



RESOLUCIÓN POR LA QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA DETERMINA LAS CONDICIONES BAJO LAS CUALES PODRÁ OPERAR, EN LA ZONA SUR DEL PAÍS, EL SISTEMA AMPARADO POR EL PERMISO DE TRANSPORTE G/061/TRA/99 OTORGADO A PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA EN TÉRMINOS DE LO ESTABLECIDO EN LA NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SECRE-2010, ESPECIFICACIONES DEL GAS NATURAL

RESULTANDO

Primero. Que, mediante la Resolución RES/080/99 del 2 de junio de 1999, esta Comisión Reguladora de Energía (esta Comisión) otorgó a Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) el Permiso de transporte de gas natural G/061/TRA/99 (el Permiso), para el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG).

Segundo. Que el tema de intercambiabilidad del gas natural se ha convertido en creciente preocupación para las autoridades regulatorias de todo el mundo a medida que en las redes de gas natural se incrementa el número de posibles puntos de inyección de gas natural provenientes de fuentes cada vez más diversas.

Tercero. Que el concepto de intercambiabilidad del gas natural significa que el gas proveniente de dos o más fuentes cuenta con características físico-químicas similares tales que, en términos de su desempeño como combustible, no es posible hacer una distinción entre ellas.

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, propiciado por los requerimientos cada vez mayores de mejorar la eficiencia de los procesos de combustión con objeto de reducir las emisiones de gases contaminantes; este cambio ha afectado a prácticamente todos los equipos de combustión, como motores de combustión interna, equipos de calentamiento y turbinas de gas, particularmente aquéllas destinadas a la generación de electricidad.



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, identificando 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 el que 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 es materia prima, puede reducir la capacidad de producción y afectar la calidad de los productos.

Séptimo. Que en dicho 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 1400 BTU/ft³;
- III. Limitar el poder calorífico a 1100 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, cada sistema de transporte de gas natural permissionado por la FERC ha establecido los criterios de calidad que debe cumplir el gas natural para poder ser transportado en dichos sistemas.

Noveno. Que la FERC, al autorizar los permisos correspondientes y las tarifas aplicables, reconoce la validez de dichas condiciones y que prácticamente todos los sistemas de transporte en los EE. UU., incluyendo aquéllos con los que se interconecta el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), establecen un límite máximo de contenido total de inertes y que se encuentra 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 tarifas aprobadas por la FERC a los transportistas.*
- *Las provisiones de calidad del gas natural e intercambiabilidad que se establezcan en las tarifas deben ser flexibles.*
- *Los transportistas y sus clientes deben desarrollar especificaciones de calidad e intercambiabilidad de gas natural. La FERC espera que dichas especificaciones estén basadas en consideraciones sólidas técnicas de ingeniería y científicas.*
- *Al negociar las soluciones con bases técnicas, la FERC invita a los transportistas y a sus clientes que usen las recomendaciones interinas del 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 a la calidad del gas natural y a su intercambiabilidad, éstas pueden ser elevadas 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 en los EE.UU. se han instalado más de veinte plantas criogénicas para separar el nitrógeno presente en algunas reservas de gas y reducir su contenido por debajo del mínimo establecido por los respectivos sistemas de transporte.

Duodécimo. Que, de igual manera, los diversos estudios que se han llevado a cabo en Europa en relación a la intercambiabilidad comercial de gas natural reconocen que, además de los efectos indeseables que afectan la eficiencia y la operabilidad de instalaciones industriales, los aparatos domésticos tienen una limitada capacidad para tolerar variaciones amplias en la calidad del gas natural y que, como resultado de ello, la calidad del gas natural debe mantenerse dentro de ciertos límites aceptables.

Decimotercero. 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 siguientes conclusiones:

- 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, al Índice Wobbe es bien conocida, 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 levantamiento de flama. 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.



- Por otro lado, 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.

Decimocuarto. Que, por las razones mencionadas anteriormente, en los países europeos las reservas de gas natural con alto contenido de nitrógeno y bajo poder calorífico, para ser explotadas comercialmente, deben contar con una red independiente para su transporte, como es el caso en Holanda, Bélgica, Francia y Alemania, o bien se deben instalar plantas separadoras de nitrógeno, como es el caso de la 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.

Decimoquinto. Que, en diversos países de América Latina, como Argentina, Brasil y Colombia, las normas oficiales de dichos países 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.

Decimosexto. Que, a diferencia de lo que ocurre en otros países, la elevada concentración de nitrógeno en el gas natural producido por Petróleos Mexicanos (Pemex) en la Zona Sur no es consecuencia de los procesos naturales bajo los cuales se formó dicho gas natural, sino de la acción directa de Pemex, que determinó la conveniencia de inyectar nitrógeno a los yacimientos para optimizar la producción de petróleo, sin haber tomado oportunamente las medidas necesarias para evitar que dicha inyección afectase la calidad del gas que comercializa.

Decimoséptimo. Que la primera Norma Oficial Mexicana para la calidad del gas natural fue emitida por la Comisión Reguladora de Energía (la 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.



Decimooctavo. Que en dicha Norma se estableció un límite superior para el contenido de inertes (nitrógeno + CO₂) de 3%.

