad de acuerdo al numeral 9.3 de esta Norma para determinar si dicha tubería es operativamente viable para entrar en servicio.</p> <p><b>c)</b> Si la evaluación de la tubería indica que no es viable para su entrada en operación, se deben implementar las medidas correctivas que sean necesarias para su reactivación cumplimiento con lo establecido en esta Norma.</p> <p>...</p>	<p><b>13.1</b> Reactivación de tuberías: En el proceso de reactivación de tuberías, se deben tomar las medidas siguientes:</p> <p>...</p> <p><b>b)</b> Para determinar si dicha tubería es viable para su entrada en operación, <del>cumplimiento con lo establecido en esta Norma</del>, se debe de realizar una prueba de hermeticidad de acuerdo al numeral 9.3 de esta Norma para determinar si dicha tubería es operativamente viable para entrar en servicio.</p> <p><b>c)</b> Si la evaluación de la tubería indica que no es viable para su entrada en operación, se deben implementar las medidas correctivas que sean necesarias para su reactivación <del>cumplimiento con lo establecido en esta Norma</del>.</p> <p>...</p>		<p>Se acepta comentario, queda como sigue:</p> <p><b>13.1</b> Reactivación de tuberías: En el proceso de reactivación de tuberías, se deben tomar las medidas siguientes:</p> <p>...</p> <p><b>b)</b> Para determinar si dicha tubería es viable para su entrada en operación, se debe de realizar una prueba de hermeticidad de acuerdo al numeral 9.3 de esta Norma para determinar si dicha tubería es operativamente viable para entrar en servicio.</p> <p><b>c)</b> Si la evaluación de la tubería indica que no es viable para su entrada en operación, se deben implementar las medidas correctivas que sean necesarias para su reactivación.</p> <p>.....</p>
<p><b>13.2</b> Desactivación de tubería: En los procesos de desactivación de tuberías, se deberán tomar las medidas siguientes:</p> <p>...</p> <p><b>c)</b> La tubería, una vez purgada, debe estar físicamente separada de toda la fuente de suministro de gas y de cualquier otro servicio, y debe taponarse haciendo un sello efectivo usando bridas ciegas, cabezas soldadas, comales o el</p>	<p><b>13.2</b> Desactivación de tubería: En los procesos de desactivación de tuberías, se deberán tomar las medidas siguientes:</p> <p>...</p> <p><b>c)</b> La tubería, una vez purgada, debe estar físicamente separada de toda la fuente de suministro de gas y de cualquier otro servicio, y debe taponarse haciendo un sello efectivo usando bridas ciegas, cabezas soldadas, comales o el accesorio que se considere apropiado.</p>	<p>Error de redacción.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue:</p> <p><b>13.2</b> Desactivación de tubería: En los procesos de desactivación de tuberías, se deberán tomar las medidas siguientes:</p> <p>...</p> <p><b>c)</b> La tubería, una vez purgada, debe estar físicamente separada de toda la fuente de suministro de gas y de cualquier otro servicio, y debe taponarse haciendo un sello efectivo usando bridas ciegas, cabezas soldadas, comales o el accesorio que se considere apropiado.</p>



accesorio que se considere apropiado.			
14.1.1 Instalaciones que operan a una presión de hasta 50 kPa (7,25 psi) ... c) Constatar que los equipos de consumo mantengan las condiciones indicadas en el numeral 7.6.1 al 7.6.4.	14.1.1 Instalaciones que operan a una presión de hasta 50 kPa (7,25 psi) ... c) Constatar que los equipos de consumo mantengan las condiciones indicadas en el numeral 7.6.1 al 7.6.6.	No debe limitarse el alcance de esta comprobación sólo hasta la disposición 7.6.4, debe incluirse los numerales 7.6.5 y 7.6.6, de lo contrario se accede a que en instalaciones en servicio el usuario ubique aparatos en sitios potencialmente peligrosos como en una recámara o cuarto de baño; o aparatos que no cuenten con chimenea cuando deben llevarla.	Se acepta comentario, queda como sigue: 14.1.1 Instalaciones que operan a una presión de hasta 50 kPa (7,25 psi) ... c) Constatar que los equipos de consumo mantengan las condiciones indicadas en el numeral 7.6.1 al 7.6.6.
<b>14.2</b> En el caso de instalaciones de aprovechamiento de tipo comercial e industrial, las actividades de operación, mantenimiento y seguridad anteriormente descritas, se deberán realizar conforme a la periodicidad prevista en el numeral 15.3.6.4.	<b>14.2</b> En el caso de instalaciones de aprovechamiento de tipo comercial e industrial, las actividades de operación, mantenimiento y seguridad anteriormente descritas, se deberán realizar conforme a la periodicidad prevista en el numeral <b>15.3.6.3</b> <b>15.3.6.4.</b>	El numeral indicado no corresponde a la periodicidad.	Se acepta comentario, queda como sigue: <b>14.2</b> En el caso de instalaciones de aprovechamiento de tipo comercial e industrial, las actividades de operación, mantenimiento y seguridad anteriormente descritas, se deberán realizar conforme a la periodicidad prevista en el numeral <b>15.3.6.3</b>
<b>14.3.1</b> El manual debe incluir los procedimientos que garanticen que las actividades de operación y mantenimiento y se realicen de manera segura, y debe contener, como mínimo lo siguiente:	<b>14.3.1</b> El manual debe incluir los procedimientos que garanticen que las actividades de operación y mantenimiento <b>y</b> se realicen de manera segura, y debe contener, como mínimo lo siguiente:	Error de redacción.	Se acepta comentario, queda como sigue: <b>14.3.1</b> El manual debe incluir los procedimientos que garanticen que las actividades de operación y mantenimiento <b>y</b> se realicen de manera segura, y debe contener, como mínimo lo siguiente:
<b>14.4</b> La instalación de aprovechamiento tipo industrial debe contar con el programa de mantenimiento anual, para desarrollar las actividades operación, mantenimiento y seguridad.	<b>14.4</b> La instalación de aprovechamiento tipo industrial debe contar con el programa de mantenimiento anual, para desarrollar las actividades <b>de</b> operación, mantenimiento y seguridad.	Error de redacción.	Se acepta comentario, queda como sigue: <b>14.4</b> La instalación de aprovechamiento tipo industrial debe contar con el programa de mantenimiento anual, para desarrollar las actividades de operación, mantenimiento y seguridad.
<b>15.3.2.2</b> En el caso de instalaciones tipo doméstico y tipo comercial, estas últimas con consumo de hasta 55 Gcal/año, la verificación puede realizarse por muestreo siempre y cuando se trate de instalaciones nuevas y homogéneas en sus componentes y construcción, para lo cual se debe considerar el universo y determinar la muestra en base a la Norma Mexicana NMX-Z-012-1987 Muestreo para la inspección por atributos, para una inspección normal, o en base a aquella que la sustituya. El dictamen de verificación acreditará el cumplimiento del universo de las instalaciones y deberá	<b>15.3.2.2</b> En el caso de instalaciones tipo doméstico y tipo comercial, estas últimas con consumo de hasta 55 Gcal/año, la verificación puede realizarse por muestreo siempre y cuando se trate de instalaciones nuevas y homogéneas en sus componentes y construcción, para lo cual se debe considerar el universo y determinar la muestra en base a la Norma Mexicana NMX-Z-012-1987 Muestreo para la inspección por atributos, para una inspección normal, o en base a aquella que la sustituya. El dictamen de verificación acreditará el cumplimiento del universo de las instalaciones y deberá integrar una relación de cada una de las instalaciones que	Debe redactarse de tal manera que se aclare que una vez que se han realizado las adecuaciones correspondientes, se aplicará la inspección siguiente más estricta y rigurosa.	Se acepta comentario, se modifica el párrafo y queda como sigue: <b>15.3.2.2</b> En el caso de instalaciones tipo doméstico y tipo comercial, con consumo de hasta 55 Gcal/año, la verificación puede realizarse por muestreo siempre y cuando se trate de instalaciones nuevas y homogéneas en sus componentes y construcción, para lo cual se debe considerar el universo y determinar la muestra en base a la Norma Mexicana NMX-Z-012-1987 Muestreo para la inspección por atributos, para una inspección normal, o en base a aquella que la sustituya. El dictamen de verificación acreditará el cumplimiento del universo de las instalaciones y deberá integrar una relación de cada una de las instalaciones que ampara. Adicionalmente, se deberá observar lo siguiente:

<p>integrar una relación de cada una de las instalaciones que ampara. Adicionalmente, se deberá observar lo siguiente:</p> <p>...</p> <p><b>h)</b> En caso que la muestra sea rechazada en su modalidad de inspección normal, se puede establecer de inmediato la inspección siguiente más estricta y rigurosa y, según los nuevos resultados, siguiendo las indicaciones de la Norma Mexicana NMX-Z-012-1987, o de aquella que la sustituya.</p>	<p>ampara. Adicionalmente, se deberá observar lo siguiente:</p> <p>...</p> <p><b>h) En caso que la muestra sea rechazada en su modalidad de inspección normal, se puede establecer de inmediato la inspección siguiente más estricta y rigurosa, según los nuevos resultados, siguiendo las indicaciones de la Norma Mexicana NMX-Z-012-1987, o de aquella que la sustituya.</b></p>		<p>...</p> <p><b>h)</b> En caso que la muestra sea rechazada en su modalidad de inspección normal, y una vez que se hayan realizado las adecuaciones correspondientes, se debe establecer de inmediato la inspección siguiente más estricta y rigurosa siguiendo las indicaciones de la Norma Mexicana NMX-Z-012-1987, o aquella que la sustituya.</p>
<p><b>15.3.5.1</b> La UV, con base en las Actas circunstanciadas y el Reporte de verificación, los cuales deberán contener la descripción de la información documental recabada, visitas de verificación practicadas, entrevistas realizadas, atestigüamientos o circunstancias observadas y a través de la revisión y análisis de todos éstos, debe elaborar el Dictamen, el cual podrá ser aprobatorio o no aprobatorio. El Dictamen deberá contener la información siguiente:</p> <p><b>a)</b> Los datos de la UV, del usuario y/o propietario o solicitante, periodo de verificación, tipo de dictamen, fecha de expedición, así como nombre y firma del gerente técnico o máxima autoridad o representante legal del centro de trabajo y verificador.</p> <p>...</p>	<p><b>15.3.5.1</b> La UV, con base en las Actas circunstanciadas y el Reporte de verificación, los cuales deberán contener la descripción de la información documental recabada, visitas de verificación practicadas, entrevistas realizadas, atestigüamientos o circunstancias observadas y a través de la revisión y análisis de todos éstos, debe elaborar el Dictamen, el cual podrá ser aprobatorio o no aprobatorio. El Dictamen deberá contener la información siguiente:</p> <p><b>a)</b> Los datos de la UV, del usuario y/o propietario o solicitante, periodo de verificación, tipo de dictamen, fecha de expedición, así como nombre y firma del gerente técnico o <b>gerente técnico sustituto máxima autoridad o representante legal del centro de trabajo y verificador.</b></p> <p>...</p>	<p>El Dictamen sólo lo puede firmar el gerente técnico o el sustituto.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue:</p> <p><b>15.3.5.1</b> La UV, con base en las Actas circunstanciadas y el Reporte de verificación, los cuales deberán contener la descripción de la información documental recabada, visitas de verificación practicadas, entrevistas realizadas, atestigüamientos o circunstancias observadas y a través de la revisión y análisis de todos éstos, debe elaborar el Dictamen, el cual podrá ser aprobatorio o no aprobatorio. El Dictamen deberá contener la información siguiente:</p> <p><b>a)</b> Los datos de la UV, del usuario y/o propietario o solicitante, periodo de verificación, tipo de dictamen, fecha de expedición, así como nombre y firma del gerente técnico o gerente técnico sustituto.</p> <p>...</p>
<p><b>15.3.5.5</b> En el caso de las instalaciones de aprovechamiento tipos comercial e industrial, se debe emitir un dictamen de verificación y/o informe para cada verificación realizada y deberá ser entregado en original al usuario o propietario de la instalación de aprovechamiento.</p>	<p><b>15.3.5.5</b> En el caso de las instalaciones de aprovechamiento tipos comercial <b>(con consumo de mayor a 55 Gcal/año)</b> e industrial, se debe emitir un dictamen de verificación y/o informe para cada verificación realizada y deberá ser entregado en original al usuario o propietario de la instalación de aprovechamiento.</p>		<p>Se acepta comentario, queda como sigue:</p> <p><b>15.3.5.5</b> En el caso de las instalaciones de aprovechamiento tipos comercial (con consumo de mayor a 55 Gcal/año) e industrial, se debe emitir un dictamen de verificación y/o informe para cada verificación realizada y deberá ser entregado en original al usuario o propietario de la instalación de aprovechamiento.</p>
<p><b>15.3.6.3</b> Dictamen de operación, mantenimiento y seguridad. La verificación</p>	<p><b>15.3.6.3</b> Dictamen de operación, mantenimiento y seguridad. La verificación deberá</p>		<p>Se acepta comentario, se da un salto de renglón al párrafo 15.3.6.3 c).</p>

<p>deberá abarcar la evaluación del cumplimiento de las instalaciones de aprovechamiento tipo industrial, comercial y residencial, con las disposiciones contenidas en capítulo 14 de esta Norma. La periodicidad con que se debe verificar la operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento es la siguiente:</p> <p>...</p> <p>c) Cada año para instalaciones de aprovechamiento de tipo industrial. 15.3.6.4 Dictamen de reactivación y desactivación. La verificación deberá abarcar la evaluación del cumplimiento de las instalaciones de aprovechamiento tipo industrial y comercial, estas últimas con un consumo superior a 55 Gcal/año, en lo conducente, con las disposiciones contenidas en el capítulo 13 de esta Norma Oficial Mexicana.</p>	<p>abarcar la evaluación del cumplimiento de las instalaciones de aprovechamiento tipo industrial, comercial y residencial, con las disposiciones contenidas en capítulo 14 de esta Norma. La periodicidad con que se debe verificar la operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento es la siguiente:</p> <p>...</p> <p>c) Cada año para instalaciones de aprovechamiento de tipo industrial.</p> <p><b>15.3.6.4</b> Dictamen de reactivación y desactivación. La verificación deberá abarcar la evaluación del cumplimiento de las instalaciones de aprovechamiento tipo industrial y comercial, estas últimas con un consumo superior a 55 Gcal/año, en lo conducente, con las disposiciones contenidas en el capítulo 13 de esta Norma Oficial Mexicana.</p>		
<p><b>15.3.6.3</b> Dictamen de operación, mantenimiento y seguridad. La verificación deberá abarcar la evaluación del cumplimiento de las instalaciones de aprovechamiento tipo industrial, comercial y residencial, con las disposiciones contenidas en capítulo 14 de esta Norma. La periodicidad con que se debe verificar la operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento es la siguiente:</p>	<p><b>15.3.6.3</b> Dictamen de operación, mantenimiento y seguridad. La verificación deberá abarcar la evaluación del cumplimiento de las instalaciones de aprovechamiento tipo industrial, comercial y doméstico, con las disposiciones contenidas en el capítulo 14 de esta Norma. La periodicidad con que se debe verificar la operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento es la siguiente:</p> <p>a) Cada 5 años...</p> <p>b) Cada 2 años...</p>	<p>De acuerdo a las definiciones de tipos de instalación, error de redacción y separación de numerales.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue:</p> <p><b>15.3.6.3</b> Dictamen de operación, mantenimiento y seguridad. La verificación deberá abarcar la evaluación del cumplimiento de las instalaciones de aprovechamiento tipo industrial, comercial y doméstico, con las disposiciones contenidas en el capítulo 14 de esta Norma. La periodicidad con que se debe verificar la operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento es la siguiente:</p> <p>a) Cada 5 años...</p> <p>b) Cada 2 años...</p> <p>c) Cada año para instalaciones de aprovechamiento de tipo</p>

<p>a) Cada 5 años...</p> <p>b) Cada 2 años...</p> <p>c) Cada año para instalaciones de aprovechamiento de tipo industrial. 15.3.6.4 Dictamen de reactivación y desactivación. La verificación deberá abarcar la evaluación del cumplimiento de las instalaciones de aprovechamiento tipo industrial y comercial, estas últimas con un consumo superior a 55 Gcal/año, en lo conducente, con las disposiciones contenidas en el capítulo 13 de esta Norma Oficial Mexicana.</p>	<p>c) Cada año para instalaciones de aprovechamiento de tipo industrial.</p>		<p>industrial.</p>
	<p><b>15.3.6.4</b> Dictamen de reactivación y desactivación. La verificación deberá abarcar la evaluación del cumplimiento de las instalaciones de aprovechamiento tipo industrial y comercial, estas últimas con un consumo superior a 55 Gcal/año, en lo conducente, con las disposiciones contenidas en el capítulo 13 de esta Norma Oficial Mexicana.</p>	<p>Separación de numerales.</p>	<p>Se acepta comentario, queda como sigue:</p> <p><b>15.3.6.4</b> Dictamen de reactivación y desactivación. La verificación deberá abarcar la evaluación del cumplimiento de las instalaciones de aprovechamiento tipo industrial y comercial, estas últimas con un consumo superior a 55 Gcal/año, en lo conducente, con las disposiciones contenidas en el capítulo 13 de esta Norma Oficial Mexicana.</p>

**RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía determina las medidas que deberán implementar los suministradores y permisionarios de sistemas de transporte, distribución y almacenamiento de gas natural para dar cumplimiento a lo dispuesto en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural, así como el sistema de alertas para informar oportunamente a sus usuarios sobre la entrega de gas natural fuera de especificaciones.**

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.

#### **RESOLUCIÓN Núm. RES/596/2014**

RESOLUCIÓN POR LA QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA DETERMINA LAS MEDIDAS QUE DEBERÁN IMPLEMENTAR LOS SUMINISTRADORES Y PERMISIONARIOS DE SISTEMAS DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL PARA DAR CUMPLIMIENTO A LO DISPUESTO EN LA NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SECRE-2010, ESPECIFICACIONES DEL GAS NATURAL, ASÍ COMO EL SISTEMA DE ALERTAS PARA INFORMAR OPORTUNAMENTE A SUS USUARIOS SOBRE LA ENTREGA DE GAS NATURAL FUERA DE ESPECIFICACIONES

#### **RESULTANDO**

**Primero.** Que la Ley de Hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 11 de agosto de 2014, establece en su artículo 78 que las especificaciones de calidad de los Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos estarán contenidas en las Normas Oficiales Mexicanas que al efecto expida la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión). Las especificaciones de calidad corresponderán con los usos comerciales, nacionales e internacionales en cada etapa de la cadena de producción y suministro.

**Segundo.** Que la calidad del gas natural y su intercambiabilidad es una propiedad que permite evaluar la viabilidad de sustituir un gas por otro sin alterar sus características como energético en los aparatos de combustión donde se le utiliza, lo que ha cobrado gran relevancia en los mercados y generado preocupación a las autoridades regulatorias en diversas partes del mundo, a medida que en las redes de gas natural se incrementa el número de posibles puntos de inyección de dicho combustible que proviene de fuentes muy diversas con variaciones significativas en la composición del gas.

**Tercero.** Que el concepto de intercambiabilidad significa que el gas natural que proviene de dos o más fuentes posee características físico-químicas similares tales que, en términos de su desempeño como combustible en diversos aparatos y del impacto ambiental de las emisiones que produce, son equiparables.

**Cuarto.** Que, a partir de la década de los noventa, ha cambiado de manera significativa la tecnología y el diseño de los sistemas de combustión, tanto de equipos domésticos como industriales, lo que ha sido propiciado por los requerimientos cada vez mayores de mejorar la eficiencia de los procesos de combustión y de reducir las emisiones de gases contaminantes. Este cambio ha afectado a diversos equipos, como motores de combustión interna, equipos de calentamiento y turbinas de gas, particularmente aquellas destinadas a la generación de energía eléctrica.

**Quinto.** Que diferentes estudios sobre la intercambiabilidad del gas natural se han publicado tanto en los Estados Unidos de América como en la Unión Europea, en ellos se identifican los problemas que se presentan cuando se alteran las condiciones de calidad del gas natural.

**Sexto.** Que uno de los más importantes estudios de intercambiabilidad de gas natural es el White Paper on Natural Gas Interchangeability and Non-Combustion End Use, publicado en febrero de 2005 por el Consejo de Gas Natural de los EE. UU. para su presentación a la entidad reguladora federal, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). En dicho estudio se establece que la variación de la calidad de gas más allá de límites aceptables, puede tener los siguientes efectos en los equipos de combustión:

- a) En aparatos domésticos, como estufas y calentadores, puede resultar en la formación de hollín y el característico color amarillo de la flama, así como niveles elevados de monóxido de carbono. Puede, asimismo, acortar la vida de los calentadores y causar el apagado de los pilotos, con los consecuentes riesgos de accidente.
- b) En motores recíprocos, puede provocar golpeteo de los pistones, afectar negativamente el comportamiento del motor y reducir su vida útil.
- c) En turbinas de combustión, puede resultar en un incremento en las emisiones, una reducción en la confiabilidad y la disponibilidad de la turbina, así como en la vida útil de las partes críticas.

