

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/ft³;
- III. Limitar el poder calorífico a 1 100 Btu/ft³;
- 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 + CO₂) 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 + CO₂) 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 ($N_2 + CO_2$) 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 (CNPMOS) 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 CNPMOS, 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 CNPMOS, 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_4)-Mín.	% vol	NA	NA	83,00	84,00
Oxígeno (O_2)-Máx.	% vol	0,20	0,20	0,20	0,20
Bióxido de Carbono (CO_2)-Máx.	% vol	3,00	3,00	3,00	3,00
Nitrógeno (N_2)-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_2 y N_2)-Máx.	%vol	9,00	8,00	6,00	4,00

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	
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)
Humedad (H ₂ O)-Máx.	mg/m ³	110,00	110,00	110,00	110,00
Poder calorífico superior-Mín.	MJ/m ³	35,30	36,30	36,80	37,30
Poder calorífico superior-Máx.	MJ/m ³	43,60	43,60	43,60	43,60
Índice Wobbe-Mín.	MJ/m ³	45,20	46,20	47,30	48,20
Índice Wobbe-Máx.	MJ/m ³	53,20	53,20	53,20	53,20
Índice Wobbe-Variación máxima diaria	%	±5	±5	±5	±5
Ácido sulfhídrico (H ₂ S)-Máx.	mg/m ³	6,00	6,00	6,00	6,00
Azufre total (S)-Máx.	mg/m ³	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 permisionarios 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 permisionarios 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 fierro 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 Resultando 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 Resultando 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 ₄)-Mín.	% vol	N.A.
Oxígeno (O ₂)-Máx.	% vol	0,20
Bióxido de Carbono (CO ₂)-Máx.	% vol	3,00
Nitrógeno (N ₂)-Máx.	% vol	7,00
Nitrógeno. Variación máxima diaria	% vol	±1,50
Total de inertes (CO ₂ y N ₂)-Máx.	%vol	7,00
Etano-Máx.	% vol	12,00
Temperatura de rocío de hidrocarburos- Máx.	K (°C)	271,15 (-2)(1)
Humedad (H ₂ O)-Máx.	mg/m ³	110,00
Poder calorífico superior-Mín.	MJ/m ³	36,30
Poder calorífico superior-Máx.	MJ/m ³	43,60
Índice Wobbe-Mín.	MJ/m ³	46,20
Índice Wobbe-Máx.	MJ/m ³	53,20
Índice Wobbe-Variación máxima diaria	%	±5

Ácido sulfhídrico (H ₂ S)-Máx.	mg/m ³	6,00
Azufre total (S)-Máx.	mg/m ³	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 Permisarios 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 Permisarios 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:

Quando 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 Resultado 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 (flashback);
 - 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 H₂S a partir de los cuales se presenta corrosión severa en los ductos de transporte. De dichos análisis se determinó un valor máximo de H₂S de 15 mg/m³.
- iv. Para concentraciones arriba de 460 mg/m³ 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 N₂ 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 H₂S debe ser inferior a 6 mg/m³ 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 N₂ 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 ₂ Máx	6.0 (NA)	7.0 (7.5)
Etano - Máx	11.0 (NA)	12.0 (12.5)
Índice Wobbe - Máx (MJ/m ³)	53.2 (NA)	54.7 (55.7)
Índice Wobbe - Mín (MJ/m ³)	47.3 (NA)	45.8 (44.8)
Índice Wobbe - Variación máxima horaria (MJ/m ³)		±1.0
Temperatura de rocío de hidrocarburos (K)	271.15	272.15
H ₂ O mg/m ³	110	120
H ₂ S mg/m ³	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 ₂ Max	4.0 (NA)	5.0 (5.5)
Etano - Max	11.0 (NA)	12.0 (12.5)
Índice Wobbe - Max (MJ/m ³)	53.2 (NA)	54.7 (55.7)
Índice Wobbe - Min (MJ/m ³)	47.3 (NA)	45.8 (44.8)
Índice Wobbe - Variación máxima horaria (MJ/m ³)		±1.0
Temperatura de rocío de hidrocarburos (K)	271.15	272.15
H ₂ O mg/m ³	110	120
H ₂ S mg/m ³	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 permissionado, 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.