Decimonoveno. Que en la NOM-001-SECRE-1997, publicada un año después, se mantuvieron los mismos niveles máximos de gases inertes.

Vigésimo. Que en el año de 1997, durante la comparecencia de representantes de Pemex ante las comisiones del Congreso de la Unión que estaban discutiendo la autorización presupuestal para el proyecto Cantarell, ante la pregunta expresa de cómo afectaría la inyección de nitrógeno a la calidad del gas natural que se produjese en el futuro, dichos representantes aseguraron que esto no ocurriría, ya que el proyecto contemplaba la instalación oportuna de plantas separadoras de nitrógeno para poder cumplir con la calidad del gas prevista en la Norma Oficial Mexicana.

Vigésimo primero. Que, cuando estaba en revisión la NOM-001-SECRE-1997, la Secretaría de Energía (Sener) intervino para solicitar a la Comisión se incrementara a 4% el límite máximo de contenido de nitrógeno, ya que empezaba a incrementarse su concentración en el gas natural producido en el Sureste, aduciéndose en aquella ocasión que esa sería una situación temporal, ya que el problema se resolvería en 2008 cuando entrase en operación la planta separadora de nitrógeno que PGPB programaba instalar en Nuevo Pemex.

Vigésimo segundo. Que, atendiendo la solicitud de Sener, en la NOM-001-SECRE-2003 se incrementó el límite máximo de gases inertes (nitrógeno + CO₂) a 5%.

Vigésimo tercero. Que, cinco años más tarde, cuando la Comisión inició el proceso de revisión de la NOM-001-SECRE-2003, PGPB solicitó 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.

Vigésimo cuarto. Que, atendiendo la solicitud de PGPB, con la previa aprobación unánime de los representantes de todas las entidades que participan en el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos (CCNNGN), incluidos los representantes de Pemex, el 23 de febrero de 2009 la 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



(nitrógeno + CO₂) de 5% (con un periodo de transición de dos años en el que el límite superior se establecía temporalmente en 7%) y el resto del país, con un contenido máximo de inertes de 4%.

Vigésimo quinto. 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 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, y para ello aportó información detallada de las especificaciones del gas producido en el último año, lo que era un reconocimiento expreso de que estaba incumpliendo desde hacía un año con la NOM-001-SECRE-2003 vigente.

Vigésimo sexto. Que, mediante oficio SE/DGGN/980/2009 de fecha 28 de mayo de 2009, la Comisión requirió a PGPB la información técnica que sustentara los datos respecto al Índice Wobbe, al poder calorífico superior y al contenido de nitrógeno, así como un programa que señalara las acciones que Pemex llevaría a cabo para dar cumplimiento a la NOM vigente.

Vigésimo séptimo. Que, en el escrito de respuesta del 12 de junio de 2009, el CNPMOS presentaba información de la calidad del gas que se había inyectado al SNG durante 2009, con valores del Índice Wobbe y del poder calorífico que se encontraban claramente por debajo de los límites mínimos establecidos en la NOM vigente, como resultado de la presencia de altos contenidos de nitrógeno en el gas asociado que se producía en la Zona Sur del país.

Vigésimo octavo. Que, adicionalmente, en dicho escrito se señaló lo siguiente: *“hacemos de su conocimiento que, actualmente en el Sistema Nacional de Gasoductos el contenido de nitrógeno observado en los últimos 15 meses ha alcanzado picos de 10% promedio día, derivado principalmente del incremento en concentración del gas de la Región Sur, el cual no se tenía previsto que se manifestara de forma acelerada”*, reconociendo así que PGPB había estado inyectando, transportando y vendiendo gas natural que no cumplía con las especificaciones de calidad establecidas en la NOM vigente, que establecía un contenido máximo de 5% de inertes.



Vigésimo noveno. Que, en el escrito antes señalado, el CNPMOS planteó a la Comisión las diversas medidas que habían sido tomadas por Pemex para controlar el nitrógeno en las regiones marinas y en la Zona Sur del país, tales como disminuir la producción de petróleo crudo mediante la restricción de pozos productores con una relación gas-aceite mayor; incrementar la infraestructura para reinyectar gas amargo en plataformas; separar las corrientes de gas con alto contenido de nitrógeno; y el proyecto para construir una unidad de eliminación de nitrógeno en el centro procesador de Ciudad Pemex, adicional a la que ya estaba en operación en Nuevo Pemex.

Trigésimo. Que, del análisis de la información presentada por el CNPMOS, la Comisión identificó que existían diversos elementos para declarar una situación de emergencia severa en el Sur y Occidente de Cempoala y en el Centro y Centro Occidente del SNG y, con fecha 25 de junio de 2009, declaró una situación de emergencia severa y expidió la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-002-SECRE-2009, Calidad del Gas Natural durante el Periodo de Emergencia Severa, 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 Pemex en el análisis enviado al 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 requerirá de tres años para entrar en operación.

Trigésimo primero. Que, con esa misma fecha, se le requirió a PGPB presentar a la 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.