- d) En calderas industriales, hornos y calentadores, puede resultar en una degradación de su funcionamiento, daño al equipo de transferencia de calor e incumplimiento con las normas ambientales.
- e) En plantas industriales donde el gas se utiliza como materia prima, puede reducir la capacidad de producción y afectar la calidad de los productos.

**Séptimo.** Que, en el mismo estudio, el Consejo de Gas Natural de los EE. UU. recomienda a la FERC que se adopten los siguientes criterios de intercambiabilidad de gas natural:

- I. Mantener el Índice Wobbe en un rango de  $\pm 4\%$  sobre el promedio histórico;
- II. Sujetarlo a un límite máximo de 1 400 Btu/ft<sup>3</sup>;
- III. Limitar el poder calorífico a 1 100 Btu/ft<sup>3</sup>;
- IV. Limitar el contenido máximo de butanos y componentes más pesados a 1.5%, y
- V. Limitar el contenido máximo de gases inertes (dióxido de carbono y nitrógeno) a 4%.

**Octavo.** Que, en el caso de los EE. UU., a diferencia de lo que ocurre en México y en otros países del mundo, no existe una norma oficial de carácter nacional que regule la calidad del gas natural, sino que a lo largo de los años, el mercado ha determinado una calidad aceptable de gas, y los sistemas de transporte regulados por la FERC han establecido los criterios de calidad que debe cumplir el gas natural para poder ser transportado en dichos sistemas.

**Noveno.** Que la FERC, al regular el transporte interestatal de gas natural, reconoce la relevancia de la composición y calidad de dicho combustible, y que prácticamente todos los sistemas de transporte en los EE. UU., incluyendo aquellos con los que se interconecta el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) establecen un límite máximo de contenido total de gases inertes, entre los que se encuentra el nitrógeno, entre 2 y 4%.

**Décimo.** Que la FERC, en su declaración de política denominada Policy Statement on Provisions Governing Natural Gas Quality and Interchangeability in Interstate Natural Gas Pipeline Company Tariffs, emitida el 15 de junio de 2006, establece los siguientes principios de política en relación a la calidad del gas natural y a su intercambiabilidad comercial:

- Solamente puede exigirse el cumplimiento de las especificaciones de calidad de gas natural y de intercambiabilidad establecidas en las condiciones generales de servicio aprobadas por la FERC a los transportistas.
- Las previsiones de calidad del gas natural e intercambiabilidad que se establezcan en las condiciones generales de servicio deben ser flexibles.
- Los transportistas y sus clientes deben desarrollar especificaciones de calidad e intercambiabilidad de gas natural. La FERC establece que dichas especificaciones estén basadas en consideraciones científicas y de ingeniería robustas.
- Al negociar las soluciones de calidad de gas natural con bases técnicas robustas, la FERC requiere a los transportistas y a sus clientes que usen las recomendaciones propuestas por el Consejo de Gas Natural de los EE. UU.
- En la medida en que los transportistas y sus clientes no puedan resolver sus disputas en relación con la calidad del gas natural y su intercambiabilidad, éstas pueden ser presentadas a la consideración de la FERC. Al resolver dichas disputas, la FERC dará un peso significativo a las recomendaciones del Consejo de Gas Natural de los EE. UU.

**Undécimo.** Que, de igual manera, los diversos estudios que se han llevado a cabo en Europa en relación con la intercambiabilidad comercial del gas natural reconocen que, además de los efectos indeseables que afectan la eficiencia y la operación de las instalaciones industriales, los aparatos domésticos tienen una limitada capacidad para aceptar variaciones amplias en la calidad del gas natural. Como resultado de ello, ésta debe mantenerse dentro de ciertos límites que permiten la adecuada operación de los equipos.

**Duodécimo.** Que el documento Main Effects of Gas Quality Variations on Applications, publicado el 13 de noviembre de 2008 por la Asociación Técnica Europea de la Industria del Gas Natural, MARCOGAZ, llega a las conclusiones siguientes:

- La dependencia de la estabilidad de flama y la combustión incompleta de los equipos domésticos de la relación aire/gas en un proceso de combustión y, por tanto, del Índice Wobbe está bien estudiada, y es la base de la Norma Europea EN-437 que establece la calidad del gas natural para las instalaciones domésticas.
- Dependiendo de la tecnología del quemador, una reducción en el Índice Wobbe puede producir separación de la flama de la boquilla. También puede producir un incremento en las emisiones de CO.
- A medida que se incrementa la relación aire/gas, debido a la reducción en el Índice Wobbe, la velocidad de combustión se reduce, produciendo inestabilidad de la flama, emisiones de CO e incluso extinción de la flama.
- Adicionalmente, un incremento en el Índice Wobbe produce un incremento en el flujo de energía al quemador y a una reducción de la relación aire/gas. Los principales efectos que pueden ser observados son combustión incompleta, producción de CO y de hollín, golpeteo, ignición prematura en turbinas de gas e incremento en las emisiones de NOx.

**Decimotercero.** Que, por las razones mencionadas anteriormente, en los países europeos las reservas de gas natural con alto contenido de nitrógeno y bajo poder calorífico deben contar con una red independiente para su transporte para ser explotadas comercialmente, como es el caso en Holanda, Bélgica, Francia y Alemania; o bien, se deben instalar plantas separadoras de nitrógeno, como es el caso de Gran Bretaña, que ha establecido un límite máximo de 5% en el contenido de nitrógeno para poder inyectar el gas natural a la red nacional.

**Decimocuarto.** Que en diversos países de América Latina, como Argentina, Brasil y Colombia, las normas oficiales establecen límites al contenido de nitrógeno que puede tener el gas natural. Argentina establece un contenido máximo de inertes (nitrógeno y dióxido de carbono) de 4% en los ductos de transporte, Brasil establece un contenido máximo de 2% de nitrógeno y Colombia establece un contenido máximo de 3% de nitrógeno.

**Decimoquinto.** Que la primera Norma Oficial Mexicana para la calidad del gas natural fue emitida por esta Comisión en 1996 como Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-001-SE-1996, Características y especificaciones del gas natural que se inyecte a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, en la que se estableció un límite superior para el contenido de inertes (nitrógeno + CO<sub>2</sub>) de 3%.

**Decimosexto.** Que en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-1997, publicada el 27 de enero de 1998 en el DOF, se mantuvieron los mismos niveles máximos de gases inertes.

**Decimoséptimo.** Que en la NOM-001-SECRE-2003, publicada el 29 de marzo de 2004 en el DOF, se estableció el límite máximo de gases inertes (nitrógeno + CO<sub>2</sub>) en 5%, atendiendo la solicitud de la Secretaría de Energía (Sener), ya que empezaba a incrementarse su concentración en el gas natural producido en el Sureste, y Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) le había informado que el incremento solicitado tendría un carácter temporal, ya que el problema se resolvería en 2008, cuando entrase en operación la planta separadora de nitrógeno de Nuevo Pemex.

**Decimooctavo.** Que, cinco años más tarde, cuando esta Comisión inició el proceso de revisión de la NOM-001-SECRE-2003, PGPB solicitó que se incrementara nuevamente el límite máximo de contenido de nitrógeno de manera temporal, mientras se instalaban dos nuevas plantas separadoras de nitrógeno, adicionales a la que había entrado en operación en Nuevo Pemex.

**Decimonoveno.** Que, atendiendo la solicitud de PGPB, el 23 de febrero de 2009 esta Comisión envió a la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer), para consulta pública, el proyecto de norma PROY-NOM-001-SECRE-2008, que establecía la creación de dos zonas diferenciadas en el país: la Zona Sur, con un contenido máximo de inertes (N<sub>2</sub> + CO<sub>2</sub>) de 5% (con un periodo de transición de dos años en el que el límite superior se establecía temporalmente en 7%); y Resto del país, con un contenido máximo de inertes de 4%.

**Vigésimo.** Que este proyecto de NOM nunca entró en vigor ya que, después de su publicación en el DOF, el Secretario Técnico del Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (CNP MOS) presentó un escrito a esta Comisión, con fecha del 23 de abril de 2009, en el que manifestó que el gas natural inyectado y transportado por PGPB en el SNG no cumplía con las especificaciones previstas en el proyecto de NOM para la Zona Sur en lo que se refiere al Índice Wobbe, al poder calorífico superior y al contenido de nitrógeno. Para sostener lo anterior, aportó información detallada de las especificaciones del gas producido en el año previo, lo que era un reconocimiento expreso de que PGPB incumplía desde hacía un año con la NOM-001-SECRE-2003 vigente en ese momento.

**Vigésimo primero.** Que, del análisis de la información presentada por el CNP MOS, esta Comisión identificó que existían suficientes elementos para declarar una situación de emergencia severa en el Sur y Occidente de Cempoala y en el Centro y Centro Occidente del SNG, debido a que la calidad del gas producido por PGPB en la Zona Sur e inyectado en el SNG no cumplía con la NOM vigente y que, tal como lo establecía el análisis enviado a esta Comisión por el CNP MOS, para cumplir con dichas especificaciones se requería que Pemex implementara una serie de acciones, entre ellas la instalación de una segunda planta separadora de nitrógeno, misma que requeriría tres años en construcción para entrar en operación.

**Vigésimo segundo.** Que, como consecuencia de lo manifestado, con fecha del 25 de junio de 2009, esta Comisión expidió la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-002-SECRE-2009, Calidad del Gas Natural durante el Periodo de Emergencia Severa.

**Vigésimo tercero.** Que en esa misma fecha se le requirió a PGPB presentar a esta Comisión el conjunto de medidas que habría de tomar Pemex para que, en un plazo máximo de tres años, el gas natural que se inyectara y transportara en el SNG y se comercializara como venta de primera mano, cumpliera con las especificaciones de calidad establecidas en la Norma Oficial Mexicana vigente, específicamente con el 6% de contenido máximo de nitrógeno.

**Vigésimo cuarto.** Que, con fecha del 19 de marzo de 2010, esta Comisión publicó en el DOF la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural actualmente vigente (NOM-001). En la disposición 5.1 de dicha NOM se establecen especificaciones diferenciadas del gas natural para la Zona Sur y para el resto del país:

#### 5.1. Propiedades del gas natural.

El gas natural que se inyecte en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución y el que sea entregado por los suministradores a permisionarios y usuarios debe cumplir con las especificaciones indicadas en la Tabla 1 de esta Norma, salvo lo previsto en la disposición 5.2.

**Tabla 1. Especificaciones del Gas Natural**

Propiedad	Unidades	Zona Sur			Resto del País
		Hasta el 31 de diciembre de 2010	Del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2012	A partir del 1 de enero de 2013	
Metano (CH <sub>4</sub> )-Mín.	% vol	NA	NA	83,00	84,00
Oxígeno (O <sub>2</sub> )-Máx.	% vol	0,20	0,20	0,20	0,20
Bióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )-Máx.	% vol	3,00	3,00	3,00	3,00
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )-Máx.	% vol	9,00	8,00	6,00	4,00
Nitrógeno. Variación máxima diaria	% vol	±1.5	±1.5	±1.5	±1.5
Total de inertes (CO <sub>2</sub> y N <sub>2</sub> )-Máx.	% vol	9,00	8,00	6,00	4,00
Etano-Máx.	% vol	14,00	12,00	11,00	11,00
Temperatura de rocío de hidrocarburos- Max.	K (°C)	NA	271,15 (-2)(1)	271,15 (-2)	271,15 (-2)(1)



Propiedad	Unidades	Zona Sur			Resto del País
		Hasta el 31 de diciembre de 2010	Del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2012	A partir del 1 de enero de 2013	
Humedad (H <sub>2</sub> O)-Máx.	mg/m <sup>3</sup>	110,00	110,00	110,00	110,00
Poder calorífico superior-Mín.	MJ/m <sup>3</sup>	35,30	36,30	36,80	37,30
Poder calorífico superior-Máx.	MJ/m <sup>3</sup>	43,60	43,60	43,60	43,60
Índice Wobbe-Mín.	MJ/m <sup>3</sup>	45,20	46,20	47,30	48,20
Índice Wobbe-Máx.	MJ/m <sup>3</sup>	53,20	53,20	53,20	53,20
Índice Wobbe-Variación máxima diaria	%	±5	±5	±5	±5
Ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S)-Máx.	mg/m <sup>3</sup>	6,00	6,00	6,00	6,00
Azufre total (S)-Máx.	mg/m <sup>3</sup>	150,00	150,00	150,00	150,00

**Vigésimo quinto.** Que la fecha prevista en la NOM-001 para que el contenido máximo de nitrógeno en las zonas afectadas se redujese de 8% a 6%, el 1 de enero del 2013, fue establecida a petición expresa de PGPB, ya que era el plazo que Petróleos Mexicanos (Pemex) consideraba necesario para instalar las plantas separadoras de nitrógeno que le permitieran cumplir con dicho límite.

**Vigésimo sexto.** Que, con fecha del 20 de diciembre de 2010, esta Comisión expidió la Resolución RES/351/2010, por medio de la cual se establece un ajuste en el precio máximo de ventas de primera mano del gas natural que no cumple con las especificaciones de la NOM-001.

**Vigésimo séptimo.** Que, en las reuniones de trabajo previas a la publicación de la NOM-001 y del subsecuente envío a Cofemer del proyecto de resolución por el que esta Comisión determina el ajuste en los precios máximos de venta de primera mano de gas natural y las bonificaciones por calidad, los representantes de Pemex adujeron que, si bien reconocían que la presencia de un alto contenido de nitrógeno en el gas natural y el incumplimiento de las especificaciones de calidad de gas previstas en la NOM-001 afectan negativamente a los usuarios, el costo de las afectaciones a los usuarios no necesariamente equivalen al monto de los ajustes y bonificaciones previstos en dicho proyecto.

**Vigésimo octavo.** Que, derivado de lo anterior, esta Comisión acordó con Pemex realizar estudios para determinar el costo de las afectaciones a los usuarios y permissionarios de gas natural, tanto por la presencia de un alto contenido de nitrógeno como por el incumplimiento de otras especificaciones de calidad previstas en la NOM-001. Con base en los resultados obtenidos se revisaría y, en su caso, modificaría la metodología seguida por esta Comisión para determinar los ajustes y bonificaciones por calidad previstos en la Resolución RES/351/2010.

**Vigésimo noveno.** Que, el 28 de octubre de 2010, esta Comisión publicó en el DOF el Acuerdo Número A/002/2010 por el que la Comisión Reguladora de Energía expide una convocatoria de consulta pública para la participación de los interesados en aportar información que sirva de base para determinar los costos de las afectaciones causadas a usuarios y permissionarios por el uso continuo de gas natural con alto contenido de nitrógeno, por variaciones súbitas en el Índice Wobbe y por el incumplimiento en las otras especificaciones de calidad previstas en la NOM-001, y se establece la integración de un Grupo Técnico Consultivo integrado por un representante de cada una de las siguientes instituciones: Pemex, Comisión Federal de Electricidad, Asociación Mexicana de Energía, Asociación Mexicana de Gas Natural, Confederación de Cámaras Industriales y Cámara Nacional de la Industria del Hierro y del Acero.

**Trigésimo.** Que, entre otros estudios que se recibieron como resultado de dicha convocatoria, en enero de 2011 la CFE remitió a esta Comisión el informe preliminar de un estudio denominado Determinación de costos de afectaciones causadas por gas natural fuera de especificación, con objeto de aportar información sobre las afectaciones aludidas en el Considerando Vigésimo Noveno establecidas en la NOM-001.

**Trigésimo primero.** Que en dicho estudio la CFE reportó que las zonas más afectadas son la Península de Yucatán, la Zona del Golfo de México y Zona del Centro de México e informó sobre las diferentes afectaciones debido a la calidad del gas natural suministrado, entre las que señaló las siguientes:

- Fallas en los procesos de generación de vapor en sus centrales termoeléctricas.
- Fallas en la combustión del gas natural en las unidades de turbogas.
- Fallas en equipos auxiliares asociados a los sistemas de combustión en sus centrales termoeléctricas.
- Pérdida de capacidad de transporte y/o requerimientos adicionales de compresión en gasoducto.
- Pérdida de disponibilidad de capacidad en las centrales de generación eléctrica, tanto de CFE como de Productores Externos de Energía.

**Trigésimo segundo.** Que, con fecha del 30 de mayo de 2011, la CFE remitió a esta Comisión el informe final de la Determinación de costos de afectaciones causadas por gas natural fuera de especificación, en el que señala que entre las centrales más afectadas se encuentran: CCC Valladolid III y AES Mérida III como Productores Externos de Energía, y las centrales de CFE: Bajío, Tula, Valle de México, San Lorenzo, Tuxpan, Dos Bocas y Mayakán. Asimismo, señala que las afectaciones por el uso de gas natural fuera de especificación han representado costos de 2008 a 2010 por 115.47 millones de dólares.

**Trigésimo tercero.** Que, de igual manera, la Cámara Nacional de la Industria Siderúrgica informó que en el proceso de reducción directa del hierro esponja, si el contenido de nitrógeno se incrementa de 0.5% a 3% la pérdida de productividad es de 4% y el consumo energético aumenta 4%, y que a valores superiores el impacto es aún mayor. La pérdida de producción se tiene que compensar con una materia prima alterna de mayor costo y el hecho de que no resulte viable obtenerla se traduce en una pérdida de volumen en producto terminado. Lo anterior, sólo como muestra de afectaciones en el proceso, pues el exceso de nitrógeno implica un mayor consumo de energía eléctrica para mover mayor cantidad de gas y una probable reducción en la vida de los equipos térmicos, al tener que utilizarlos de manera forzada por estar fuera de su rango de diseño.

**Trigésimo cuarto.** Que, el 17 de marzo de 2011, esta Comisión emitió la Resolución RES/098/2011 por medio de la cual se requiere a PGPB la presentación de los estudios que determinen los costos de las afectaciones generadas por el uso continuo de gas natural con alto contenido de nitrógeno o causadas por el incumplimiento de la NOM-001, y establece los criterios que deberán ser satisfechos para que se considere que constituyen información suficiente y adecuada para fines de regulación.

**Trigésimo quinto.** Que, con fecha del 11 de diciembre de 2012, PGPB informó a esta Comisión que las altas concentraciones de nitrógeno que se habían presentado en la Zona Sur del país habían alcanzado 10% y 11% promedio al día, y que dados los escenarios de producción de Pemex–Exploración y Producción (PEP) esta situación se prolongaría, por lo que solicitó a esta Comisión declarar una nueva situación de emergencia severa.

**Trigésimo sexto.** Que, adicionalmente, PGPB informó que la infraestructura para la eliminación de nitrógeno de la corriente del gas natural que iniciaría operaciones en 2012, a la que PEP se había comprometido a instalar, se encontraba aún en evaluación, por lo que solicitó un periodo de tres años adicionales para implementar las acciones que le permitieran dar cumplimiento a las especificaciones de calidad previstas en la NOM-001, que deberían entrar en vigor a partir del 1 de enero de 2013.

**Trigésimo séptimo.** Que, después de diversas reuniones de trabajo con representantes de la Sener y de Pemex, esta Comisión emitió la RES/493/2012 de fecha 20 de diciembre de 2012, por medio de la cual prorrogó a PGPB por un año más el plazo para cumplir con el contenido máximo de nitrógeno en el gas natural de 6% a partir del 1 de enero de 2014, mismo que de acuerdo con la NOM-001, se tenía previsto que entrara en vigor en enero de 2013. Le requirió presentar de nueva cuenta, para el 31 de mayo de 2013, un programa calendarizado de acciones para que se instalara y operara la infraestructura necesaria para reducir el contenido de nitrógeno en el gas natural que se inyectara al SNG en la Zona Sur, a fin de cumplir con la NOM-001.

**Trigésimo octavo.** Que, mediante el escrito PGPB-SP-GR-346-2013 del 22 de mayo de 2013, PGPB manifestó el detalle del estado que guardaba la instalación de la infraestructura necesaria para la reducción de la concentración de nitrógeno en el gas natural que PEP suministra en el sureste, en los siguientes términos:

- i. En las condiciones actuales, el contenido de nitrógeno en el gas húmedo recibido por PEP en el sureste, fluctúa entre 6% y 8%, lo que implica al gas seco a venta por incremento del inerte, entre 7.5% y 9%.
- ii. Los escenarios de largo plazo de oferta de gas y condensados de PEP muestran que en los próximos siete años, el gas húmedo amargo procedente de las regiones marina y sur presentará una tendencia decreciente del contenido de nitrógeno, que variaría desde 9% al 6%. Conforme a estas proyecciones, de 2015 a 2020, el nitrógeno podría ser controlado con las medidas operativas que implementará PEP a partir de 2014.
- iii. La alta variabilidad que presentan los escenarios de disponibilidad del gas proveniente de PEP, en términos de volumen y composición asociados, no permiten a PGPB contar con una clara definición para determinar los requerimientos de infraestructura necesarios para la eliminación de nitrógeno que atiendan de manera definitiva la problemática mencionada.

**Trigésimo noveno.** Que, mediante el escrito PGPB-SP-GR-367-2013 del 31 de mayo de 2013, PGPB manifestó que ha realizado acuerdos conjuntamente con PEP, y que se han derivado acciones por parte de este último para mantener el gas dentro de las especificaciones establecidas por la NOM-001, por lo que presentó a esta Comisión un programa de siete acciones operativas calendarizadas por PEP para el control de nitrógeno en los activos de Samaria-Luna y Bellota-Jujo, a una concentración en volumen de 8% durante 2013 y 6% a partir de 2014 en el gas húmedo amargo que se inyecte en los centros procesadores de gas del sureste. Además, enfatizó que “[...] estas acciones plantearían un efecto desfavorable en la disponibilidad de gas y en la producción de crudo”.

**Cuadragésimo.** Que, con fecha del 5 de diciembre de 2013, esta Comisión recibió copia del oficio 512.DGEEH/554/13 y 511.DGTIH/0208/13, mediante el cual las Direcciones Generales de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y de Transformación Industrial de Hidrocarburos de la Sener, solicitan a los Directores Generales de PEP y de PGPB que presenten a dichas unidades administrativas, a más tardar el 20 de enero de 2014, “[...] las medidas y tiempos que aplicarán para cumplir con lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, “Especificaciones de gas natural”, sin que la aplicación de dichas medidas y tiempos signifique disminución en el volumen de suministro de gas natural al SNG”.

**Cuadragésimo primero.** Que, con fecha del 10 de diciembre de 2013, esta Comisión recibió por parte de las Direcciones Generales de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y de Transformación Industrial de Hidrocarburos de la Sener, los oficios con números 512.DGEEH/547-BIS/13 y 511.DGTIH/00214/13, mediante los cuales se solicita a esta Comisión extender el plazo para la entrada en vigor del límite máximo de 6% de contenido de nitrógeno en el gas natural inyectado al SNG, con el objeto de analizar y determinar lo que resulte conducente respecto de las medidas y tiempos que presenten PEP y PGPB para cumplir con lo establecido en la NOM-001. Lo anterior en respuesta a los oficios conjuntos de dichas Direcciones Generales 511.DGTIH/0208/13 y 512.DGTEEH/554/13 enviados a PEP y PGPB, respectivamente, como parte de los trabajos de suministro de gas natural en 2014 dentro del marco de la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural.

**Cuadragésimo segundo.** Que, mediante la Resolución RES/602/2013 de fecha 19 de diciembre de 2013, esta Comisión determinó las condiciones bajo las que podrá operar, en la Zona Sur del país, el sistema amparado por el Permiso G/061/TRA/99 otorgado a PGPB, en términos de lo establecido en la NOM-001.

**Cuadragésimo tercero.** Que en los Resolutivos Primero y Segundo de dicha Resolución se autoriza a PGPB continuar suministrando gas natural durante el periodo comprendido del 1 de enero de 2014 al 28 de febrero de 2014 y transportarlo a través del SNG en la Zona Sur, en términos de lo previsto en la Tabla 1. Especificaciones de gas natural, y disposición 5.1 de la NOM-001, para el periodo comprendido del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2012, y se le requiere presentar, a más tardar el 14 de febrero de 2014, el nuevo programa calendarizado de las acciones que haya acordado con la Sener para que el contenido de nitrógeno en el gas natural transportado en la Zona Sur del país cumpla con la referida Norma.

**Cuadragésimo cuarto.** Que, con fecha del 14 de febrero de 2014, esta Comisión recibió por parte de PGPB el oficio PGPB-SP-GR-092-2014, mediante el cual respondió al requerimiento realizado en el Resolutivo Segundo de la RES/602/2013 mencionada en el Resultado Cuadragésimo segundo. En dicho oficio se establece el programa de acciones para reducir el contenido de nitrógeno del gas natural que entrega PEP a PGPB, para cumplir con los requerimientos de calidad que establece la NOM-001.

**Cuadragésimo quinto.** Que, mediante el oficio SE/DGHB/553/2014 del 20 de febrero de 2014, esta Comisión requirió a PGPB el nuevo programa calendarizado de las acciones acordado con la Sener, incluyendo los comentarios, observaciones y aprobación de dicha dependencia, ya que la información entregada en el escrito al que hace referencia el Resultado inmediato anterior se refiere sólo a la propuesta de acciones que PEP envía a la Dirección Corporativa de Operaciones (DCO), y hace mención a que dicho programa fue comentado en un grupo de trabajo con la Sener.

**Cuadragésimo sexto.** Que, mediante oficio PGPB-SP-GR-119-2014 del 27 de febrero de 2014, esta Comisión recibió la confirmación de que el programa de acciones para reducir el contenido de nitrógeno que PEP entregó a PGPB había sido acordado con la Sener.

**Cuadragésimo séptimo.** Que para permitir la implementación de las acciones previstas en dicho programa, en los términos autorizados por la Sener, esta Comisión autorizó, mediante la Resolución RES/067/2014 del 27 de febrero de 2014: a) ampliar hasta el 31 de marzo de 2014 el plazo previsto en la RES/602/2013 para que PGPB pueda continuar suministrando gas natural y transportarlo por el SNG en la Zona Sur, en términos de lo previsto en la Tabla 1. Especificaciones de gas natural y conforme a la disposición 5.1 de la NOM-001, durante el periodo comprendido del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2012; y b) establecer un periodo de transición, del 1 de abril de 2014 al 31 de diciembre de 2014, en el que se autoriza a PGPB inyectar gas natural que deberá cumplir, adicionalmente, con los límites de calidad establecidos en la Tabla 1 siguiente:

**Tabla 1. Límites de calidad del gas natural en la Zona Sur**

Propiedad	Unidades	Zona Sur
		Del 1 de abril al 31 de diciembre de 2014
Metano (CH <sub>4</sub> )-Mín.	% vol	N.A.
Oxígeno (O <sub>2</sub> )-Máx.	% vol	0,20
Bióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )-Máx.	% vol	3,00
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )-Máx.	% vol	<b>7,00</b>
Nitrógeno. Variación máxima diaria	% vol	±1,50
Total de inertes (CO <sub>2</sub> y N <sub>2</sub> )-Máx.	%vol	7,00
Etano-Máx.	% vol	12,00
Temperatura de rocío de hidrocarburos- Máx.	K (°C)	271,15 (-2)(1)
Humedad (H <sub>2</sub> O)-Máx.	mg/m <sup>3</sup>	110,00
Poder calorífico superior-Mín.	MJ/m <sup>3</sup>	36,30
Poder calorífico superior-Máx.	MJ/m <sup>3</sup>	43,60
Índice Wobbe-Mín.	MJ/m <sup>3</sup>	46,20
Índice Wobbe-Máx.	MJ/m <sup>3</sup>	53,20
Índice Wobbe-Variación máxima diaria	%	±5
Ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S)-Máx.	mg/m <sup>3</sup>	6,00
Azufre total (S)-Máx.	mg/m <sup>3</sup>	150,00

**Cuadragésimo octavo.** Que, a partir del 1 de enero de 2015, el gas natural que PGPB inyecte al SNG en la Zona Sur deberá cumplir con lo establecido en la NOM-001, esto es, deberá tener un contenido máximo de 6% mol de nitrógeno y cumplir con todos los demás parámetros previstos en dicha norma.

**Cuadragésimo noveno.** Que, después de tres años del requerimiento realizado a PGPB mediante la Resolución referida en el Resultando Trigésimo cuarto, el 10 de junio de 2014 PGPB presentó a esta Comisión los Estudios de cuantificación del costo de los daños o afectaciones ocasionados por el uso continuo de gas natural con alto contenido de nitrógeno y por variaciones en el índice Wobbe, y establecimiento de condiciones de temperatura de rocío de hidrocarburos, contenido de humedad y contenido de ácido sulfhídrico a las que es aceptable permitir que el gas natural sea inyectado a los sistemas de transporte y distribución y determinar si el uso del gas natural con nitrógeno en concentración del 4 al 12%, tiene implicaciones en la emisión de los compuestos contaminantes regulados por la NOM-085-SEMARNAT-2011.

**Quincuagésimo.** Que, en reunión celebrada el 9 de julio de 2014, el Grupo Técnico Consultivo al que se refiere el Resultando Vigésimo noveno acordó analizar y emitir opinión respecto de los estudios referidos en el Resultando Cuadragésimo noveno presentados por PGPB a esta Comisión, con el fin de que el CIATEQ, contratado por PGPB para la elaboración de dichos estudios, los considerara y emitiera opinión sobre el particular.

**Quincuagésimo primero.** Que, en atención a lo señalado en las disposiciones 6.8.1. Información periódica y 6.8.3. Registro de propiedades fuera de especificaciones, establecidas en la NOM-001, PGPB ha presentado a esta Comisión diversos informes sobre las especificaciones del gas natural que transporta por medio del SNG.

**Quincuagésimo segundo.** Que el 28 de agosto de 2014 se publicó en el DOF el Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), el cual estará encargado de la gestión, administración y operación del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, al que se refiere la Ley de Hidrocarburos, y tendrá por objeto garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios en ese sistema para contribuir con el abastecimiento del suministro de dicho energético en territorio nacional.

#### CONSIDERANDO

**Primero.** Que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 41, fracción I, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), esta Comisión tiene la atribución de regular y promover el desarrollo eficiente de las actividades de transporte y distribución de gas natural por medio de ductos, entre otras, y en el cumplimiento de dicho objeto debe contribuir a salvaguardar la prestación de los servicios públicos y a proteger los intereses de los usuarios, para lo cual cuenta con atribuciones para otorgar los permisos y autorizaciones que, conforme a las disposiciones legales aplicables, se requieran para la realización de las actividades reguladas, aprobar y expedir los términos y condiciones a que deberán sujetarse dichas actividades; expedir y vigilar el cumplimiento de las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a las personas que realicen actividades reguladas, y requerirles la presentación de información, a fin de supervisar y vigilar, en el ámbito de su competencia, el cumplimiento de las disposiciones jurídicas aplicables.

**Segundo.** Que la fracción II del artículo 48 de la Ley de Hidrocarburos dispone que la realización de las actividades de transporte de hidrocarburos y de gestión de sistemas integrados, entre otras, requerirán permisos que serán expedidos por esta Comisión.

**Tercero.** Que, de conformidad con el artículo 51, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos, el otorgamiento de los permisos estará sujeto a que el interesado demuestre que, en su caso, cuenta con las condiciones apropiadas para garantizar la adecuada continuidad de la actividad objeto del permiso.

**Cuarto.** Que el segundo párrafo del artículo 61 de la Ley de Hidrocarburos determina que la prestación de los servicios en los Sistemas Integrados se sujetará a las disposiciones de carácter general que esta Comisión apruebe y expida.

**Quinto.** Que el artículo 62, fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, establece que los gestores de los Sistemas Integrados tendrán como objeto, entre otros, coordinar a los distintos Permissionarios de Transporte por ducto para lograr la continuidad, calidad, seguridad y eficiencia en la prestación de los servicios.

**Sexto.** Que la fracción III del artículo 84 de la Ley de Hidrocarburos determina que los Permissionarios de las actividades reguladas por esta Comisión deberán entregar la cantidad y calidad de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos que se establezca en las disposiciones aplicables.

**Séptimo.** Que la disposición 5.4 de la NOM-001 establece que:

El productor, procesador o suministrador de gas natural es responsable de cumplir con las especificaciones del gas natural establecidas en esta Norma que se entregue en los sistemas de transporte, almacenamiento o distribución.

Los permisionarios de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución son responsables de operar y mantener sus sistemas de conformidad con lo establecido en la normatividad aplicable a fin de cumplir con las especificaciones del gas natural que se establecen en esta Norma, para la entrega del gas natural a otros permisionarios y a los usuarios, salvo que dichos permisionarios cuenten con autorización expresa de la Comisión para entregar gas natural con especificaciones diferentes.

[...] Los permisionarios de transporte de acceso abierto y distribución serán responsables de asegurarse que el gas natural que reciben en su sistema cumpla con las especificaciones establecidas en esta Norma y, en el caso de las terminales de almacenamiento de gas natural licuado, de acondicionarlo para que cumpla con ellas.

En caso de que un permisionario de un sistema de transporte de acceso abierto o de distribución reciba gas natural fuera de especificaciones, deberá notificarlo al suministrador a más tardar dentro de las siguientes veinticuatro horas a partir de que sea detectado, a fin de que el suministrador adopte las medidas necesarias para corregir de inmediato el incumplimiento en las especificaciones. Asimismo, deberá notificarlo a aquellos usuarios que puedan verse afectados por el incumplimiento en las especificaciones del gas natural entregado para que puedan tomar las medidas que consideren pertinentes, conforme a los términos establecidos en el marco jurídico aplicable.

**Octavo.** Que la disposición 5.2.1 de la NOM-001 establece que:

En caso de emergencia operativa en los centros de procesamiento o en los sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución, el suministrador o el permisionario al que se le haya presentado la situación de emergencia operativa deberá notificar a los otros permisionarios y usuarios que puedan ser afectados, así como a la Comisión, en los términos que establece la Directiva de Información para las Actividades Reguladas en materia de Gas Natural, DIR-GAS-006-2006.

En este caso, siempre que, durante las siguientes seis horas después de haber ocurrido la emergencia operativa, sea notificada a los usuarios y a los permisionarios que pudieran resultar afectados, vía telefónica o vía electrónica (página electrónica, correo electrónico o facsímil, etc.), se permite la entrega de gas natural, por un periodo máximo de doce horas contadas a partir del momento de notificación, con un contenido de etano, nitrógeno e inertes totales hasta en 1.5 puntos porcentuales por arriba de los valores límite indicados en la Tabla 1 y con una desviación en el Índice Wobbe hasta de  $\pm 5\%$  respecto de los valores límite establecidos en dicha Tabla, sin que la variación horaria del Índice Wobbe pueda ser mayor del  $\pm 3\%$  ni la variación total durante la emergencia operativa pueda ser mayor a 12%.

Si la emergencia operativa se presenta en las instalaciones del suministrador, el plazo para que los permisionarios de sistemas de transporte de acceso abierto y distribución avisen a sus usuarios se contabilizará a partir del momento en que recibieron aviso del suministrador.

**Noveno.** Que la disposición 5.2.2 de la NOM-001 establece que:

En caso de mantenimiento preventivo, o correctivo que pueda ser realizado bajo el programa de mantenimiento, a los centros de procesamiento de gas natural o a los sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución, aplicarán las mismas condiciones de excepción que en el caso de emergencia operativa, siempre que el aviso sea notificado vía telefónica o electrónica a los usuarios y permisionarios que pudieran resultar afectados al menos con cuarenta y ocho horas de anticipación y que el tiempo efectivo de afectación de la calidad del gas no exceda del plazo indicado en la notificación.

**Décimo.** Que la disposición 5.2.3 de la NOM-001 establece que:

Cuando las condiciones normales de suministro, transporte o distribución no puedan restablecerse en un plazo máximo de quince días naturales, el suministrador o permisionario inicialmente afectado deberá comunicarlo de inmediato a la Comisión, para que ésta determine las medidas procedentes. La Comisión determinará mediante resolución o a través de la publicación de una Norma Oficial Mexicana de Emergencia las condiciones bajo las que podrán operar los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución que se vean afectados durante el periodo en que prevalezcan las condiciones que dieron lugar a la situación de emergencia severa.

**Undécimo.** Que las conclusiones más relevantes del estudio requerido a PGPB sobre las afectaciones por el uso de gas natural con alto contenido de  $N_2$ , a las que hace referencia el Resultando Cuadragésimo noveno, son las siguientes:

- a) El estudio elaborado por CIATEQ presenta argumentaciones cualitativas ampliamente conocidas en la industria sobre los efectos que produce el  $N_2$  en equipo para la generación de electricidad, en diversos procesos de combustión y para la fabricación de acero y de vidrio, entre otros.
- b) El estudio reconoce la importancia del documento "White Paper on Natural Gas Interchangeability and non Combustion End Use", al que se hace referencia en el Considerando Sexto. Específicamente se indica que "dicho documento es citado repetidamente en el presente estudio, ya que abarca en buena medida los objetivos de este trabajo".
- c) Entre las afectaciones más importantes a equipos y procesos por efecto de los altos contenidos de nitrógeno, el estudio reconoce los siguientes:
  - i. Las afectaciones más comunes en las cámaras de combustión de las turbinas de gas son:
    - Ausencia de llama (blow-out);
    - Retroceso de la llama (flashfack);
    - Autoignición;
    - Inestabilidad de la combustión, y
    - Disminución de la eficiencia.

El costo de las afectaciones se puede dividir en dos grandes grupos, de acuerdo a la afectación:

- Pérdida de eficiencia, y
- Necesidad de cambios en el software y/o piezas.

En cualquiera de los casos anteriores, se deben añadir a los costos ya mencionados el que incluye el costo asociado a los paros no programados que deben realizarse para el reemplazo de las piezas afectadas.

- ii. Las afectaciones a hornos, calderas, quemadores y otros equipos de combustión asociadas con la combustión de gas natural fuera de especificación por nitrógeno e Índice Wobbe son:
  - Disminución en la eficiencia de los equipos;
  - Disminución en la vida útil de los equipos;
  - Riesgos asociados a una disminución de la seguridad de los equipos y del personal, y
  - Aumento de ciertas emisiones por combustión incompleta para concentraciones de nitrógeno superiores a 6%.

Todas las afectaciones enlistadas anteriormente son medibles.

- iii. Adicionalmente a las afectaciones mencionadas anteriormente, para el caso específico de las empresas generadoras de electricidad, las variaciones en el Índice Wobbe y los altos contenidos de nitrógeno en el gas natural producen:
  - Disminución de la eficiencia de las turbinas de vapor.

- iv. Las afectaciones para los procesos de fabricación de hierro por alto contenido de nitrógeno y variaciones en el Índice Wobbe son:
- Incremento en el consumo energético, eléctrico y térmico por tonelada de Hierro esponja producido;
  - Reducción de la productividad de las plantas;
  - Aumento en el consumo de gas por tonelada de hierro procesada, y
  - Aumento en las emisiones de CO.
- Normalmente, los límites de la especificación de los inertes totales para el gas natural en estos procesos son 3% en moles. La operación con niveles superiores merman la eficiencia del proceso. El contenido de gases inertes como nitrógeno reduce la eficiencia del proceso, restando productividad a las plantas de procesamiento.
- v. Las afectaciones para los procesos de fabricación de vidrio por alto contenido de nitrógeno son las siguientes:
- Disminución en la calidad del producto por burbujas atrapadas en el vidrio, y
  - Daño en el material refractario, lo cual disminuye la vida útil de los hornos.
- vi. Las afectaciones que se han identificado a los usuarios comerciales y domésticos son las siguientes:
- Efectos adversos en la velocidad de la flama;
  - Formación de NOx y CO;
  - Formación de hollín, y
  - Aparición de flama con punta amarilla.
- d) Entre las conclusiones más importantes del estudio del CIATEQ sobre las condiciones de temperatura de rocío de hidrocarburos, contenido de humedad y contenido de ácido sulfhídrico, están las siguientes:
- i. La literatura recomienda mantener la temperatura de rocío de hidrocarburos entre 263 K (-10o.C) y 273 K (0o.C) para evitar que los hidrocarburos condensen y causen afectaciones.
  - ii. De acuerdo a la bibliografía, para controlar la formación de hidratos y la aparición de afectaciones a las tuberías de transporte, el gas natural debe contener un rango de contenido de agua de 60 a 140 ppm
  - iii. Es posible realizar cálculos que permiten establecer niveles máximos de H<sub>2</sub>S a partir de los cuales se presenta corrosión severa en los ductos de transporte. De dichos análisis se determinó un valor máximo de H<sub>2</sub>S de 15 mg/m<sup>3</sup>.
  - iv. Para concentraciones arriba de 460 mg/m<sup>3</sup> de azufre total se puede presentar corrosión galvánica y, como consecuencia, se pueden generar partículas por desprendimiento del metal al reaccionar con el exceso de azufre y causar daños a los equipos e instrumentos.
  - v. Las afectaciones a las empresas que queman gas en quemadores, incineradores, calderas, entre otros, son medibles y son las que se enlistan a continuación:
    - Disminución de la producción;
    - Disminución de la eficiencia de los equipos;
    - Disminución de la vida útil de los equipos debido a la corrosión;
    - Disminución de la seguridad de los equipos y el personal, y
    - Daños al medio ambiente por aumento de emisiones de NOx por temperaturas de rocío altas.
- e) En cuanto a los "Rangos de Tolerancia" relativos al contenido de N<sub>2</sub> en el gas natural y su efecto en las turbinas para la generación de electricidad, en diversos procesos de combustión y para la fabricación de acero, entre otros, el estudio propone ampliarlo como máximo a 7%.



- f) Con relación al establecimiento de condiciones de temperatura de rocío de hidrocarburos, contenido de humedad y contenido de ácido sulfhídrico a las que es aceptable permitir que el gas natural sea inyectado a los sistemas de transporte y distribución, el estudio establece que:
- i. 271 K (-2o.C) es una temperatura de rocío de hidrocarburos adecuada.
  - ii. La concentración de H<sub>2</sub>S debe ser inferior a 6 mg/m<sup>3</sup> para prevenir el efecto de corrosión sobre los equipos de proceso y principalmente daños al personal, ya que este producto es extremadamente tóxico y causa una gran cantidad de muertes.
  - iii. Se ha identificado que el punto de rocío del agua debiera ser de 263 K (-10o.C). Se considera que este límite es un nivel seguro que no genera costos adicionales a los usuarios finales.
- g) Al no haber determinado un rango de afectación a los procesos industriales relacionados con la eficiencia, la disminución en la generación de electricidad, incremento en el consumo de combustible o disminución en la producción de acero, entre otros, el estudio tampoco establece cuál es el costo de las afectaciones por altas concentraciones de N<sub>2</sub> o por incumplimiento en los límites de temperatura de rocío, contenido de humedad y contenido de ácido sulfhídrico que establece la NOM-001.

**Duodécimo.** Que, ante la próxima entrada en operación del CENAGAS, resulta imperativo contar con procedimientos claros que los suministradores y permisionarios deban seguir en caso de presentarse un incumplimiento en las especificaciones del gas natural que establece la NOM-001. Además de que permitan delimitar claramente la responsabilidad entre los suministradores del gas y los permisionarios de transporte de gas de acceso abierto, de distribución y de almacenamiento, y al mismo tiempo protejan adecuadamente a los usuarios finales que pudieran verse afectados.

**Decimotercero.** Que, con base en lo establecido en los Considerandos anteriores, esta Comisión ha considerado procedente implementar un sistema de alertas, cuyo objetivo es informar oportunamente a permisionarios y usuarios que pudieran verse afectados por gas fuera de especificaciones que se inyecte a un sistema permisionado, basado en la severidad y duración el evento, cuya jerarquía es la siguiente:

**Alerta roja.**- Esta condición aplica cuando alguna de las variables indicadas en la Tablas 2 y 3 del Considerando Decimocuarto excede los límites establecidos en la NOM-001. Si después levantar la condición de Alerta Roja se vuelve a exceder alguno de los límites de la NOM-001 previstos en las Tablas 2 y 3, se dará inicio a un nuevo aviso.

**Emergencia Operativa.**- Esta condición aplica cuando sea necesario dar mantenimiento correctivo a una instalación fuera del programa de mantenimiento, o cuando se presente una falla imprevista de equipos o sistemas de control que repercuta en la composición del gas natural y las condiciones normales de suministro puedan restablecerse en un plazo máximo de doce horas. La condición de Emergencia Operativa podrá estar en vigor por un plazo máximo de 12 horas contadas a partir de la notificación, independientemente de que se haya o no restablecido las condiciones normales de operación. El suministrador no podrá declarar una nueva situación de Emergencia Operativa antes de que se haya restablecido el suministro de gas dentro de norma y hayan transcurrido al menos 48 horas continuas de suministro normal, y únicamente podrá hacerlo como resultado de un nuevo evento.

**Emergencia Severa.**- Esta condición aplica cuando:

- a) El suministrador enfrenta una situación de emergencia que no le permite restablecer las condiciones de la NOM-001 en un plazo de 15 días, o
- b) Se excedan los límites establecidos en las Tabla 2 y 3 del Considerando Decimocuarto bajo el rubro "Emergencia Severa" y el gas presente desviaciones que pueden causar un impacto negativo o severo a uno o más usuarios.

**Decimocuarto.** Que los límites que aplican para cada nivel de alerta serán los siguientes:

**Tabla 2. Sistema de alertas y límites a diversos parámetros aplicables a la Zona Sur del SNG**

Parámetro	Alerta Roja	Emergencia Severa
N <sub>2</sub> Máx	6.0 (NA)	7.0 (7.5)
Etano - Máx	11.0 (NA)	12.0 (12.5)
Índice Wobbe - Máx (MJ/m <sup>3</sup> )	53.2 (NA)	54.7 (55.7)
Índice Wobbe - Mín (MJ/m <sup>3</sup> )	47.3 (NA)	45.8 (44.8)
Índice Wobbe - Variación máxima horaria (MJ/m <sup>3</sup> )		±1.0
Temperatura de rocío de hidrocarburos (K)	271.15	272.15
H <sub>2</sub> O mg/m <sup>3</sup>	110	120
H <sub>2</sub> S mg/m <sup>3</sup>	6.0	6.5

**Tabla 3. Sistema de alertas y límites a diversos parámetros aplicables al resto del país**

Parámetro	Alerta Roja	Emergencia Severa
N <sub>2</sub> Max	4.0 (NA)	5.0 (5.5)
Etano - Max	11.0 (NA)	12.0 (12.5)
Índice Wobbe - Max (MJ/m <sup>3</sup> )	53.2 (NA)	54.7 (55.7)
Índice Wobbe - Min (MJ/m <sup>3</sup> )	47.3 (NA)	45.8 (44.8)
Índice Wobbe - Variación máxima horaria (MJ/m <sup>3</sup> )		±1.0
Temperatura de rocío de hidrocarburos (K)	271.15	272.15
H <sub>2</sub> O mg/m <sup>3</sup>	110	120
H <sub>2</sub> S mg/m <sup>3</sup>	6.0	6.5

Los valores entre paréntesis en ambas tablas aplican cuando se ha declarado previamente una condición de Emergencia Operativa, y ésta se encuentra vigente. NA: No Aplica

En caso de que el suministrador haya declarado una situación de Emergencia Operativa en los términos previstos en el numeral 5.2.1 de la NOM-001, los límites aplicables para la declaración de Emergencia Severa son los que se muestran entre paréntesis. Dichos valores aplicarán por un máximo de 12 horas a partir del momento de notificación, independientemente de que se haya o no logrado restablecer la calidad del gas.

Estos mismos límites aplicarán cuando los suministradores lleven a cabo un programa de mantenimiento preventivo en sus instalaciones y lo hayan notificado a los usuarios que pudieran ser afectados con al menos 48 horas de anticipación, en los términos previstos en el numeral 5.2.3 de la NOM-001. Su vigencia en este caso no podrá exceder del plazo indicado en la notificación.

Los límites para cada parámetro en las Tablas 2 y 3 se basan en los valores promedio, correspondientes a un flujo de gas continuo durante 60 minutos, en los términos previstos en los numerales 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4 de la NOM-001.

**Decimoquinto.** Que, en caso de presentarse cualquiera de los supuestos previstos en el Considerando Decimotercero, se deberá proceder de la siguiente manera:

- a) Cuando al suministrador se le presente una situación de Alerta Roja, de Emergencia Operativa o de Emergencia Severa, deberá notificarlo vía telefónica o electrónica al permisionario de transporte, de almacenamiento o de distribución al que entrega el gas; y vía electrónica a esta Comisión, dentro de los treinta minutos siguientes a haberse presentado el evento. Además, deberá notificarlo a los usuarios que puedan verse afectados, vía telefónica o electrónica (correo electrónico o facsímil y página electrónica), en un plazo máximo de seis horas a partir del momento de haberse presentado el evento. El suministrador deberá implementar de inmediato las medidas necesarias para controlar la calidad del gas dentro de los límites establecidos en la NOM-001.

- b) Cuando un permisionario de transporte o de distribución reciba una notificación de Alerta Roja, de Emergencia Operativa o de Emergencia Severa, deberá a su vez notificarlo a los permisionarios y usuarios del sistema que pudieran verse afectados, vía telefónica o vía electrónica (correo electrónico o facsímil y página electrónica), dentro de un plazo máximo de seis horas después de haber recibido la notificación.
- c) Cuando el CENAGAS reciba una notificación de Emergencia Severa por haber excedido el gas los límites establecidos en el Considerando decimocuarto, deberá limitar el acceso del gas a lo estrictamente necesario para no afectar la operación del sistema y deberá sustituirlo, en la medida de lo posible, por gas proveniente de otras fuentes de suministro que cumplan con la NOM-001 para minimizar las posibles afectaciones a los usuarios. Los costos en que incurra el CENAGAS serán cubiertos por el suministrador responsable del incumplimiento, en los términos previstos en las condiciones generales para la prestación de servicio que le sean autorizados al CENAGAS por esta Comisión.
- d) Los permisionarios de sistemas de almacenamiento de gas natural están obligados a rechazar el gas que no cumpla con las especificaciones de la NOM-001, a menos que cuenten con instalaciones de acondicionamiento que les permita entregar el gas dentro de norma.

**Decimosexto.** Que las notificaciones de Alerta Roja, de Emergencia Operativa y de Emergencia Severa deben incluir la información de cada una de las variables que incumplen con la NOM-001, el tiempo probable en que el gas estará fuera de especificación, así como el tiempo estimado en que se reanudará la entrega de gas que cumpla con la NOM-001.

**Decimoséptimo.** Que, de acuerdo a lo previsto en el numeral 5.2.3 de la NOM-001, cuando las condiciones normales de suministro no puedan restablecerse en un plazo máximo de 15 días naturales, el suministrador deberá comunicarlo de inmediato a esta Comisión para que, mediante resolución o Norma de Emergencia, determine las condiciones bajo las que podrán operar los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución que se vean afectados durante el periodo en que prevalezcan las condiciones que dieron lugar a la situación de Emergencia Severa.

**Decimooctavo.** Que el CENAGAS, como operador del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, deberá proponer a esta Comisión, para su aprobación, en un plazo de 180 días naturales contados a partir de la fecha en que la presente Resolución se publique en el Diario Oficial de la Federación, una propuesta para que, en un corto plazo, el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado aludido disponga de fuentes alternas de suministro que le permitan, durante situaciones de Emergencia Severa y de Alertas Críticas, reducir al mínimo posible la cantidad que se inyecta a dicho sistema de gas natural que no cumple con la NOM-001. El costo de este respaldo, en caso de ser requerido, deberá ser asumido por el usuario o permisionario responsable de haber provocado la situación de Emergencia Severa o de la Alerta Crítica y, en caso contrario, será repercutido a los usuarios del Sistema a través del esquema tarifario, en los términos que autorice esta Comisión.

**Decimonoveno.** Que, sin perjuicio de lo que establezca el contrato comercial vigente de la venta de gas natural o las condiciones generales para la prestación de servicio de los permisionarios, en caso de que el gas natural se encuentre fuera de especificaciones, los usuarios tendrán el derecho de rehusarse a aceptar dicho gas natural sin responsabilidad alguna de su parte, y el suministrador responsable del incumplimiento o el permisionario responsable de no transmitir oportunamente la alerta estará obligado ante los permisionarios o usuarios que reciban gas de forma involuntaria a reparar el daño provocado o a otorgar una indemnización retributiva equivalente a los daños directos que sean comprobables y documentados de manera fehaciente.

**Vigésimo.** Que la recepción en los sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento o distribución de gas natural fuera de las especificaciones establecidas en la NOM-001, en términos de lo previsto en los Considerandos Decimotercero a Decimoséptimo anteriores, no exime al suministrador responsable del incumplimiento de la calidad del gas de las sanciones previstas en el artículo 86 de la Ley de Hidrocarburos, de acuerdo a lo previsto en el Considerando Vigésimo segundo, incisos a), b) y c) de esta Resolución.

**Vigésimo primero.** Que los suministradores y los permisionarios que contravengan lo dispuesto en los Considerandos Decimocuarto a Decimoséptimo de esta Resolución, o las disposiciones que esta Comisión haya determinado en caso de presentarse una condición de Emergencia Severa, se harán acreedores a las sanciones previstas en el artículo 86 de la Ley de Hidrocarburos, de acuerdo a lo previsto en el Considerando Vigésimo segundo, incisos d) al h) de esta Resolución.

**Vigésimo segundo.** Que, de acuerdo con lo establecido en el inciso II a) del artículo 86 de la Ley de Hidrocarburos, esta Comisión aplicará las siguientes sanciones a los suministradores responsables del incumplimiento de la calidad del gas, a los suministradores que incumplan con la emisión oportuna de alertas o a los permisionarios de transporte y distribución que no informen oportunamente de dichas alertas a los usuarios y permisionarios que puedan verse afectados:

- a) Una sanción de 15 000 salarios mínimos al suministrador responsable del incumplimiento cada vez que sea necesario declarar una Alerta Roja y 15 000 salarios mínimos por cada día adicional que transcurra sin que se corrija el problema.
- b) Una sanción de 60 000 salarios mínimos al suministrador responsable del incumplimiento cada vez que sea necesario declarar una Emergencia Severa por incumplimiento del contenido de ácido sulfhídrico o contenido de humedad previsto en el Considerando Decimocuarto, y 60 000 salarios mínimos por cada día adicional que transcurra sin corregir el problema
- c) Una sanción de 30 000 salarios mínimos al suministrador responsable del incumplimiento cada vez que sea necesario declarar una situación de Emergencia Severa por incumplimiento de cualquier otro de los parámetros de calidad previstos en el Considerando Decimocuarto, y 30 000 salarios mínimos por cada día adicional que transcurra sin corregir el problema.
- d) La sanción prevista en los incisos b) y c) anteriores se incrementará al doble si el incumplimiento es causado por negligencia del suministrador, al no implementar oportunamente las medidas necesarias para cumplir con la NOM-001.
- e) Una sanción de 60 000 salarios mínimos al suministrador que no declare oportunamente la existencia de una Alerta Roja o de una Emergencia Severa. La sanción se incrementará a 150 000 salarios mínimos en caso de reincidencia.
- f) Una sanción de 15 000 salarios mínimos a los permisionarios de transporte y de distribución que no informen oportunamente a los usuarios y permisionarios que puedan verse afectados sobre la existencia de una condición de Alerta Roja o de Emergencia Operativa.
- g) Una sanción de 30 000 salarios mínimos a los permisionarios de transporte y de distribución que no informen oportunamente a los usuarios y permisionarios que puedan verse afectados sobre la existencia de una condición de Emergencia Severa.
- h) Una sanción de 60 000 salarios mínimos a los permisionarios de almacenamiento que reciban gas que incumpla con las especificaciones de la NOM-001 y que no cuenten con instalaciones de acondicionamiento que les permita restablecer la calidad del gas recibido para ponerlo dentro de norma.

Por lo anteriormente expuesto, y con fundamento en los artículos 1, 2, fracción III y 43 Ter, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción III, 5, 48, fracción II, 51, fracción II, 61, 62, fracción I, 81, fracciones I y VI, 82, 84 fracciones II, III y IV, y 86, fracción II, inciso a), de la Ley de Hidrocarburos; 1, 2, fracción II, 3, 22, fracciones I, II, III, IV, V, XII y XXVII, 25, fracciones V, VII, X y XI, 41, fracción I y 42 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 2, 4, 16, fracciones VII, IX y X, 57, fracción I, y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, esta Comisión Reguladora de Energía:

#### RESUELVE

**Primero.** Los suministradores de gas natural serán responsables en todo momento de la calidad de gas natural que entreguen a los sistemas de transporte, distribución y almacenamiento, así como de las afectaciones que, en su caso, se ocasionen a los equipos e instalaciones de los usuarios por el uso del gas natural fuera de especificaciones, en términos de lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones de gas natural o en aquella que la modifique o sustituya.

**Segundo.** A partir del 1o. de marzo de 2015, los suministradores y permisionarios de sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural deberán implementar un sistema de alertas que se aplicará al gas que no cumpla con la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural, que se inyecte a un sistema permisionado, basado en la severidad y duración del evento, en los términos establecidos en los Considerandos Decimocuarto a Decimoséptimo de esta Resolución.

**Tercero.** Los suministradores que enfrenten una situación de Alerta Roja, Emergencia Operativa o Emergencia Severa, a las que hacen referencia los Considerandos Octavo, Décimo y Decimotercero de esta Resolución, deberán notificarlo a los permisionarios y usuarios que puedan verse afectados, así como a esta Comisión Reguladora de Energía, de conformidad con lo establecido en los Considerandos Decimoquinto a Decimoséptimo de esta Resolución.

**Cuarto.** Los permisionarios de transporte y distribución que reciban una notificación de Alerta Roja, Emergencia Operativa o Emergencia Severa, deberán a su vez notificarlo a los permisionarios y usuarios que puedan verse afectados, en los términos establecidos en los Considerandos Decimoquinto y Decimosexto de esta Resolución.

**Quinto.** El Centro Nacional de Control del Gas Natural deberá proponer a esta Comisión, en un plazo de 180 días naturales contados a partir de la fecha en que la presente Resolución se publique en el Diario Oficial de la Federación, una propuesta para que, en un corto plazo, el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural disponga de fuentes de suministro que le permitan, durante situaciones de Emergencia Severa y de Alertas Críticas, reducir al mínimo posible la cantidad que se inyecta a dicho sistema de gas natural que no cumple con la NOM-001.

**Sexto.** Los suministradores responsables del incumplimiento de la calidad del gas se harán acreedores a las sanciones previstas en los incisos a) al d) del Considerando Vigésimo segundo. La recepción de gas natural en los sistemas de transporte y distribución fuera de las condiciones establecidas en la NOM-001-SECRE-2010 Especificaciones de gas natural, en términos de lo previsto en los Considerandos Decimotercero a Decimoséptimo de esta Resolución, no exime de dichas sanciones al suministrador responsable del incumplimiento en la calidad del gas natural.

**Séptimo.** Los suministradores que incumplan con la emisión oportuna de alertas y los permisionarios de transporte y de distribución que no informen oportunamente a los usuarios y permisionarios que puedan verse afectados, contraviniendo lo dispuesto en los Considerandos Decimocuarto a Decimoséptimo de esta Resolución, se harán acreedores a las sanciones previstas en los incisos e) al g) del Considerando Vigésimo segundo.

**Octavo.** Los permisionarios de almacenamiento que reciban gas que incumpla con las especificaciones de la NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural, o la que la sustituya, y que no cuenten con instalaciones de acondicionamiento que les permita entregar el gas dentro de norma, se harán acreedores a las sanciones previstas en el inciso h) del Considerando Vigésimo segundo.

**Noveno.** Sin perjuicio de lo que establezca el contrato comercial vigente de la venta de gas natural o las condiciones generales para la prestación de servicio de los permisionarios, en caso de que el gas natural se encuentre fuera de especificaciones, los usuarios tendrán el derecho de rehusarse a aceptar dicho gas natural sin responsabilidad alguna de su parte, y el suministrador responsable del incumplimiento o el permisionario responsable de no transmitir oportunamente la alerta estará obligado ante los permisionarios o usuarios que reciban gas de forma involuntaria, a reparar el daño provocado o a otorgar una indemnización retributiva equivalente a los daños directos que sean comprobables y documentados de manera fehaciente.

**Décimo.** Los suministradores de gas natural en México contarán con un plazo de diez días hábiles, contados a partir de la fecha en que la presente Resolución se publique en el Diario Oficial de la Federación, para hacer del conocimiento de sus usuarios el contenido de la misma e informarles, en términos de lo establecido en la disposición 5.3 segundo párrafo, inciso a), de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural, que tienen el derecho de rehusarse a aceptar el gas natural que incumpla con la calidad establecida en dicha norma, sin responsabilidad alguna de su parte.

**Undécimo.** Los suministradores de gas natural en México deberán informar a la Comisión Reguladora de Energía, en un plazo máximo de 30 días naturales contados a partir de la fecha de publicación de esta Resolución en el Diario Oficial de la Federación, las medidas implementadas para dar cumplimiento oportuno al Resolutivo Segundo de esta Resolución.

**Duodécimo.** Publíquese la presente Resolución en el Diario Oficial de la Federación, y hágase del conocimiento que el presente acto administrativo sólo podrá impugnarse a través del juicio de amparo indirecto, conforme a lo dispuesto por el artículo 27 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, que en su Transitorio Segundo abrogó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y, consecuentemente, el recurso de reconsideración previsto en dicha ley, y que el expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en Av. Horacio 1750, Col. Los Morales Polanco, Del. Miguel Hidalgo, 11510, México, D. F.

**Decimotercero.** Inscríbese la presente Resolución bajo el número **RES/596/2014**, en el Registro al que se refiere el artículo 22, fracción XXVI, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

México, Distrito Federal, a 10 de diciembre de 2014.- El Presidente, **Francisco J. Salazar Diez de Sollano**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Francisco José Barnés de Castro**, **Marcelino Madrigal Martínez**, **Noé Navarrete González**, **Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez**, **Jesús Serrano Landeros**, **Guillermo Zúñiga Martínez**.- Rúbricas.