Trigésimo segundo. Que, con fecha 31 de diciembre de 2009, la Comisión publicó en el DOF la segunda expedición de la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-002-SECRE-2009, Calidad del Gas Natural durante el Periodo de Emergencia Severa, con una vigencia de seis meses, a partir del 4 de enero de 2010.

Trigésimo tercero. Que, con fecha 19 de marzo de 2010, la Comisión publicó en el DOF la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural actualmente vigente (NOM-001), la cual había sido previamente aprobada de manera unánime por los representantes de todas las entidades que



participan en CCNNGN, incluyendo los representantes de Pemex. En dicha NOM se establecen especificaciones diferenciadas del gas natural para la Zona Sur y para el resto del país y, en las disposiciones 5.1. Propiedades del gas natural, 5.2. Condiciones de excepción y 5.2.3. Emergencia severa de la NOM-001 se establece lo siguiente:

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 (CH4)-Min. | % vol | NA | NA | 83,00 | 84,00 |
| Oxígeno (O2)-Max. | % vol | 0,20 | 0,20 | 0,20 | 0,20 |
| Bióxido de Carbono (CO2)-Max. | % vol | 3,00 | 3,00 | 3,00 | 3,00 |
| Nitrógeno (N2)-Max. | % 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 (CO2 y N2)-Max. | %vol | 9,00 | 8,00 | 6,00 | 4,00 |
| Etano-Max. | % 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 (H2O)-Max. | mg/m3 | 110,00 | 110,00 | 110,00 | 110,00 |
| Poder calorífico superior-Min. | MJ/m3 | 35,30 | 36,30 | 36,80 | 37,30 |
| Poder calorífico superior-Max. | MJ/m3 | 43,60 | 43,60 | 43,60 | 43,60 |
| Indice Wobbe-Min. | MJ/m3 | 45,20 | 46,20 | 47,30 | 48,20 |
| Indice Wobbe-Max. | MJ/m3 | 53,20 | 53,20 | 53,20 | 53,20 |
| Indice Wobbe-Variación máxima diaria | % | ±5 | ±5 | ±5 | ±5 |
| Acido sulfhídrico (H2S)-Max. | mg/m3 | 6,00 | 6,00 | 6,00 | 6,00 |
| Azufre total (S)-Max. | mg/m3 | 150,00 | 150,00 | 150,00 | 150,00 |

...



5.2. Condiciones de excepción

Las especificaciones de calidad a que se refiere la disposición 5.1 podrán verse modificadas cuando se presente alguna de las siguientes condiciones:

...

5.2.3. Emergencia severa

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.

Trigésimo cuarto. Que las fechas previstas en la NOM-001 vigente para que el contenido máximo de nitrógeno en las zonas afectadas baje de 8% a 6%, a partir del 1 de enero del 2012, fueron establecidas a petición expresa de PGPB, ya que era el plazo que Pemex consideraba necesario para instalar las plantas separadoras de nitrógeno que le permitieran cumplir con dicho límite.

Trigésimo quinto. Que, con fecha 20 de diciembre de 2010, la Comisión expidió la Resolución RES/351/2010, por 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 Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural.

Trigésimo sexto. 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 la que la 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, estas afectaciones no necesariamente equivalen, en términos de costo para los usuarios, al monto de los ajustes y/o bonificaciones previstos en ese proyecto de Resolución.



Trigésimo séptimo. Que, derivado de lo anterior, la Comisión acordó con Pemex la conveniencia de realizar los estudios necesarios para poder 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 en las especificaciones de calidad previstas en la NOM-001 y, con base en los resultados obtenidos, revisar y, en su caso, modificar la metodología seguida por la Comisión para determinar los ajustes y bonificaciones por calidad previstos en la Resolución RES/351/2010.

Trigésimo octavo. Que el 28 de octubre de 2010 la 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.

Trigésimo noveno. Que en dicho acuerdo se establece la integración de un Grupo Técnico Consultivo integrado por un representante de cada una de las siguientes instituciones: Petróleos Mexicanos, 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, y se convoca a todos los interesados a participar en la consulta pública que tiene por objeto obtener información que sirva de base para determinar el costo de las afectaciones a usuarios y permisionarios por el uso de gas natural con un alto contenido de nitrógeno, por variaciones súbitas en el Índice Wobbe o por el uso de gas natural que incumple con alguna de las otras especificaciones de calidad previstas en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural.

Cuadragésimo. Que, entre otros estudios que se recibieron como resultado de dicha convocatoria, en enero de 2011 la CFE remitió a la 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 por el uso continuo del gas natural que se inyecta al Sistema Nacional de Gasoductos con alto contenido de nitrógeno, por variaciones súbitas en el Índice Wobbe e incumplimiento en otras especificaciones de calidad establecidas en la NOM-001-SECRE-2010.



Cuadragésimo 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 maquinas generadoras 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.

Cuadragésimo segundo. Que, con fecha 30 de mayo de 2011, la CFE remitió a la 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 (PEE) y las centrales de CFE: Bajío, Tula, Valle de México, San Lorenzo, Tuxpan, Dos Bocas y Mayakán, y 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, que incluyen instalaciones de CFE y de Productores Externos de Energía (\$0.824 y \$114.64 MM USD, respectivamente).

Cuadragésimo 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 pasa de 0.5% a 3%, la pérdida de productividad es de 4% y el consumo energético aumenta en 4%. A valores superiores, el impacto es aún mayor. La pérdida de producción se tiene que compensar con una materia prima alternativa de mayor costo; si esta alternativa no es factible, se traduce en una pérdida de volumen en producto terminado. Lo anterior, sólo como muestra de implicaciones de proceso, pues el exceso de nitrógeno implica un mayor consumo de energía eléctrica para mover mayor cantidad de gas y mayor posibilidad de reducir la vida de los equipos térmicos, al



tener que utilizarlos de manera forzada por estar fuera de su rango de diseño.

Cuadragésimo cuarto. Que el 17 de marzo de 2011 la Comisión emitió la Resolución RES/098/2011 por la que 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.

Cuadragésimo quinto. Que, a pesar de los requerimientos de la Comisión para que PGPB presentara el programa de actividades para la disminución del contenido de nitrógeno en el gas natural inyectado al SNG, con fecha del 30 de noviembre de 2012, PGPB manifestó que, conjuntamente con Pemex Exploración y Producción (PEP), realizaron acuerdos y acciones para que el gas natural que se inyectara al SNG se encontrara dentro de los parámetros establecidos por la NOM-001 y que, por razones no imputables a PGPB, éstas acciones no se habían concluido para esa fecha.

Cuadragésimo sexto. Que, con fecha 11 de diciembre de 2012, PGPB informó a la Comisión que las altas concentraciones de nitrógeno que se habían presentado en la Zona Sur del país habían alcanzado niveles de hasta 10% y 11% promedio al día, y que, dados los escenarios de producción de PEP, esta situación se alargaría, por lo que solicitó a la Comisión declarar una nueva situación de emergencia severa.

Cuadragésimo séptimo. Que, adicionalmente, PGPB informó que la infraestructura para la eliminación de nitrógeno que iniciaría operaciones en 2012, que PEP se había comprometido a instalar, se encontraba aún en estudio, por lo que solicitó un periodo de tres años más para poner en operación las acciones que le permitieran dar cumplimiento a los niveles de calidad previstos en la NOM-001 que deberían entrar en vigor a partir del 1 de enero de 2013.

Cuadragésimo octavo. Que, después de diversas reuniones de trabajo con representantes de la Sener y de Pemex, la Comisión emitió la RES/493/2012 de fecha 20 de diciembre de 2012, por la que 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 se tenía previsto entrara en vigor en enero de 2013, y 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.

Cuadragésimo noveno. 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 los niveles 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, del 2015 al 2020, el nitrógeno podría ser controlado con las medidas operativas que implementará PEP a partir del 2014.*
- iii. *La alta variabilidad que presentan los escenarios de disponibilidad del gas proveniente de PEP, en términos de volumen y composición asociadas, 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.*

Quincuagésimo. Que, mediante el escrito PGPB-SP-GR-367-2013 del 31 de mayo de 2013, PGPB manifestó que conjuntamente con PEP realizaron acuerdos y que se han derivado acciones por parte de éste 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 niveles de 8% durante el 2013 y 6% a partir de 2014, en el gas húmedo amargo que se inyecte en los centros procesadores de gas del sureste señalando que *“estas acciones plantearían un efecto desfavorable en la disponibilidad de gas y en la producción de crudo.”*

Quincuagésimo primero. Que, en el escrito señalado en el Resultado Cuadragésimo noveno anterior, PGPB solicita a esta Comisión emitir su opinión sobre la ejecución de los programas que PEP llevará a cabo para establecer un control del contenido de nitrógeno en el gas que entrega a PGPB para dar



cumplimiento a la NOM-001, *“toda vez que la implementación de estos programas implica impactos negativos en la disponibilidad de gas natural y en la producción de petróleo crudo, así como un recrudescimiento en las condiciones operativas del sistema de transporte”*.

Quincuagésimo segundo. Que PGPB solicitó adicionalmente, en el escrito señalado en el Resultando Cuadragésimo noveno anterior, que esta Comisión *“evalúe la conveniencia de mantener los niveles de nitrógeno en 8% de manera permanente toda vez que no existen elementos probatorios que puedan llevar a concluir qué porcentaje de nitrógeno provoca o deja de provocar las supuestas afectaciones por consumo de gas con este inerte o en tanto no existan estos elementos de prueba.”*

Quincuagésimo tercero. Que, con fecha 29 de noviembre de 2013 se llevó a cabo una reunión de trabajo entre esta Comisión y la Sener sobre la información proporcionada por PGPB y PEP a que hacen referencia los Resultandos anteriores, sobre todo en relación con los impactos negativos en la disponibilidad de gas natural y en la producción de petróleo crudo con el cumplimiento de la NOM-001.

Quincuagésimo cuarto. Que, con fecha 5 de diciembre de 2013, esta Comisión recibió copia del oficio 512.DGEEH/554/13 y 511.DGTIH/0208/13, mediante el cual de manera conjunta las Direcciones Generales de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y de Transformación Industrial de Hidrocarburos de la Sener solicitan a los Directores Generales de Pemex Exploración y Producción (PEP) y Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) 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”*.

Quincuagésimo quinto. Que, con fecha 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, el oficio con números 512.DGEEH/547-BIS/13 y 511.DGTIH/00214/13 mediante el cual 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, en respuesta al oficio conjunto de dichas Direcciones Generales 511.DGTIH/0208/13 y 512.DGTEEH/554/13 enviado a PEP y PGPB, como parte de los trabajos de suministro de gas natural en 2014 dentro del marco de la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural.

Quincuagésimo sexto. Que, con fecha 19 de diciembre de 2013, esta Comisión expidió la RES/602/2013 por la que la Comisión Reguladora de Energía determina las condiciones bajo las que podrá operar, en la Zona Sur del país, el sistema amparado por el Permiso de G/061/TRA/99 Otorgado a Pemex Gas y Petroquímica Básica en términos de lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural.

Quincuagésimo séptimo. Que en los Resolutivos Primero y Segundo de dicha resolución se autoriza a Pemex-Gas y Petroquímica Básica a continuar suministrando gas natural por el periodo comprendido del 1 de enero de 2014 al 28 de febrero de 2014 y transportarlo a través del Sistema Nacional de Gasoductos en la Zona Sur en términos de lo previsto en la Tabla 1. Especificaciones de gas natural, y disposición 5.1 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010 Especificaciones de gas natural, para el periodo comprendido del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2012, y se le requiere a que presente, a más tardar el 14 de febrero de 2014, el nuevo programa calendarizado de las acciones que haya acordado con la Secretaría de Energía para que el contenido de nitrógeno en el gas natural transportado en la Zona Sur del país cumpla con la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010 Especificaciones de gas natural; un informe trimestral del avance del cumplimiento del programa antes señalado a partir de la entrega del mismo a esta Comisión Reguladora de Energía, y las estimaciones de las afectaciones a los usuarios del Sistema Nacional de Gasoductos por el transporte y la entrega de gas natural con altos contenidos de nitrógeno.

Quincuagésimo octavo. Que, con fecha 14 de febrero de 2014, esta Comisión recibió por parte de PGPB, oficio PGPB-SP-GR-092-2014, mediante el cual da respuesta al requerimiento establecido en el Resolutivo Segundo de la RES/602/2013 mencionada en el Resultado Quincuagésimo sexto anterior, en el que se establece el programa de acciones para controlar el contenido de nitrógeno del gas natural que entrega Pemex Exploración Producción (PEP) a PGPB para cumplir con los requerimientos de calidad que establece la NOM-001.



Quincuagésimo noveno. Que, mediante oficio SE/DGHB/553/2014 del 20 de febrero de 2014, esta Comisión requirió a PGPB que presente a la Comisión el nuevo programa calendarizado de las acciones acordadas con la Sener, para que el contenido de nitrógeno en el gas natural transportado en la Zona Sur del país cumpla con la NOM-001-2010, incluyendo los comentarios, observaciones y aprobación de la Sener, ya que la información entregada en el escrito a que hace referencia el Considerando anterior, se refiere sólo a la propuesta de acciones que PEP envía a la Dirección Corporativa de Operaciones (DCO), haciendo mención de que en un grupo de trabajo con la Sener dicho programa fue comentado.

Sexagésimo. 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 controlar el contenido de nitrógeno que PEP entrega a PGPB había sido autorizado por Sener.

CONSIDERANDO

Primero. Que, de conformidad con los artículos 2, fracción VI, y 3, fracciones VIII, XII, XIV y XIX, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (Ley de la CRE), esta Comisión tiene por objeto promover el desarrollo eficiente de, entre otras actividades, el transporte de gas natural 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, de conformidad con el artículo 3, fracción XI, de la Ley de la CRE, esta Comisión, para el cumplimiento de su objeto, tiene la atribución de solicitar a la Sener la aplicación de las medidas necesarias para garantizar la continuidad de los servicios de transporte de gas natural, cuando dichas medidas salen de la competencia de esta Comisión.



Tercero. Que el artículo 3, fracción II, de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (Ley Reglamentaria), establece que la industria petrolera abarca: la exploración, la explotación, la elaboración y las ventas de primera mano del gas, así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración.

Cuarto. Que el artículo 4, primer párrafo, de la Ley Reglamentaria, determina que la Nación llevará a cabo la exploración y la explotación del petróleo y las demás actividades a que se refiere el artículo 3, que se consideran estratégicas en los términos del artículo 28, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.

Quinto. Que el artículo 15, fracción II, inciso b) de la Ley Reglamentaria, dispone que Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, en materia de ventas de primera mano, deberán entregar la cantidad y calidad de gas pactadas, de conformidad con las disposiciones aplicables.

Sexto. Que los artículos 4, segundo párrafo, y 14, fracciones I, incisos c) y e), y IV, 15, primer párrafo, y fracción III, inciso k), de la Ley Reglamentaria, establecen que el transporte de gas puede ser llevado a cabo, previo permiso otorgado por esta Comisión, por los sectores social y privado, quienes podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan, y la regulación correspondiente comprenderá los términos y condiciones para la prestación del servicio de distribución, la presentación de información suficiente y adecuada para fines de regulación, con el propósito de que esta Comisión inspeccione y vigile el cumplimiento de las condiciones establecidas en los permisos y de las normas oficiales mexicanas, estableciendo para ello como obligación de los permisionarios entregar la cantidad y calidad del gas, conforme a las disposiciones aplicables.

Séptimo. Que el 21 de marzo de 2012 se publicó en el DOF el Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos (el Decreto), por el que el Consejo de Administración de Pemex, por conducto de su Director General, sometió a la consideración del Presidente de la República la conveniencia de mantener la estructura actual de Pemex basada en los 4 organismos subsidiarios que actualmente existen: Pemex-Exploración y Producción; Pemex-Refinación; Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica.



Octavo. Que el artículo segundo del Decreto determina que PEP tiene como objeto la exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización, en tanto que PGPB tiene como objeto el procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así como de derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas. Asimismo de conformidad con el artículo dieciocho, fracción XVI del Decreto, se establece que dichos Organismos deberán vigilar la observancia de las disposiciones relativas a normalización y seguridad industrial.

Noveno. Que, de conformidad con los artículos 6, fracciones II y XXV, y 13, fracciones I y V, del Reglamento Interior de la Sener, le corresponde a la misma la aplicación del marco regulatorio a las actividades, entre otras, de exploración, explotación, producción y procesamiento de hidrocarburos.

Décimo. Que, con fecha 14 de febrero de 2014, esta Comisión recibió por parte de PGPB el escrito PGPB-SP-GR-092-2014 al que hace referencia el Resultando Quincuagésimo octavo, mediante el cual se da respuesta al requerimiento establecido en el Resolutivo Segundo de la RES/602/2013 al que hace referencia el Resultando Quincuagésimo cuarto anterior, informando a esta Comisión que Pemex integró un grupo de seguimiento al cumplimiento de la calidad del gas conformado por funcionarios de la Dirección General de Transformación Industrial de Hidrocarburos de Sener, la Dirección Corporativa de Operaciones (DCO), Pemex-Exploración y Producción (PEP) y PGPB en el que se discutieron y analizaron las posibles alternativas para el control de nitrógeno en el gas natural de la Zona Sur que PEP entrega a PGPB y que, como resultado de lo anterior, PEP informó a la DCO las acciones que propone implementar para controlar el contenido de nitrógeno en el gas entregado a PGPB, planteando dos escenarios: uno para mantener 8% mol y otro para disminuirlo a 6% mol, a fin de dar cumplimiento a lo establecido en el Resolutivo Segundo de la RES/602/2013, mismo que se reproduce a continuación:

| Acciones 2014 | Impacto en la producción de hidrocarburos, bpd/MMpcd | Volumen de gas contaminado, MMpcd | Nitrógeno para bombeo neumático, MMpcd | Fecha |
|--|--|-----------------------------------|--|-------|
| Para mantener el 8% mol de nitrógeno | | | | |
| Mantener la calidad de gas alcanzada en 2013. | -- | -- | -- | -- |
| Reducir la inyección de nitrógeno para bombeo neumático. | -- | -- | 14.0 (máx.) | -- |



| | | | | |
|---|------------|-------|----|------------|
| Continuar con la reinyección de gas húmedo amargo contaminado con nitrógeno a los yacimientos, 50 MMpcd en el Activo de Producción Samaria-Luna y 50 MMpcd en el Activo de Producción Bellota-Jujo. | -- | 100.0 | -- | -- |
| Administrar la producción de pozos con alto contenido de nitrógeno en los Activos de Producción Samaria-Luna y Bellota-Jujo. | 3,762/26.4 | 66.0 | -- | Marzo 2014 |

| Acciones 2014 | Impacto en la producción de hidrocarburos, bpd/MMpcd | Volumen de gas contaminado, MMpcd | Fecha |
|--|--|-----------------------------------|----------------|
| Para mantener el 6% mol de nitrógeno | | | |
| Administrar la producción de pozos con alto contenido de nitrógeno en los Activos de Producción Samaria-Luna y Bellota-Jujo. | 7,058/74.6 | 118.0 | Marzo 2014 |
| Realizar el proyecto de reinyección de gas húmedo amargo contaminado con nitrógeno en el campo Íride. | -- | 60.0 | Diciembre 2014 |

Undécimo. Que PGPB informa a esta Comisión en dicho oficio que las medidas anteriores contribuirán a *“mantener el abasto de gas para el país en este 2014, y prevenir la incidencia de alertas críticas conforme a la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural anunciada por el Gobierno Federal en agosto de 2013 pasado”*.

Duodécimo. Que, adicionalmente, en el oficio PGPB-SP-GR-092-2014 al que hace mención el Considerando Décimo anterior, PGPB informa a esta Comisión que el estudio para establecer las afectaciones por el uso de gas natural con alto contenido de nitrógeno que le fue requerido por esta Comisión el 17 de marzo de 2011, mediante la Resolución RES/098/2011, a que hace referencia el Resultando Cuadragésimo cuarto, ya había sido contratado a CIATEQ, A. C., Centro de Tecnología Avanzada y que los resultados de dicho estudio estima tenerlos listos en el mes de mayo de este año, en virtud de lo cual pone a consideración de esta Comisión un programa de actividades que podría ser llevado a cabo una vez que se concluya el estudio y que, en razón de lo anterior, solicita a esta Comisión mantener las condiciones actuales de operación del SNG en la Zona Sur del país, en términos de lo establecido en la RES/602/2013 en materia de la NOM-001, es decir, que la concentración máxima de nitrógeno en el gas natural aprobada por esta Comisión se mantenga en 8%.



Decimotercero. Que, por lo establecido en los Resultandos Vigésimo a Sexagésimo, PGPB ha sido reiteradamente omiso en implementar las medidas necesarias para que el gas natural que inyecta al SNG en la Zona Sur cumpla con las condiciones de calidad que establece la NOM-001 y no ha aportado información adicional alguna que permita sustentar la solicitud de mantener en 8% la concentración máxima de nitrógeno en el gas natural inyectado al SNG en la Zona Sur, a la que hace referencia el Considerando Duodécimo anterior, por lo que la Comisión considera que dicha solicitud no es procedente y debe ser desechada.

Decimocuarto. Que esta Comisión considera aceptable el programa de acciones propuesto por Pemex para controlar el contenido de nitrógeno en el gas natural que PEP entrega a PGPB y mantener por debajo del límite de 6% mol de nitrógeno las corrientes de gas natural que PGPB inyecta al SNG en la Zona Sur, al que hacen mención los Resultandos Quincuagésimo séptimo y Sexagésimo.

Decimoquinto. Que para permitir la implementación de las acciones previstas en dicho programa, en los términos autorizados por la Sener, la Comisión considera pertinente: 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 a través del Sistema Nacional de Gasoductos 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, para 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 siguiente:

| Propiedad | Unidades | Zona sur |
|---|-------------------|---|
| | | Del 1 de abril al 31 de diciembre de 2014 |
| Metano (CH ₄)-Min. | % vol | N.A. |
| Oxígeno (O ₂)-Max. | % vol | 0,20 |
| Bióxido de Carbono (CO ₂)-Max. | % vol | 3,00 |
| Nitrógeno (N ₂)-Max. | % vol | 7,00 |
| Nitrógeno. Variación máxima diaria | % vol | ±1.5 |
| Total de inertes (CO ₂ y N ₂)-Max. | %vol | 7,00 |
| Etano-Max. | % vol | 12.00 |
| Temperatura de rocío de hidrocarburos-Max. | K (°C) | 271,15 (-2)(1) |
| Humedad (H ₂ O)-Max. | mg/m ³ | 110,00 |



| | | |
|---|-------------------|--------|
| Poder calorífico superior-Min. | MJ/m ³ | 36,30 |
| Poder calorífico superior-Max. | MJ/m ³ | 43,60 |
| Índice Wobbe-Min. | MJ/m ³ | 46,20 |
| Índice Wobbe-Max. | MJ/m ³ | 53,20 |
| Índice Wobbe-Variación máxima diaria | % | ±5 |
| Ácido sulfhídrico (H ₂ S)-Max. | mg/m ³ | 6,00 |
| Azufre total (S)-Max. | mg/m ³ | 150,00 |

Decimosexto. Que durante este periodo de transición al que hace referencia el Considerando anterior PGPB deberá tomar las medidas necesarias para mantener el abasto de gas para el país en este 2014 y prevenir la incidencia de alertas críticas, conforme a la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural anunciada por el Gobierno Federal en agosto de 2013 pasado, tal como lo plantea en su oficio del 14 de febrero de 2014, al que hace referencia el Considerando Undécimo.

Decimoséptimo. 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 deberá cumplir con todos los demás parámetros previstos en dicha norma.

Decimooctavo. Que toda nueva solicitud que decida presentar PGPB a esta Comisión para revisar los límites establecidos en la NOM-001, ya sea como resultado del estudio que le fue requerido por esta Comisión a través de la Resolución RES/098/2011, al que hacen mención el Resultando Cuadragésimo cuarto y el Considerando Duodécimo, o como resultado de cualquier otra información que resulte relevante, deberá ser presentada para su consideración dentro del proceso de revisión de la NOM-001 que en su oportunidad se lleve a cabo, en términos de lo establecido en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

Decimonoveno. Que esta Comisión reitera su preocupación de que Petróleos Mexicanos siga difiriendo la instalación de las plantas separadoras de nitrógeno que, desde el punto de vista de esta Comisión, resultan indispensables para resolver de manera definitiva el problema de incumplimiento de la calidad del gas como consecuencia de la inyección de nitrógeno que PEP ha llevado a cabo a lo largo de las últimas dos décadas para la explotación de los activos del Sureste.



Vigésimo. Que, independientemente de la afectación a los usuarios por la calidad del gas inyectado al SNG a las que se ha hecho referencia en los Resultandos Quinto a Cuadragésimo tercero, esta Comisión considera que, tan sólo por el impacto económico que se tendrá por administrar la producción de pozos con alto contenido de nitrógeno en los activos de Samaria-Luna y Bellota-Jujo, de acuerdo con el escenario de acciones planteado por PEP al que hace referencia el Considerando Decimocuarto, se justifica plenamente la instalación de una planta separadora de nitrógeno para procesar la totalidad del volumen de gas asociado con alto contenido de nitrógeno que se produce en dichos campos.

Vigésimo primero. Que, de conformidad con lo establecido en el segundo párrafo, inciso a) y tercer párrafo de la disposición 5.3 Gas Natural fuera de especificaciones de la NOM-001, los usuarios tendrán el derecho de rehusarse a aceptar dicho gas natural, sin responsabilidad alguna de su parte, y cuando en alguno de los puntos mencionados en la disposición 6.8.1 los valores promedio diarios de cualquiera de las especificaciones del gas natural excedan los límites establecidos en la disposición 5.1 o, en su caso, en la disposición 5.2 de la NOM-001, aplicarán los términos y condiciones que al efecto haya determinado esta Comisión, por lo que se hace necesario que los usuarios tengan conocimiento de las especificaciones del gas natural que están recibiendo, independientemente de que las mismas estén autorizadas por esta Comisión.

Vigésimo segundo. Que, de conformidad con lo establecido en los párrafos primero y segundo de la disposición 5.4 Responsabilidades sobre las especificaciones de gas natural de la NOM-001, PGPB como procesador o suministrador de gas natural que se entregue en los sistemas de transporte, almacenamiento o distribución, es responsable de cumplir con las especificaciones del gas natural establecidas en esta norma oficial mexicana, y como permisionario del principal sistema de transporte de gas natural en el país, es responsable de operar y mantener sus sistemas de conformidad con la normatividad aplicable a fin de cumplir con las especificaciones del gas natural que se establecen en la NOM-001, 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.



Por lo anteriormente expuesto, y con fundamento en los artículos 17 y 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2, fracción VI y último párrafo, 3, fracciones VIII, XIV, XVI, XIX y XXII, 4, 11 y 13 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 4, segundo párrafo, 11, 14, fracciones I, inciso c), IV y VI, y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 2, 16, fracciones VII, IX y X, 32, 35, fracción I, y 57, fracción I, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 7, 14, 21, 59 y 70, fracción VII, del Reglamento de Gas Natural; 1, 2, 6, fracción I, letras A y C, 9, 19, 23, fracción VII, y 33 del Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión Reguladora de Energía:

RESUELVE

Primero. Se autoriza a Pemex-Gas y Petroquímica Básica continuar suministrando gas natural en la Zona Sur, por el periodo comprendido del 1 de marzo de 2014 al 31 de marzo de 2014, así como transportarlo a través del Sistema Nacional de Gasoductos en términos de lo previsto para el periodo comprendido del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2012 en la Tabla 1. Especificaciones de gas natural y en la disposición 5.1 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010 Especificaciones de gas natural.

Segundo. Se autoriza a Pemex-Gas y Petroquímica Básica suministrar gas natural en la Zona Sur, por el periodo comprendido del 1 de abril de 2014 al 31 de diciembre de 2014, cumpliendo con las características de calidad que se establecen en la tabla del Considerando Decimoquinto de esta Resolución, así como transportarlo a través del Sistema Nacional de Gasoductos en las Zonas Sur, Centro y Occidente.

Tercero. Durante los periodos de transición a los que hacen referencia los Resolutivos Primero y Segundo anteriores, Pemex-Gas y Petroquímica Básica deberá tomar las medidas necesarias para mantener el abasto de gas para el país y prevenir la incidencia de alertas críticas, conforme a la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural anunciada por el Gobierno Federal en agosto de 2013 pasado.



Cuarto. A partir del 1 de enero de 2015 el gas natural que Pemex Gas y Petroquímica Básica inyecte al Sistema Nacional de Gasoductos en la Zona Sur deberá cumplir con lo establecido en la NOM-001-SECRE-2010 Especificaciones de gas natural o aquella que la sustituya.

Quinto. Pemex-Gas y Petroquímica Básica será responsable en todo momento de la calidad de gas natural que suministre a sus usuarios, así como de las afectaciones que, en su caso, tengan los equipos e instalaciones de los mismos 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.

Sexto. En un plazo no mayor a diez días hábiles, contado a partir de la fecha en que surta efectos la notificación de la presente Resolución, Pemex-Gas y Petroquímica Básica deberá hacer del conocimiento de todos 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 sin responsabilidad alguna de su parte.

Séptimo. Notifíquese la presente Resolución a Pemex-Gas y Petroquímica Básica y a la Secretaría de Energía, y hágase de su conocimiento que contra el presente acto administrativo podrá interponerse el recurso de reconsideración que prevé el artículo 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, 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.



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Octavo. Inscribese la presente Resolución bajo el número **RES/067/2014**, en el registro a que se refieren los artículos 3, fracción XVI, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y, 19 y 33 del Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía.

México, Distrito Federal, a 27 de febrero de 2014.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano
Presidente

Francisco José Barnés de Castro
Comisionado

Noé Navarrete González
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado