

TERCERA SECCION

SECRETARIA DE ENERGIA

RESPUESTA a los comentarios respecto del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-013-SECRE-2003, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de dicho combustible. (Sustituye a la Norma Oficial Mexicana NOM-EM-001-SECRE-2002, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, regasificación y entrega de dicho combustible), publicada el 2 de agosto de 2002.

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

RESPUESTA A LOS COMENTARIOS RESPECTO DEL PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA PROY-NOM-013-SECRE-2003, REQUISITOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCION, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE PLANTAS DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO QUE INCLUYEN SISTEMAS, EQUIPOS E INSTALACIONES DE RECEPCION, CONDUCCION, VAPORIZACION Y ENTREGA DE DICHO COMBUSTIBLE. (SUSTITUYE A LA NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-EM-001-SECRE-2002, REQUISITOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCION, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE PLANTAS DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO QUE INCLUYEN SISTEMAS, EQUIPOS E INSTALACIONES DE RECEPCION, CONDUCCION, REGASIFICACION Y ENTREGA DE DICHO COMBUSTIBLE), PUBLICADA EN EL **DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION** EL 2 DE AGOSTO DE 2002.

La Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en el artículo 47 fracción III de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 4o., 9o., 14 fracción IV y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 1, 2 y 3 fracciones XV y XXII de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 1 y 70 fracción VII del Reglamento de Gas Natural; 3 fracción VI, 34 fracciones XVI, XIX y XXII y 35 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, publica las respuestas a los comentarios recibidos respecto del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-013-SECRE-2003, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de dicho combustible.

RESPUESTA A LOS COMENTARIOS RESPECTO AL PROY-NOM-013-SECRE-2003	
Texto actual: NOM-013-SECRE-2003, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de dicho combustible.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía Comentario 1. Se sugiere cambiar en todo el texto de la NOM el nombre de planta de almacenamiento de GNL por el nombre terminal de almacenamiento de GNL , porque en el ámbito internacional de la industria del GNL, el término propuesto se aplica para distinguirlas de las plantas de licuefacción de GNL. Comentario 2. Se sugiere cambiar la última frase del título por la siguiente:vaporización y entrega de gas natural. , ya que es el combustible que entregan las terminales de almacenamiento de gas natural licuado después de vaporizarlo.	Sí procede. Con base en los comentarios de la Comisión Reguladora de Energía el título de la norma cambia al siguiente: Texto modificado: Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2004, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.

Texto actual: Todo el Proyecto de NOM	
Promoviente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía Comentario general. Se recomienda realizar un análisis sistemático de los conceptos incluidos en el Proyecto de NOM que nos ocupa, toda vez que es importante resaltar que se trata de requisitos mínimos en materia de seguridad para las terminales de almacenamiento de GNL.	Sí procede porque la actividad objeto del Proyecto de NOM no cuenta con antecedentes regulatorios en México. Por lo que se procederá a realizar el análisis sugerido por la Comisión Reguladora de Energía.
Texto actual: INDICE Parte 1. Plantas de GNL en tierra firme 1. Objetivo 2. Campo de aplicación 3. Referencias 4. Definiciones 5. Ubicación de la planta de GNL 6. Análisis de riesgos 7. Principales medidas para control de derrames y fugas 8. Equipo de proceso 9. Tanques de almacenamiento de GNL 10. Sistema de regasificación 11. Sistemas de tubería y sus componentes 12. Instrumentación y servicios eléctricos 13. Transferencia de GNL y refrigerantes 14. Protección y seguridad contra incendios 15. Seguridad 16. Operación 17. Mantenimiento 18. Capacitación Parte 2. Plantas de GNL costa afuera 101. General 102. Diseño 103. Cargas debidas al ambiente y base de diseño 104. Estructuras de Concreto Ancladas al Lecho Marino. (EAM) 105. Tanques de almacenamiento de GNL 106. Instalaciones en la plataforma 107. Gasoductos submarinos Procedimiento para la evaluación de la conformidad 108. Procedimiento para la evaluación de la conformidad 109. Bibliografía 110. Concordancia con normas internacionales 111. Vigilancia	

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía Comentario: Para realizar el análisis sistemático de los conceptos incluidos en el Proyecto de NOM que nos ocupa, se recomienda modificar la estructura de la NOM de acuerdo con el índice siguiente: Texto propuesto: INDICE Parte 1. Plantas de almacenamiento de GNL en tierra firme 101 Objetivo 102 Campo de aplicación 103 Referencias 104 Definiciones 105 Ubicación de la planta de almacenamiento de GNL 106 Análisis de riesgos en la planta de almacenamiento de GNL 107 Control de derrames y fugas 108 Seguridad en la instalación de equipos 109 Tanques de almacenamiento de GNL 110 Sistema de vaporización 111 Sistemas de tubería y sus componentes 112 Instrumentación y servicios eléctricos 113 Transferencia de GNL y refrigerantes 114 Plan integral de seguridad y protección civil 115 Operación 116 Mantenimiento 117 Capacitación del personal Parte 2. Plantas de almacenamiento de GNL costa afuera 201 Objetivo 202 Definiciones 203 Diseño 204 Metodología de diseño para plantas de almacenamiento de GNL costa afuera 205 Estructuras fijas por gravedad sobre el fondo del mar 206 Tanques de almacenamiento de GNL 207 Instalaciones en la plataforma Parte 3. Gasoductos submarinos 301 Objetivo 302 Definiciones 303 Diseño 304 Instalación 305 Pruebas preoperativas 306 Operación y mantenimiento 307 Documentación	Sí procede

Parte 4. Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad 401 Objetivo 402 Referencias 403 Definiciones 404 Procedimiento 405 Disposiciones generales 406 Requisitos de la verificación 407 Bibliografía 408 Concordancia con normas internacionales 409 Vigilancia		
Asociación de Normalización y Certificación, A.C. (ANCE) Comentario 1: De acuerdo a 5.1.2 de NMX-Z-13-1977, Guía para la redacción y estructuración de las normas mexicanas, se debe emplear el modo indicativo presente, evitando el uso del modo indicativo futuro o condicional. Cuando se especifique que es necesario cumplir, se debe emplear el modo imperativo. Texto propuesto: Reemplazar los verbos en modo indicativo futuro o condicional por el modo indicativo presente o imperativo (deberá o debiera por debe o deben según aplique).		Sí procede.
Comentario 2: Corregir la forma de escribir las unidades de tiempo, de acuerdo con la NOM-008-SCFI-2002, Sistema general de unidades de medida. Texto propuesto: En donde se utilicen descripciones de cantidad de tiempo, por ejemplo: 10 minutos, 1 hora, 3 horas se deben expresar de la siguiente manera: 10 min, 1 h, 3 h.		Sí procede.
Texto actual: PREFACIO		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Es necesario que se publique la motivación de la NOM		No procede, porque en los Considerandos del proyecto de NOM publicado, se encuentra no sólo la motivación de la NOM, sino la fundamentación en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento. Adicionalmente, los análisis que sirvieron de base para la elaboración del Proyecto de NOM, así como la Manifestación de Impacto Regulatorio a que se refiere el artículo 45 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización estuvieron a disposición del público para su consulta en el domicilio del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos.
Texto Actual 1. Objetivo Esta Norma Oficial Mexicana (la Norma) establece los requisitos mínimos de seguridad relativos al diseño, construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, regasificación y entrega de dicho combustible.		

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM	
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario 1: Se utiliza de manera indistinta" Esta NOM", "la Norma", "esta especificación". Sugiere congruencia en el concepto utilizado.	Sí procede, por lo que en el texto sólo se utilizará el término la "NOM".	
Comentario 2. El fundamento del artículo 40 fracción XIII utilizado se considera incorrecto, ya que "las características y/o especificaciones que deben reunir los procesos" son competencia de la Secretaría de Economía. Los requisitos de seguridad son competencia de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social y la evaluación del impacto ambiental es competencia de la SEMARNAT, por tanto la NOM se debe expedir de manera conjunta.	No procede, porque la regulación de la actividad de almacenamiento de gas natural, le corresponde únicamente a la Comisión Reguladora de Energía en los términos de los artículos 2 fracción VI y 3 fracción VIII de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y 7 y 14 del Reglamento de Gas Natural. El comentario es notoriamente improcedente, e implicaría que cualquier NOM sea expedida de manera conjunta por las autoridades competentes. La obligación de los permisionarios ante la Comisión Reguladora de Energía debe cumplirse sin perjuicio de las demás autorizaciones por otras autoridades. La Comisión Reguladora de Energía tiene la atribución de expedir y publicar normas oficiales mexicanas en el ámbito de la materia de su competencia en los términos del artículo 34 del Reglamento interior de la Secretaría de Energía. Adicionalmente a lo antes expuesto, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos que revisó y aprobó el proyecto de NOM cuenta con representantes de diversas dependencias del Gobierno Federal así como de los sectores productivo y social, tal y como lo establece la Ley Federal sobre Metrología y Normalización de acuerdo con el artículo 62 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.	
Texto actual: 2. Campo de aplicación. Esta NOM consta de dos partes: la primera parte se aplica a las plantas de GNL con instalaciones fijas en tierra firme y, la segunda parte se aplica a las plantas de GNL con instalaciones costa afuera, desde el punto de recepción del GNL <u>que descarga un buque</u> hasta el punto de entrega del combustible en estado gaseoso a un sistema de transporte por ductos. <u>La capacidad total de almacenamiento de las plantas consideradas es superior a 1060 m³</u>, y comprende las actividades de recepción, conducción, almacenamiento, vaporización y entrega de gas natural.		
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM	
Comisión Reguladora de Energía. Comentario: Se propone eliminar del texto actual el límite inferior de 1060 m³ y la frase "que descarga de un buque" porque en las plantas en tierra firme que no están en la costa, se puede tener menor capacidad de almacenamiento y el GNL no se recibe de buques. Texto propuesto: 102. Campo de aplicación 102.1 Esta NOM consta de cuatro partes: la primera parte se aplica a las plantas de almacenamiento de GNL con instalaciones fijas en tierra firme, la segunda parte se aplica a las plantas de almacenamiento de GNL con instalaciones costa afuera, desde el punto de recepción del GNL hasta el punto de entrega del combustible en estado gaseoso a un sistema de transporte por ductos y comprende los sistemas de recepción, conducción, almacenamiento, vaporización de GNL y entrega de gas natural. La tercera parte de la NOM se refiere al diseño del gasoducto submarino para conducir el gas natural desde la planta de almacenamiento mar adentro hasta el litoral. En la cuarta parte de la NOM se establece el Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad (PEC).	Sí procede	

102.2 El diseño, construcción, operación y mantenimiento de la planta de almacenamiento de GNL deben cumplir con los requisitos mínimos que establece esta NOM, sin que ello impida el uso de sistemas, equipos, métodos o instrumentos de calidad, resistencia, resistencia al fuego, efectividad, integridad estructural, durabilidad y seguridad equivalentes o superiores a los señalados en la misma. 102.3 En lo no previsto por esta NOM, incluyendo sistemas y equipos de diseño reciente, plantas o instalaciones que no estén en tierra firme o en general innovaciones tecnológicas con insuficiente experiencia operativa a nivel internacional, el permisionario, con el objeto de obtener la previa autorización correspondiente, debe proponer y justificar ante la Comisión Reguladora de Energía la tecnología que aplicará para tales efectos, allegándose para ello la documentación y referencias técnicas que representen las prácticas internacionalmente reconocidas para satisfacer en lo conducente los requisitos que se señalan en esta NOM. 102.4 De conformidad con el artículo 49 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, el permisionario bajo su responsabilidad puede solicitar autorización de la Comisión Reguladora de Energía para utilizar o aplicar materiales, equipos, procesos, métodos de prueba, mecanismos, procedimientos o tecnologías alternativos, acompañando dicha solicitud de la evidencia científica u objetiva necesaria que compruebe que con la alternativa planteada se da cumplimiento al objetivo de la NOM.	
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: "Las características y/o especificaciones para la construcción, operación y el mantenimiento, de acuerdo con el comentario relativo al Objetivo de este proyecto de norma, no son competencia de la Secretaría de Energía".	No procede, porque la Comisión Reguladora de Energía en términos de su Ley, es un Organismo desconcentrado de la Secretaría de Energía, que por disposición expresa de la misma dependencia, tiene a su cargo la elaboración y expedición de las NOM relativas al gas natural y es procedente que en el campo de aplicación de dichas NOM entre el diseño, construcción, operación y mantenimiento inherentes a dichas actividades reguladas. La regulación de la actividad de almacenamiento de gas natural, le corresponde únicamente a la Comisión Reguladora de Energía en los términos de los artículos 2 fracción VI y 3 fracción VIII de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y 7 y 14 del Reglamento de Gas Natural.
Texto actual: En lo no previsto por esta Norma, incluyendo sistemas y equipos de diseño reciente, plantas o instalaciones que no estén en tierra firme o en general innovaciones tecnológicas con insuficiente experiencia operativa a nivel internacional, el permisionario debe proponer y justificar suficientemente ante la Comisión Reguladora de Energía la tecnología que aplicará para tales efectos, allegándose para ello la documentación y referencias técnicas que representen las prácticas internacionalmente reconocidas y satisfaciendo en lo conducente los requisitos que se señalan en esta Norma.	
Promoviente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: "práctica internacionalmente reconocida" Lo contenido en una norma oficial mexicana, para ser materia de ésta, debe ser previsto en la ley cuyas disposiciones desarrolla, complementa o pormenoriza. Las prácticas internacionalmente reconocidas tendrían un carácter general, impersonal y abstracto al incluirse en una norma oficial mexicana, equiparándose con las normas o lineamientos internacionales.. "Sólo se puede acudir a prácticas internacionalmente reconocidas si -y sólo si- la ley las contempla, ya que de otra manera se está invadiendo la esfera del Poder Legislativo..."	No procede, la Ley Federal sobre Metrología y Normalización en su artículo 49 permite que una norma oficial mexicana obligue al uso de materiales, equipos, procesos, métodos de prueba, procedimientos o tecnologías específicos, limitando a los usuarios de la norma que opten por utilizarlos que comprueben que con la alternativa planteada se da cumplimiento a las finalidades de la norma. La normativa existente en materia de GNL es de carácter internacional y de otros países y puesto que este proyecto no se refiere a una norma internacional, el proyecto de NOM busca aplicar los conceptos invocados en el artículo 49 citado, el cual tiene fundamento técnico y jurídico en las especificaciones técnicas, metodologías o lineamientos documentados y expedidos por autoridades competentes u organismos reconocidos por su relevancia en el mercado internacional de la industria del Gas Natural Licuado.

	Se aclara que dichas prácticas sólo se requieren en el supuesto de que no existan normas oficiales mexicanas, normas mexicanas o normas internacionales que resulten aplicables en esta industria.
Observación: El promovente Ing. Ricardo Aguirre Beltrán, presenta el mismo comentario sobre 66 párrafos de la NOM en los que aparece el término “práctica internacionalmente reconocida”. La respuesta a dichos comentarios es la misma que aparece en ésta. Para evitar repeticiones, se consi lera que los 66 comentarios mencionados quedan contestados con esta respuesta.	
3. Referencias Esta Norma se complementa con las siguientes normas oficiales mexicanas o las que las sustituyan: NOM-001-SECRE-1997, Calidad del gas natural. NOM-007-SECRE-1997, Transporte de gas natural. NOM-006-SECRE-1999, Odorización del gas natural. NOM-008-SECRE-1999, Control de la corrosión externa en tuberías de acero erradas y/o sumergidas. NOM-009-SECRE-2002, Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos. NOM-014-SCFI-1997, Medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para gas natural o gas LP. NOM-026-STPS-1998, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías. NOM-122-STPS-1996, Condiciones de seguridad e higiene para el funcionamiento de los recipientes sujetos a presión y generadores de vapor o calderas que operen en los centros de trabajo. NOM-093-SCFI-1994, Válvulas de relevo de presión.- Seguridad, seguridad-alivio y alivio. NOM-004-STPS-1999, Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo. NOM-001-STPS-1993, Condiciones de seguridad e higiene en los edificios, locales, instalaciones y áreas de los centros de trabajo. NOM-017-STPS-1993, Equipo de protección personal para los trabajadores en los centros de trabajo. NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas (utilización).	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario 1: Referencias Donde dice: NOM-122-STPS-1996, debe decir: NOM-020-STPS-2002. Donde dice: NOM-001-STPS-1993, debe decir: NOM-001-STPS-1999. Donde dice: NOM-017-STPS-1993, debe decir: NOM-017-STPS-2001.	Sí procede , se modifican las referencias, en dicho capítulo y en todo el cuerpo de la NOM. Se agregan las Normas Oficiales Mexicanas que proceden de acuerdo con los comentarios que el Ing. Aguirre presentó para otros incisos de la NOM.
Comentario 2: La vigilancia de las normas oficiales mexicanas de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS), es competencia de la misma dependencia por lo que en el capítulo 111 de esta norma deberá indicarse dicha competencia, dado que en este capítulo se preceptúa “Esta norma se complementa” con la que compete a la STPS.	Procede parcialmente y se modifica el exordio del capítulo 3 de la manera siguiente: Texto modificado: El cumplimiento de esta NOM es sin perjuicio de las obligaciones que establezcan las NOM relacionadas y cualesquier otras disposiciones jurídicas aplicables. La aplicación de esta NOM está relacionada, entre otras, con las siguientes NOM o las que las sustituyan.

Comisión Reguladora de Energía Comentario 1: Se debe actualizar la NOM-001-SECRE-1997 con la NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de marzo de 2004. Comentario 2: En las NOM de referencia se debe agregar la NOM-003-SEGOB-2002, Señales y avisos de protección civil, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 17 de septiembre de 2003.	Sí procede
Asociación de Normalización y Certificación, A.C. (ANCE) Comentario: Adicionar a cada una de las normas oficiales mexicanas referenciadas la fecha de declaratoria de vigencia publicada en el D.O.F. Texto propuesto: Para la correcta aplicación de esta Norma Oficial Mexicana, deben aplicarse las normas oficiales mexicanas siguientes o las que las sustituyan: NOM-001-SECRE-1997, Calidad del gas natural, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de enero de 1998. NOM-007-SECRE-1997, Transporte de gas natural, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 4 de febrero de 2000. NOM-006-SECRE-1999, Odorización del gas natural, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de enero de 1999. NOM-008-SECRE-1999, Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de enero de 2000. NOM-009-SECRE-2002, Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de febrero de 2002. NOM-014-SCFI-1997, Medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para gas natural o gas LP., publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de octubre de 1999. NOM-026-STPS-1998, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 13 de octubre de 1998. NOM-020-STPS-2002, Recipientes sujetos a presión y calderas-Funcionamiento-Condiciones de seguridad, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de enero de 2002. (Cancela a la NOM-122-STPS-1996). NOM-093-SCFI-1994, Válvulas de relevo de presión.- Seguridad, seguridad-alivio y alivio, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de diciembre de 1997.	Sí procede, porque facilita la consecución de las NOM referidas. Se incorporan todos los comentarios procedentes en el siguiente: Texto modificado Para la correcta aplicación de esta Norma Oficial Mexicana, deben aplicarse las normas oficiales mexicanas siguientes o las que las sustituyan: NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de marzo de 2004. NOM-006-SECRE-1999, Odorización del gas natural, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de enero de 1999. NOM-007-SECRE-1997, Transporte de gas natural, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 4 de febrero de 2000. NOM-008-SECRE-1999, Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de enero de 2000. NOM-009-SECRE-2002, Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de febrero de 2002. NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas (utilización), publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de septiembre de 1999. NOM-003-SEGOB-2002, Señales y avisos de protección civil, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 17 de septiembre de 2003. NOM-001-STPS-1999, Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo-Condiciones de seguridad e higiene, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 13 de diciembre de 1999. NOM-002-STPS-2000, Condiciones de seguridad, prevención y combate de incendios en los centros de trabajo, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de septiembre de 2000 NOM-004-STPS-1999, Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de mayo de 1999.

NOM-004-STPS-1999, Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de mayo de 1999. NOM-001-STPS-1999, Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo- Condiciones de seguridad e higiene, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 13 de diciembre de 1999. NOM-017-STPS-2001, Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 5 de noviembre de 2001. NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas (utilización), publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de septiembre de 1999.	NOM-005-STPS-1998, Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 2 de febrero de 1999. NOM-017-STPS-2001, Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 5 de noviembre de 2001. NOM-018-STPS-2000, Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de octubre de 2000. NOM-020-STPS-2002, Recipientes sujetos a presión y calderas-Funcionamiento-Condiciones de seguridad, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de enero de 2002. NOM-026-STPS-1998, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 13 de octubre de 1998. NOM-027-STPS-2000, Soldadura y corte. Condiciones de seguridad e higiene, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de marzo de 2001. NOM-014-SCFI-1997, Medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para gas natural o gas LP., publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de octubre de 1999. NOM-093-SCFI-1994, Válvulas de relevo de presión.- Seguridad, seguridad-alivio y alivio, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de diciembre de 1997.
Texto actual: 4.3 Area de transferencia marina: La parte de la planta de GNL que está en el mar.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía. Comentario: Para mejorar la claridad se sugiere cambiar al texto siguiente Texto propuesto: 4.3 Area de transferencia marina. El área de transferencia que está en la costa o costa afuera que se utiliza para descargar y recibir el Gas Natural Licuado transportado por buques.	Sí procede. Texto modificado: 4.3 Area de transferencia marina. El área de una terminal de almacenamiento de Gas Natural Licuado en el litoral o mar adentro que se utiliza para atracar los buques y descargar y recibir el Gas Natural Licuado transportado por dichos buques.
Texto actual: 4.4 Boil-off: El término que se usa para describir el vapor que se desprende en los tanques de almacenamiento de gas natural licuado.	

Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM	
Comisión Reguladora de Energía. Comentario: De conformidad con el inciso 5.1.3 de NMX-Z-013/1-1977-Guía para la redacción y estructuración de las normas mexicanas, se debe evitar el uso de barbarismos por lo que se sugiere cambiar al texto siguiente: Texto propuesto: 4.12 Evaporación de GNL: La formación de vapor por ebullición de la superficie del gas natural licuado dentro de los tanques de almacenamiento.		Sí procede. Texto modificado 4.12 Evaporación de GNL: La formación de vapor por ebullición de la superficie del gas natural licuado dentro de los tanques de almacenamiento.	
Asociación de Normalización y Certificación, A.C. Comentario: De conformidad con el inciso 5.1.3 de NMX-Z-013-1977-Guía para la redacción y estructuración de las normas mexicanas, se sugiere cambiar al texto siguiente: Texto propuesto: 4.4 Vapor generado (boil-off): El término que se usa para describir el vapor que se desprende en los tanques de almacenamiento de gas natural licuado.		Sí procede el comentario, pero el texto se modifica de acuerdo con la respuesta al comentario de Comisión Reguladora de Energía inmediato anterior.	
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Los ordenamientos legales expedidos por autoridades competentes en los Estados Unidos Mexicanos deben estar en idioma español. Este término no cumple con esta condición.		Sí procede , por lo que se eliminan del texto de la NOM todos los términos que no están en idioma español.	
Observación: El promovente Ing. Ricardo Aguirre Beltrán, presenta el mismo comentario sobre 8 párrafos de la NOM en los que aparecen términos en inglés. La respuesta a dichos comentarios es la misma que aparece en ésta. Para evitar repeticiones, se considera que los 8 comentarios mencionados quedan contestados con esta respuesta			
Texto actual: 4.5 Comisión: La Comisión Reguladora de Energía			
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM	
Comisión Reguladora de Energía. Comentario: Para evitar confusiones se sugiere cambiar este texto al siguiente: 4.5 CRE: La Comisión Reguladora de Energía		Sí procede , porque las siglas CRE son unívocas para identificar a la Comisión Reguladora de Energía.	
Texto actual: 4.11 Empresa autorizada: La persona moral <u>autorizada</u> por la Comisión para auxiliarla en la realización de las actividades de auditoría que se especifique en el Permiso y/o en la evaluación de la conformidad en los términos del artículo 74 de la Ley.			
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM	
Comisión Reguladora de Energía. Comentario: Para que la definición cumpla con el artículo 74 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización se sugiere cambiarla al capítulo 403, Definiciones del Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad con el texto siguiente: Texto propuesto: 403.6 Tercero Especialista (TE): La persona moral aprobada por la CRE para auxiliarla en la realización de la evaluación de la conformidad con la NOM y las Normas Aplicables, en los términos de la LFMN, hasta en tanto se acreditan y se aprueban UV.		Sí procede.	

Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Se debe corregir la definición, ya que de acuerdo con el artículo 74 de la LFMN, quienes podrán evaluar la conformidad son personas acreditadas y aprobadas.	No procede porque el comentario es inexacto. El artículo 74 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización prevé que la autoridad competente podrá auxiliarse de terceros especialistas en la materia correspondiente para efectos de evaluar la conformidad con la NOM. Dichos terceros especialistas, al no ser unidades de verificación, sólo requieren ser aprobados en este caso por la Comisión Reguladora de Energía.
Observación: El promovente Ing. Ricardo Aguirre Beltrán presenta el mismo comentario sobre 11 p irrafos de la NOM en los que aparece el término “empresa autorizada”; la respuesta a dichos comentarios es que en los párrafos aludidos, el término “empresa autorizada” se sustituye por “Tercero Especialista (TE)”	
Texto actual: 4.12 Fluido peligroso: Un líquido o gas que es corrosivo o tóxico o inflamable.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Se debe suprimir la definición 4.12 fluido peligroso por que este tipo de fluidos están definidos en las NOM-020-STPS-2002, NOM-018-STPS-2000 y NOM-005-STPS-1998	Sí procede, se elimina la definición y se incorporan como referencias en el capítulo 3 las NOM-005-STPS-1998, NOM-018-STPS-2000 y NOM-020-STPS-2002.
Texto actual: 4.15 Gas Licuado de Petróleo (GLP): El combustible en cuya composición predominan los hidrocarburos propano, butano o sus mezclas.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: En la definición 4.13 se establece que la mezcla de hidrocarburos debe estar en estado líquido lo que no se hace en la definición 4.15.	No procede ya que esta definición se elimina de acuerdo con la respuesta siguiente a la Comisión Reguladora de Energía.
Comisión Reguladora de Energía Comentario: Se sugiere suprimir esta definición porque no es relevante para la NOM y no se utiliza en el texto de la NOM	Sí procede
Sempre Energy México, S.A. de C.V. Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Se omitió el numeral 4.14 en las definiciones	Sí procede, se corrige la omisión
Texto actual: 4.16 Ley: La Ley Federal sobre Metrología y Normalización.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía. Comentario: Para evitar confusiones se sugiere cambiar este texto al siguiente: 4.16 LFMN: La Ley Federal sobre Metrología y Normalización.	Sí procede
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Se debe mencionar a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo	No procede. Véase la respuesta anterior. La NMZ-Z-13/1-1977 que es la Guía para la redacción, estructuración y presentación de las normas mexicanas, se menciona que el capítulo de definiciones es opcional e incluye a las definiciones que se consideren necesarias para el entendimiento de los términos usados en la norma.

Texto actual: 4.17 Operador de la planta de GNL: La persona moral <u>autorizada</u> por la Comisión para llevar a cabo las actividades de operación y mantenimiento de la planta de GNL.		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía. Comentario: Suprimir esta definición y cambiar en el texto de la NOM la palabra operador por permisionario por que éste es el único responsable del cumplimiento de la NOM.		Sí procede
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: La definición de operador debe considerarse conforme al concepto utilizado en el artículo 51 del Reglamento de Gas Natural.		No procede. Véase la respuesta inmediata anterior.
Texto actual: 4.19 Permisionario: El titular de un permiso de almacenamiento en los términos del Reglamento de Gas Natural.		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: La definición de permisionario debe considerarse conforme al concepto utilizado en el artículo 51 del Reglamento de Gas Natural.		No procede. La NMX-Z-13/1-1977 que es la Guía para la redacción, estructuración y presentación de las normas mexicanas, se menciona que el capítulo de definiciones es opcional e incluye a las definiciones que se consideren necesarias para el entendimiento de los términos usados en la norma.
Texto actual: 4.20 Persona Encargada de las Operaciones de Transferencia en la Costa (PEOCTB): La persona designada por el operador de la Planta de GNL para monitorear las operaciones de descarga del buque de GNL.		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía. Comentario: Se sugiere suprimir esta definición y modificar el texto de la NOM para evitar confusión respecto de que el permisionario es el único responsable del cumplimiento de la NOM.		Sí procede
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: La definición de "Persona encargada de las operaciones de transferencia en la costa", es incorrecta con relación al concepto de operador utilizado en el Reglamento de Gas Natural, además se le están asignando obligaciones propias del patrón a un trabajador.		No procede. Véase la respuesta anterior.
Texto actual: 4.21 Planta de GNL: El sistema compuesto por instalaciones y equipos aptos para descargar GNL de <u>buques tanque</u> , conducirlo a los tanques de almacenamiento y bombearlo a las instalaciones vaporización para entregarlo a un sistema de transporte por ductos.		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Para efectos de esta Norma, la definición relevante no es la de planta de GNL, sino la de "planta de almacenamiento de gas natural licuado" que definitivamente debe incluir el concepto de almacenamiento.		Sí procede

Comisión Reguladora de Energía. Comentario: Se sugiere sustituir la definición 4.21 por las definiciones siguientes: Texto propuesto: En el capítulo 104 la Parte 1 de plantas de almacenamiento en tierra firme: 104.31 Terminal de almacenamiento de GNL en el litoral o en la costa: El sistema compuesto por instalaciones y equipos instalados en tierra firme en un predio ubicado en el litoral, aptos para recibir Gas Natural Licuado de buques, conducirlo a los tanques de almacenamiento y vaporizarlo para entregar gas natural a un sistema de transporte por ductos. 104.32 Terminal de almacenamiento de GNL tierra adentro: El sistema compuesto por instalaciones y equipos instalados en tierra firme fuera del litoral, aptos para recibir Gas Natural Licuado, conducirlo a los tanques de almacenamiento y vaporizarlo para entregar gas natural a otro sistema. En el capítulo 202 de la Parte 2 de plantas de almacenamiento de GNL costa afuera: 202.8 Terminal de almacenamiento de GNL mar adentro o costa afuera: El sistema compuesto por instalaciones y equipos instalados en una Estructura Fija por Gravedad sobre el fondo del mar, aptos para recibir Gas Natural Licuado de buques, conducirlo a los tanques de almacenamiento y vaporizarlo para entregar gas natural a un sistema de transporte por ductos submarinos hasta la costa.		Sí procede
Texto actual: 4.25 Reglamento: El Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía. Comentario: Para evitar confusiones se sugiere cambiar este texto al siguiente: Texto propuesto: 4.25 RLFMN: El Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.		Sí procede porque el acrónimo evita confusiones se cambia según el siguiente: Texto modificado: 4.25 RLFMN: El Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Dado el contenido de esta norma, por Reglamento debe entenderse el Reglamento de Gas Natural.		No procede porque la definición se cambia de acuerdo con la respuesta al comentario de la Comisión Reguladora de Energía.
Texto actual: No existe		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía. Comentario: Se sugiere incluir las siguientes definiciones porque son de uso común en la industria del gas natural licuado en el ámbito internacional y porque facilitan la redacción de la norma y de su procedimiento para la evaluación de la conformidad. Texto propuesto: 104.4 Buque de GNL o buque: El barco dedicado a transportar Gas Natural Licuado de las plantas de licuefacción a las plantas de almacenamiento. 104.6 Contenedor autosoportado: El contenedor que está diseñado estructuralmente para soportar las cargas a las que se prevé será sometido. 104.14 Evaporación súbita de GNL: La formación repentina de vapor en los tanques de almacenamiento ocasionada por el movimiento súbito del Gas Natural Licuado dentro de los tanques de almacenamiento debido a la estratificación causada por la diferencia de densidades. 104.16 Ingeniería Básica y de Diseño del Proyecto (IBDP): Las especificaciones del diseño de la planta de almacenamiento de gas natural licuado con el nivel de detalle necesario para iniciar con las actividades de Ingeniería de construcción, Procuración de materiales, componentes y equipos, y Construcción de dicha terminal. 104.17 Ingeniería, Procuración y Construcción (IPC): Las especificaciones de trabajos de ingeniería, fabricación y construcción requeridas para construir los diferentes componentes de la planta de almacenamiento de gas natural licuado, hasta la puesta en marcha y pruebas previas a la entrada en operación de dicha terminal.		Sí procede

104.19 Normas aplicables: Las normas oficiales mexicanas y normas mexicanas aplicables en la Ingeniería Básica y de Diseño del Proyecto (IBDP) y en la Ingeniería, Procuración y Construcción (IPC). En lo no previsto o en ausencia de éstas, el permisionario debe cumplir bajo su responsabilidad y sujeto a la autorización de la Comisión Reguladora de Energía en los términos del artículo 49 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, las normas internacionales, y a falta de éstas, con las prácticas internacionalmente reconocidas que resulten aplicables. 104.20 Peligro: La condición que tiene potencial para iniciar un incidente o accidente 104.28 Riesgo: La Probabilidad de que ocurra el incidente o accidente.	
Texto actual: 5. Ubicación de la planta de GNL 5.1 Deben considerarse los siguientes factores para determinar la ubicación de la planta de GNL. 5.1.1 El predio debe tener el tamaño adecuado que permita cumplir con las distancias mínimas entre los recipientes de GNL, los tanques de almacenamiento de líquidos inflamables, estructuras y equipo de planta. Dichas distancias deben evaluarse para cada uno de esos componentes hasta los límites de la planta, así como entre ellos mismos. 5.1.2 El lugar debe ser accesible por mar, aire y tierra en cualquier condición climática para seguridad del personal y de la planta en la eventualidad de un incendio o accidente. 5.1.3 El terreno debe reunir, dentro de lo posible, condiciones que propicien la protección de la planta contra las fuerzas de la naturaleza, por ejemplo, inundaciones, marejadas, sismos, entre otros 5.1.4 Las características topográficas del terreno deben ayudar a recolectar y retener el GNL y/o líquidos inflamables derramados dentro de los límites de la planta de GNL, así como facilitar la conducción y drenado de agua superficial. 5.1.5 El lugar debe tener dimensiones que permitan cumplir con las distancias para mitigar la radiación térmica de un eventual incendio y la dispersión de mezclas combustibles de gases. Esto se debe verificar usando modelos adecuados de diseño para evaluar derrames y su impacto ambiental. 5.1.6 Se deben analizar otros factores relativos a la ubicación específica que tengan efectos sobre el personal de la planta de GNL y la seguridad de la población vecina. 5.2 Para la selección del sitio se deben realizar los estudios que, de manera enunciativa mas no limitativa, se mencionan a continuación: 5.2.1 Del suelo y del subsuelo. 5.2.2 Del riesgo de incendio de la vegetación aledaña, en su caso. 5.2.3 De ríos y mantos acuíferos subterráneos y superficiales. 5.2.4 Oceanográficos y de actividad marítima. 5.2.5 Climatológicos y sismológicos.	
Promoviente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
ChevronTexaco de México, S. A. de C. V. 5.1.2 El lugar debe ser accesible por mar, aire y tierra en cualquier condición climática para seguridad del personal y de la planta de almacenamiento en la eventualidad de un incendio o accidente. Comentario: No se podrá cumplir la disposición en todo momento por las tres vías. Primero, no se puede llegar costa afuera por vía terrestre. Segundo, existirán condiciones climatológicas que impedirán el acceso aéreo pero harán disponible el acceso por agua. También podrán existir pronósticos del tiempo que harán que los operadores prudentes cierren la planta de almacenamiento y evacuen al personal (este evento ocurre más frecuentemente en el Golfo de México debido a los huracanes). Debido a la imposibilidad de tener acceso por mal clima, sugerimos la inclusión de "encontrarse personal en las instalaciones de la planta de almacenamiento" Texto propuesto: 5.1.2 El lugar debe ser accesible por mar, aire y tierra en cualquier condición climática en caso de encontrarse personal en las instalaciones de la planta de almacenamiento, para seguridad del personal y de la planta de almacenamiento en la eventualidad de un incendio o accidente.	Sí procede

Comisión Reguladora de Energía. Comentario: Para aclarar el objetivo de este capítulo se propone cambiar al siguiente: Texto propuesto: 105 Ubicación de la planta de almacenamiento de GNL 105.1 La ubicación de la planta de almacenamiento de GNL deberá sujetarse a las especificaciones generales siguientes, sin perjuicio de las características específicas que resulten del análisis de riesgos del capítulo 106 de esta NOM, ni de las obligaciones que establezcan otras normas oficiales mexicanas y disposiciones jurídicas aplicables de manera específica, competencias de otras autoridades. 105.2 El sitio donde se instale la planta de almacenamiento de GNL debe ser accesible por aire, tierra y mar, en su caso, para seguridad del personal y de la planta en la eventualidad de un incendio o accidente. Se deben determinar los límites de las condiciones climáticas que permitan el acceso al sitio para evacuar al personal en caso de que se prevean condiciones climáticas más severas que pudieran impedir el acceso a la planta. 105.3 Para plantas de almacenamiento que recibirán el GNL de buques, el acceso marítimo al sitio debe permitir las maniobras de entrada y salida, en operación normal y de emergencia de los buques con la máxima seguridad. 105.4 El predio debe tener la configuración y dimensiones adecuadas para cumplir con los requisitos establecidos en el capítulo 107 de esta NOM. 105.5 El predio debe tener la configuración que propicie dentro de lo posible, la protección de la planta contra las fuerzas de la naturaleza, por ejemplo, inundaciones, marejadas, sismos, entre otros. 105.6 El predio debe tener las características topográficas adecuadas para recolectar y retener el GNL y/o líquidos inflamables derramados dentro de los límites del predio, en su caso, así como facilitar la conducción y drenado de agua superficial. 105.7 Se deben realizar los estudios que, de manera enunciativa mas no limitativa, se mencionan a continuación para comprobar que el predio se ubica en una zona que tiene las condiciones adecuadas para instalar la terminal de almacenamiento de GNL: a) Del suelo y del subsuelo. b) De análisis de riesgo para definir contornos de riesgo relativos a la terminal. c) De riesgo de incendio de la vegetación aledaña, en su caso. d) De ríos y mantos acuíferos subterráneos y superficiales. e) Climatológicas y sismológicas. 105.8 Para las terminales de almacenamiento de GNL que reciben el GNL de buques, se deben realizar adicionalmente estudios oceanográficos y de actividad marítima, incluyendo el acceso marítimo al sitio y los movimientos de los buques y otras embarcaciones que, en su caso, se encuentren operando en la zona de influencia de la terminal.	Sí procede
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: El apartado 5.1.6 dice: Analizar otros factores relativos a la ubicación específica que tengan efectos sobre el personal de la planta de GNL y la seguridad de la población vecina, sin indicar uno sólo de ellos.	No procede porque este inciso se cambia de acuerdo con la respuesta al comentario de la Comisión Reguladora de Energía.
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Capítulo 5 Ubicación de la planta de GNL La Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental en su Artículo 145, establece: "La SEMARNAT promoverá que en la determinación de los usos del suelo se especifiquen las zonas en las que se permita el establecimiento de industrias, comercios o servicios considerados riesgosos por la gravedad de los efectos que pueden generar en los ecosistemas o en el ambiente tomándose en consideración:	No procede, la regulación de la actividad de almacenamiento de gas natural, le corresponde únicamente a la Comisión Reguladora de Energía en los términos de los artículos 2 fracción VI y 3 fracción VIII de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y 7 y 14 del Reglamento de Gas Natural. El comentario es notoriamente improcedente, e implicaría que cualquier NOM sea expedida de manera conjunta por las autoridades competentes. La obligación de los permisionarios ante la Comisión Reguladora de Energía debe cumplirse sin perjuicio de las demás autorizaciones por otras autoridades.

I. Las condiciones topográficas, meteorológicas, climatológicas, geológicas y sísmicas de las zonas; II. Su proximidad a centros de población, previendo las tendencias de expansión del respectivo asentamiento y la creación de nuevos asentamientos; III. Los impactos que tendría un posible evento extraordinario de la industria, comercio o servicio de que se trate, sobre los centros de población y sobre los recursos naturales; IV. La compatibilidad con otras actividades de las zonas; V. La infraestructura existente y necesaria para la atención de emergencias ecológicas; y VI. La infraestructura para la dotación de servicios básicos. Queda claro entonces que la Semarnat regula también el bien, servicio, proceso, actividad o materia del proyecto de norma en comento, por lo que es competente para emitir conjuntamente esta norma	La Comisión Reguladora de Energía tiene la atribución de expedir y publicar normas oficiales mexicanas en el ámbito de la materia de su competencia en los términos del artículo 34 del Reglamento interior de la Secretaría de Energía. Adicionalmente a lo antes expuesto, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos que revisó y aprobó el proyecto de NOM cuenta con representantes de diversas dependencias del Gobierno Federal, así como de los sectores productivo y social, tal y como lo establece la Ley Federal sobre Metrología y Normalización de acuerdo con el artículo 62 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
Texto actual: 6 Análisis de riesgos 6.1 La ubicación de las instalaciones y el diseño de la planta de GNL deben estar fundamentados en un análisis de riesgos cuya metodología se describe en esta sección. Lo anterior, sin perjuicio del análisis de riesgos específicos que el permisionario deberá presentar ante las autoridades competentes y de conformidad con la legislación que resulte aplicable. El análisis de riesgos debe comprobar que la localización y la instalación de la planta de GNL no presenta un riesgo inaceptable para el público. Se debe establecer claramente el método para expresar el riesgo potencial establecido.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía. Comentario: El capítulo 6 establece la metodología para realizar el análisis de riesgos en el interior del predio en el que se instalará el sistema de GNL para que se cumplan los requisitos de seguridad dentro de los límites del predio que establece la norma. Se aplica para determinar los riesgos en el interior de la planta de GNL debidos a los peligros en el interior y en el exterior y no a los riesgos de la planta sobre el exterior, los cuales son competencia de otras autoridades, entre ellas, la SEMARNAT y las autoridades locales. Para mejorar la claridad se propone cambiar al texto siguiente: Texto propuesto: 106 Análisis de riesgos dentro de la planta de GNL 106.1 De conformidad con el alcance de esta NOM la ubicación y el diseño de la planta de almacenamiento de GNL deben estar fundamentados en un análisis de riesgos del predio donde se localicen las instalaciones correspondientes, de acuerdo con la metodología se describe en este capítulo. Lo anterior, sin perjuicio de los análisis de riesgos más allá de los límites de la planta de almacenamiento de GNL según lo requieran otras disposiciones jurídicas aplicables por otras autoridades competentes y con el alcance determinado por ellas.	Sí procede
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Las Secretarías de Gobernación, de Energía, de Comercio y Fomento Industrial (actualmente Economía), de Salud, y del Trabajo y Previsión Social regulan también el bien, servicio, proceso, actividad o materia del proyecto de norma en comento, por lo que son competentes para emitir conjuntamente esta norma.	No procede, la regulación de la actividad de almacenamiento de gas natural, le corresponde únicamente a la Comisión Reguladora de Energía en los términos de los artículos 2 fracción VI y 3 fracción VIII de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y 14 del Reglamento de Gas Natural. El comentario es notoriamente improcedente, e implicaría que cualquier NOM sea expedida de manera conjunta por las autoridades competentes.

		La obligación de los permisionarios ante la Comisión Reguladora de Energía debe cumplirse sin perjuicio de las demás autorizaciones por otras autoridades. La Comisión Reguladora de Energía tiene la atribución de expedir y publicar normas oficiales mexicanas en el ámbito de la materia de su competencia en los términos del artículo 34 del Reglamento interior de la Secretaría de Energía. Adicionalmente a lo antes expuesto, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos que revisó y aprobó el proyecto de NOM cuenta con representantes de diversas dependencias del Gobierno Federal así como de los sectores productivo y social, tal y como lo establece la Ley Federal sobre Metrología y Normalización de acuerdo con el artículo 62 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
Texto actual:		
6.2 Metodología. La metodología del análisis de riesgos aplicada a la planta de GN - <u>puede ser</u> probabilística y/o determinística.		
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM	
Comisión Reguladora de Energía		Sí procede
Comentario: Para determinar los niveles de riesgo dentro de la planta se deben aplicar tanto la metodología determinística para definir los peligros y probabilística para establecer las probabilidades de que se inicie un incidente o accidente. Texto propuesto: 106.2 Metodología. La metodología del análisis de riesgos aplicada a la planta de GNL debe ser probabilística y determinística.		
Texto actual:		
6.2.1 El enfoque probabilístico debe considerar lo siguiente: a) Recolección de datos sobre tasas de falla. b) Definición de riesgos potenciales de origen interno y externo a la planta de GNL. c) Determinación y clasificación de la probabilidad de estos riesgos. 1. Frecuente, 2. Posible, 3. Raro, 4. Extremadamente raro, 5. Improbable, 6. Probabilidad no cuantificable. d) Determinación de los efectos potenciales de cada riesgo y su ubicación dentro de las clases de efectos, 1. Catastrófico, 2. Grave, 3. Significante, 4. Reparable, 5. Nulo. e) Clasificación de accidentes de acuerdo con sus efectos y probabilidad para determinar el nivel de riesgo. 1. No aceptable, 2. Debe mejorarse, 3. Normal.		
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM	
Comisión Reguladora de Energía.		Sí procede
Comentario: Debe aplicarse la palabra correcta entre peligro y riesgo para mejorar la claridad del texto por lo que se proponen los cambios siguientes: Texto propuesto: 106.2.1 El enfoque probabilístico debe considerar lo siguiente: a) Recolección de datos sobre tasas de falla. b) Identificación de las condiciones peligrosas de origen interno y externo a la planta de almacenamiento de GNL.		

c) Determinación y clasificación de la probabilidad de ocurrencia de las condiciones peligrosas identificadas de acuerdo con los conceptos siguientes: 1. Frecuente, 2. Posible, 3. Raro, 4. Extremadamente raro, 5. Improbable, 6. Probabilidad no cuantificable. La evaluación de la probabilidad de ocurrencia de las condiciones peligrosas debe realizarse de conformidad con las Normas Aplicables. d) Cuantificación de las consecuencias de cada accidente sobre las personas y los bienes para clasificarlas en: 1. Catastrófica, 2. Grave, 3. Significante, 4. Reparable, 5. Nula. La evaluación de las consecuencias de cada accidente debe realizarse de conformidad con las Normas Aplicables. e) Clasificación de los accidentes de acuerdo con las consecuencias cuantificadas y la probabilidad de ocurrencia para determinar el nivel de riesgo en: 1. No aceptable, 2. Debe mejorarse, 3. Normal. f) Una matriz de niveles de riesgos y su análisis comparativo con referencia a instalaciones similares, y verificar que ningún riesgo se clasifica en la categoría de "No aceptable".	
Texto actual: 6.2.2 El enfoque determinístico debe considerar lo siguiente: a) Definición de riesgos potenciales de origen interno y externo a la planta de GNL. b) Establecimiento de riesgos creíbles. c) Determinación y cuantificación de los efectos de los riesgos. d) Justificación de las medidas necesarias para mejorar la seguridad y limitar los riesgos	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía. Comentario: Debe aplicarse la palabra correcta entre peligro y riesgo para mejorar la claridad del texto por lo que se propone hacer los cambios siguientes: Texto propuesto: 106.2.2 El enfoque determinístico debe considerar lo siguiente: a) Definición de peligros de origen interno y externo a la planta de almacenamiento de GNL. b) Establecimiento de peligros probables. c) Determinación y cuantificación de las consecuencias de un accidente. d) Justificación de las medidas necesarias para mejorar la seguridad y limitar los riesgos.	Sí procede
Texto actual: 6.2.3 La evaluación de riesgos puede basarse en métodos convencionales como: a) Estudio de riesgo y operabilidad (ERO). b) Análisis del efecto de modo de falla (AEF). c) Método de árbol de eventos (MAE). d) Método de árbol de fallas (MAF). El procedimiento general de evaluación de riesgos debe realizarse en la fase inicial del diseño de la planta de GNL y deberá repetirse cuando se identifiquen riesgos inaceptables durante el diseño.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía. Comentario: Debe aplicarse la palabra correcta entre peligro y riesgo para mejorar la claridad del texto por lo que se propone hacer los cambios siguientes: Texto propuesto: 106.2.3 La identificación de los peligros y evaluación de las consecuencias de un accidente puede basarse en métodos convencionales como: a) Estudio de Peligros de la Operación (EPO). b) Análisis del Efecto de modo de Falla (AEF). c) Método de Arbol de Eventos (MAE). d) Método de Arbol de Fallas (MAF).	Sí procede

106.2.4 Se debe definir el procedimiento de evaluación de riesgos que debe realizarse en la fase inicial del diseño de la planta de almacenamiento de GNL, el cual debe actualizarse durante el desarrollo de la ingeniería de detalle de la planta de almacenamiento de GNL a efecto de identificar cualquier incremento en el nivel de riesgo y eliminar riesgos no aceptables. 106.2.5 Se deben realizar Estudios de Peligros de la Operación (EPO) detallados cuando los Diagramas de Tuberías e Instrumentación (DTI) para el proceso y demás sistemas estén desarrollados y se deben repetir en caso de cambios de diseño o de construcción.	
Texto actual: 6.3 Identificación de riesgos de origen externo. Se deben realizar los estudios para identificar los posibles riesgos del entorno natural, urbano e industrial y de las vías de comunicación al exterior de la planta de GNL y que son causados, entre otros, por lo siguiente:	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía. Comentario: Se sugiere cambiar el término riesgo por peligro, ya que el texto se refiere a la identificación de los peligros de origen externo Texto propuesto: 106.3 Identificación de peligros de origen externo. Se deben realizar los estudios para identificar los posibles peligros del entorno natural, urbano e industrial y de las vías de comunicación en el exterior de la planta de almacenamiento de GNL y que son causados, entre otros, por lo siguiente:	Sí procede
Texto actual: 6.4.1 Riesgos específicos del GNL. El riesgo de fugas de GNL y de gas natural debe considerar, al menos, los rubros siguientes: a) Probabilidad de ocurrencia b) Localización de la fuga c)	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía Comentario: Se sugiere cambiar el término riesgo por peligro y para mayor claridad cambiar al texto siguiente: Texto propuesto: 106.4.1 Peligros específicos del GNL. Se deben determinar los peligros por fugas de GNL en los sistemas siguientes: 106.4.1 Peligros específicos del GNL. a) Se deben determinar los peligros por fugas de GNL en los sistemas siguientes: 1. De recepción y de tuberías de conducción de GNL y de retorno de vapor al buque de GNL. 2. De recepción del GNL y de interconexión del buque con la terminal de almacenamiento de GNL. 3. De almacenamiento y de proceso. b) El peligro debido a fugas de GNL y gas natural se puede evaluar por las consecuencias de un accidente definidas en función de los rubros siguientes: 1. Identificación del origen posible y probabilidad de ocurrencia. 2. Localización de la fuga. 3. Tipo de fluido, GNL o gas natural. 4. Flujo y duración de la fuga. 5. Condiciones climáticas y factores de dispersión de vapores. 6. Efectos de origen natural, de la topografía del suelo y de temperaturas criogénicas sobre las estructuras de la terminal.	Sí procede
Comisión Federal de Electricidad Comentario: Añadir de manera específica en el inciso 6.4.1 lo referente al sistema de detección de fugas pues sólo se menciona "b) Localización de la fuga"	No procede, porque no es la finalidad del inciso describir los sistemas de detección de fugas, sino especificar los aspectos de una fuga que deben ser considerados en la determinación de los peligros ocasionados por la misma.
Texto actual: 7.1 Aspectos generales: 7.1.1 Para minimizar la posibilidad de que descargas accidentales de GNL ponga en peligro propiedades vecinas o equipo de proceso y estructuras importantes dentro de la planta de GNL o que lleguen a vías de agua, se deben contar con medidas integrales de diseño y operación de la planta de GNL, de acuerdo con uno de los siguientes métodos:	

7.1.1.1 Un área de retención alrededor de los recipientes conformada por una barrera natural, dique, muro de contención o combinación de los anteriores que cumplan con los párrafos 7.2 y 7.3. 7.1.1.2 Un área de retención conformada por una barrera natural, dique, excavación, muro de contención o combinación de los anteriores que cumpla con los párrafos 7.2 y 7.3, más un sistema de drenaje natural o artificial, que rodee a los recipientes y que cumpla con los párrafos 7.2 y 7.3. 7.1.1.3 En el caso donde el recipiente se construya debajo o parcialmente debajo del nivel circundante, un área de retención formada por una excavación que cumpla con los párrafos 7.2 y 7.3.		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía Comentario: Para simplificar la redacción se propone que se cambie al siguiente: Texto propuesto: 107.1.1 Para minimizar la posibilidad de que descargas accidentales de GNL pongan en peligro propiedades vecinas o equipo de proceso y estructuras importantes dentro de la planta de GNL o que lleguen a vías de agua, se deben contar con elementos integrales de diseño y operación de la planta de almacenamiento de GNL, en otros, áreas de retención, drenajes y áreas de confinamiento del GNL. 107.1.2. Las áreas de retención pueden estar formadas por una barrera natural, dique, excavación, muro de contención o combinación de los anteriores, más un sistema de drenaje natural o artificial que cumpla con las secciones 107.2 y 107.3 de esta NOM.		Sí procede
Texto actual: 7.2 Diseño y capacidad del área de retención y del sistema de drenaje. <u>Las condiciones establecidas en esta sección, corresponden a un diseño determinado (el tanque de almacenamiento que cumpla con los requisitos mínimos que establece esta Norma. Si como resultado del análisis de riesgos, se determina que deben excederse los parámetros aquí descritos, entonces el diseño del área de retención, del sistema de drenaje y, en su caso, de los tanques de almacenamiento y otros equipos debe corresponder a los riesgos identificados mediante el análisis de riesgos.</u> 7.2.1 Las áreas de retención que sirven a los recipientes de GNL deben contar con una capacidad volumétrica mínima, V, que incluya cualquier capacidad de retención útil del área de drenaje y que considere el volumen desplazado por hielo o nieve acumulada, otros recipientes y equipos, según lo siguiente: 7.2.1.1 En áreas de retención que sirvan a un solo recipiente, V es igual al volumen total del líquido en dicho recipiente, suponiendo que éste se encuentra lleno. 7.2.1.2 En áreas de retención que sirvan a más de un recipiente y que cuenten con medidas para evitar que las bajas temperaturas o la exposición al fuego, resultantes de la fuga de cualquier recipiente al que sirvan, provoquen una fuga subsecuente de cualquier otro recipiente servido, V es igual al volumen total del líquido en el recipiente servido más grande, suponiendo que se encuentra lleno. 7.2.1.3 En áreas de retención que sirvan a más de un recipiente sin medidas establecidas de acuerdo con el subinciso 7.2.1.2, V es igual al volumen total del líquido en todos los recipientes servidos, suponiendo que todos están llenos. 7.2.2 El área de retención para zonas de vaporización, proceso o transferencia de GNL, debe tener una capacidad volumétrica mínima igual al volumen mayor del GNL o líquido inflamable que sea posible descargar en el área durante un periodo de 10 minutos a partir de cualquier fuente de fuga accidental simple o durante menos tiempo, si se cuenta con medidas de supervisión y paro demostrables que se han aceptadas por la Comisión. 7.2.3 No deben utilizarse los canales de drenaje cerrados para el GNL, excepto aquellos que provienen de los tanques de dicho combustible que se utilizan para alejar rápidamente el GNL derramado de las áreas críticas, en las cuales sí está permitido que sean cerrados sólo si están dimensionados para la rapidez prevista del flujo de líquido y la formación de vapor. 7.2.4 Los diques, muros de retención y sistemas de drenaje para la contención del GNL pueden ser de tierra compactada, concreto, metal u otros materiales; y pueden ser independientes del recipiente o formar un terraplén integral al recipiente o construirse contra el recipiente. Estos, al igual que sus penetraciones, deben diseñarse para resistir: la carga hidrostática total del GNL o del refrigerante embalsado, el efecto del enfriamiento rápido hasta la temperatura del líquido que se va a confinar, cualquier exposición al fuego prevista, así como las fuerzas naturales, tales como sismo, viento y lluvia, entre otros. Si la pared exterior de un tanque de doble pared cumple con estos requisitos, debe considerarse a ésta como el área de retención para determinar las distancias del área del sitio definidas en el párrafo 7.3. Si la integridad de la contención de dicha pared exterior puede ser afectada por una falla del tanque interno, debe proveerse un área de retención adicional para satisfacer los requisitos del inciso 7.2.1.		

7.2.5 Los diques, paredes de contención y canales de drenaje para la contención de líquido inflamable deben apegarse a las normas y disposiciones técnicas vigentes en México que resulten aplicables con relación a esta materia y, a falta de éstas, deben apegarse a prácticas internacionalmente reconocidas y contar con la previa aprobación de la Comisión. 7.2.7 Se debe contar con medios para desalojar el agua de lluvia o de otro tipo del área de retención. Para ello, se permiten bombas de sumidero controladas automáticamente, equipadas con un dispositivo de paro automático que evite su operación cuando se expongan a las temperaturas del GNL. Las tuberías, válvulas y accesorios cuya falla pueda permitir que el líquido escape del área de retención deben soportar la exposición continua a las temperaturas del GNL. Si se utiliza drenaje por gravedad para eliminar el agua, éste debe contar con los medios para evitar que el GNL escape por el sistema de drenaje. 7.2.8 Los sistemas aislantes utilizados para las superficies de contención deben ser, en su condición ya instalada, no combustibles y adecuados para el servicio requerido, considerando las cargas y los esfuerzos térmicos y mecánicos previstos.		
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM	
Comisión Reguladora de Energía Comentario: Para mejorar la redacción y claridad se sugiere suprimir el primer párrafo del inciso 7.2 y el inciso 7.2.5, e incorporar los incisos 107.2.6, 107.2.7 y 107.2.8 y modificar el orden de los demás incisos, de acuerdo con el texto siguiente: Texto propuesto: 107.2 Diseño y capacidad del área de retención y del sistema de drenaje 107.2.1 Los diques, muros de retención y sistemas de drenaje para la retención del GNL pueden ser de tierra compactada, concreto, metal u otros materiales adecuados para este uso. Dichos materiales, al igual que sus penetraciones, deben resistir: la carga hidrostática del GNL, el efecto del enfriamiento rápido hasta la temperatura del GNL, la exposición al fuego prevista, así como las fuerzas naturales, tales como sismo, viento y lluvia, entre otros. 107.2.2 Se debe contar con medios para desalojar el agua de lluvia o de otro tipo del área de retención. Para ello, se permiten bombas sumergidas controladas automáticamente, equipadas con un dispositivo de paro automático que evite su operación cuando se expongan a las temperaturas del GNL. Las tuberías, válvulas y accesorios cuya falla pueda permitir que el líquido escape del área de retención deben soportar la exposición continua a las temperaturas del GNL. Si se utiliza drenaje por gravedad para eliminar el agua, éste debe contar con los medios para evitar que el GNL pueda penetrar y esparcirse por el sistema de drenaje de la planta. 107.2.3 Los sistemas aislantes utilizados para las superficies de contención deben ser, una vez instalados, no combustibles y adecuados para el servicio requerido, considerando los esfuerzos térmicos y mecánicos previstos. 107.2.4 Deben utilizarse canales y no ductos cerrados para el drenaje del GNL, excepto los ductos que se utilizan para conducir el GNL derramado en las áreas críticas, los cuales deben estar dimensionados para conducir el GNL de acuerdo con la rapidez prevista del flujo de líquido y de la formación de vapor. 107.2.5 El área de retención para zonas de vaporización, proceso o transferencia de GNL, debe tener una capacidad volumétrica mínima igual al volumen mayor del GNL o líquido inflamable que sea posible descargar en el área durante un periodo de 10 min a partir de cualquier fuga simple, o durante un tiempo menor, si se cuenta con medidas de control aceptadas como práctica común en la industria. 107.2.6 En los tanques de contención doble y de contención total el área de retención es el contenedor secundario de acuerdo con lo especificado en el capítulo 109 de esta NOM. 107.2.7 Los tanques de contención sencilla de acuerdo con lo especificado en el capítulo 109 de esta NOM, deben contar con un área de retención que cumpla con los requisitos siguientes: - Las áreas de retención que sirven a tanques de GNL deben contar con una capacidad volumétrica mínima, V, que incluya cualquier capacidad de retención útil del área de drenaje y que considere el volumen desplazado por otros tanques y equipos, hielo y nieve acumulada, entre otros: - Los tanques que contienen otros líquidos peligrosos no deben ubicarse dentro del área de retención de los tanques de GNL. - En áreas de retención que dan servicio a un solo tanque V es igual al volumen total del líquido en dicho tanque, suponiendo que éste se encuentra lleno. - En áreas de retención que dan servicio a más de un tanque y que cuenten con medidas para evitar que las bajas temperaturas o la exposición al fuego, resultantes de la fuga de cualquier tanque al que sirvan, provoquen una fuga subsecuente de cualquier otro tanque servido, V es igual al volumen total del líquido del tanque más grande al que dan servicio, suponiendo que éste se encuentra lleno.		Sí procede

- e) En áreas de retención que dan servicio a más de un tanque y sin considerar las medidas establecidas en el punto c) anterior, V es igual al volumen total del líquido en todos los tanques a los que dan servicio, suponiendo que todos están llenos.
- f) La altura del dique o de la pared de contención y la distancia desde los recipientes que operan a 100 kPa o menos deben determinarse de acuerdo con la figura 107.2.7 siguiente: (no se modifica).

107.2.8 Si como resultado del análisis de riesgos a que hace referencia el capítulo 106 de esta NOM, se determina que deben excederse los parámetros aquí descritos, entonces el diseño del área de retención, del sistema de drenaje y, en su caso, de los tanques de almacenamiento y otros equipos, debe ser congruente con los riesgos identificados mediante dicho análisis de riesgos.

Texto actual:

7.3.5 El derrame de diseño está especificado en la tabla 7.3.5 siguiente:

Tabla 7.3.5 - Derrame de diseño

Penetración del recipiente	Derrame de diseño	Duración del derrame de diseño	Comisión
Recipientes con penetraciones debajo del nivel del líquido sin válvulas de cierre internas.	Un derrame a través de una abertura supuesta en, y de igual área a, aquella penetración debajo del nivel de líquido que produciría el flujo mayor de un recipiente inicialmente lleno. Usar el contenedor con el flujo más grande si hay más de un contenedor en el área de retención.	Usar la fórmula $q = 4/3d^2 \sqrt{h}$ hasta que la diferencia de nivel entre la abertura sea 0 (0).	
Recipientes llenos hasta el tope, sin penetraciones debajo del nivel del líquido.	El flujo mayor de cualquier tubería sencilla que podría bombearse al área de retención, considerando que las bombas de extracción del líquido del contenedor entregan su caudal a su capacidad nominal máxima.	El flujo mayor de cualquier tubería sencilla que podría bombearse al área de retención, considerando que las bombas de extracción del líquido del contenedor entregan su caudal a su capacidad nominal máxima. (1) Durante 10 minutos si se demuestra la viabilidad del paro, y los aprueba la Comisión. (2) Durante el tiempo necesario para vaciar el recipiente lleno si se aprueben la viabilidad y el paro.	
Recipientes con penetraciones debajo del nivel del líquido con válvulas de cierre internas de conformidad con 11.4.3.	El flujo a través de una abertura supuesta en, y de igual área a, aquella penetración debajo del nivel de líquido que produciría el flujo mayor desde un recipiente inicialmente lleno.	Use la fórmula $q = 4/3d^2 \sqrt{h}$ por 1 hora.	
Áreas de retención que sirven sólo a áreas de evaporación, proceso o transferencia de C.N.L.	El flujo desde cualquier fuente de fuga accidental.	Durante 10 minutos o tiempo más corto si en medidas de viabilidad y paro aceptadas por la Comisión.	

Nota: q es flujo de líquido en m³/min, d es el diámetro en mm de la penetración del tanque debajo del nivel del líquido, h es la altura en m del líquido sobre la penetración en el recipiente cuando éste se encuentra lleno.

Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM								
Comisión Reguladora de Energía Comentario: En el inciso 9.1.1 de esta NOM se especifica que no se permiten penetraciones en el contendor primario abajo del nivel máximo de diseño del GNL, por lo que se sugiere eliminar de la tabla 7.3.5 los requisitos relativos a penetraciones debajo de nivel máximo de GNL.		Sí procede								
Texto propuesto: Tabla 107.3.5 - Criterios de diseño para derrames <table><tr><th>Origen del derrame</th><th>Criterios de diseño</th><th>Duración del derrame de diseño</th></tr><tr><td>Tanques llenos hasta el tope</td><td>El flujo mayor de cualquier tubería sencilla que podría bombearse al área de retención, considerando que las bombas de extracción del líquido del tanque entregan su caudal a su capacidad nominal máxima</td><td>10 minutos</td></tr><tr><td>Áreas de retención que sirven sólo a áreas de vaporización, proceso o transferencia de GNL.</td><td>El flujo desde cualquier fuente de fuga accidental.</td><td>10 minutos</td></tr></table>				Origen del derrame	Criterios de diseño	Duración del derrame de diseño	Tanques llenos hasta el tope	El flujo mayor de cualquier tubería sencilla que podría bombearse al área de retención, considerando que las bombas de extracción del líquido del tanque entregan su caudal a su capacidad nominal máxima	10 minutos	Áreas de retención que sirven sólo a áreas de vaporización, proceso o transferencia de GNL.
Origen del derrame	Criterios de diseño	Duración del derrame de diseño								
Tanques llenos hasta el tope	El flujo mayor de cualquier tubería sencilla que podría bombearse al área de retención, considerando que las bombas de extracción del líquido del tanque entregan su caudal a su capacidad nominal máxima	10 minutos								
Áreas de retención que sirven sólo a áreas de vaporización, proceso o transferencia de GNL.	El flujo desde cualquier fuente de fuga accidental.	10 minutos								
Texto actual: 7.4 Espaciamiento de los recipientes Se deben cumplir las condiciones especificadas en el punto 7.4.1 siguiente, a menos que el operador de la planta de GNL pruebe a satisfacción de la Comisión y de las autoridades competentes, mediante el análisis de riesgos de la sección 6 de esta NOM, qué condiciones diferentes son aceptables.										
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM								
Comisión Reguladora de Energía Comentario: Se sugiere eliminar la oración "...pruebe a satisfacción de la Comisión y de las autoridades competentes, ya que la Comisión aprueba la Ingeniería Básica y de Diseño del Proyecto que el permisionario presenta antes del inicio de la construcción de la planta de GNL. Texto propuesto: 107.4 Espaciamiento de los tanques de GNL Se deben cumplir las condiciones establecidas en esta sección a menos que se pruebe mediante el análisis de riesgos de el capítulo 106 de esta NOM, que son aceptables condiciones diferentes.		Sí procede								
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: El espaciamiento de los recipientes está relacionado con el diseño y no con la operación de la planta, no es posible imponer obligaciones referentes al diseño al operador.										
Observación: El promovente Ing. Ricardo Aguirre Beltrán presenta el mismo comentario sobre 22 párrafos de la NOM en los que aparece la palabra operador. La respuesta a dichos comentarios es la misma que aparece en ésta. Para evitar repeticiones, se considera que los 22 comentarios mencionados quedan contestados con esta respuesta.										

Texto actual:

7.4.1 La distancia de separación mínima entre los recipientes de GNL o tanques que contienen refrigerantes o productos inflamables debe apegarse a la tabla 7.4.1.

Tabla 7.4.1 Distancias entre las áreas de contención y los edificios y límites de propiedad

Capacidad de agua del recipiente	Distancias mínimas entre el borde de contención o sistema de drenaje del recipiente y las edificaciones y los límites de la propiedad	Distancia mínima entre los recipientes de almacenamiento
m ³	m	M
<0,5	0	0
0,5-1,9	3	1
1,9-7,6	4,6	1,5
7,6-56,8	7,6	1,5
56,8-114	15	1,5
114-265	23	1,5
>265	0,7 veces el diámetro del recipiente, pero no menos de 30 m	1/4 de la suma de los diámetros de los recipientes adyacentes, pero no menos de 1,5 m

Promovente y comentarios presentados**Respuesta y modificación a la NOM****Asociación de Normalización y Certificación, A.C. (ANCE)**

Comentario: en la tercera columna dice: Distancia mínima entre los recipientes de almacenamiento M. Debe decir: Distancia mínima entre los recipientes de almacenamiento m

**Sí
procede****Comisión Reguladora de Energía**

Comentario 1: Para incorporar la tecnología actual se sugiere eliminar el último renglón de la tabla 7.4.1 y cambiar el texto del inciso 7.4.1 por el siguiente

**Sí
procede****Texto propuesto:**

107.4.1 Los recipientes con capacidad igual o menor de 265 m³, no deben usarse para recibir GNL de buques de GNL y son tanques de proceso autosoportados que contienen GNL u otros líquidos inflamables o peligrosos los cuales, deben cumplir con el espaciamiento establecido en la tabla 107.4.1.

Tabla 7.4.1 Distancias entre las áreas de contención y los edificios y límites de propiedad

Capacidad de agua del recipiente	Distancias mínimas entre el borde de contención o sistema de drenaje del recipiente y las edificaciones y los límites de la propiedad	Distancia mínima entre los recipientes de almacenamiento
m ³	m	m
<0,5	0	0
0,5-1,9	3	1
1,9-7,6	4,6	1,5
7,6-56,8	7,6	1,5
56,8-114	15	1,5
114-265	23	1,5

Comentario 2: Para incorporar la tecnología actual se sugiere sustituir los requisitos del último renglón de la tabla 7.4.1 por el párrafo siguiente: Texto propuesto: 107.4.2 Los tanques de almacenamiento de GNL con capacidad mayor de 265 m³ deben cumplir con lo siguiente: a) Los tanques que tienen contenedor secundario deben estar separados entre sí una distancia mínima de 0.5 el diámetro del contenedor secundario del tanque de mayor capacidad. b) La separación entre tanques que no tienen contenedor secundario se debe determinar mediante un estudio de riesgo. c) La separación del borde de retención o de drenaje de los tanques a otras estructuras o al límite de planta de GNL debe ser 0.7 el diámetro del contenedor exterior pero no menos de 30 m.	Sí procede
Texto actual: 7.5.2.5 Los vaporizadores con fuente de calor remota, de ambiente y de proceso debe ubicarse al menos a 30 m del límite de la planta. Se permite que los vaporizadores calentados remotamente y de ambiente se ubiquen dentro del área de retención. Excepción: Los vaporizadores que se utilizan en conjunto con recipientes de GNL con capacidad de 265 m² o menor deben ubicarse con respecto al límite de la planta de acuerdo con la tabla 7.4.1, suponiendo que el vaporizador es un recipiente con capacidad igual al recipiente más grande al que está conectado.	
Promoviente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Sempre Energy México, S.A. de C.V. Comentario: Error tipográfico. Debe decir 265 m³ en vez de 265 m².	Sí procede.
Texto actual: 7.8.5 Deben tomarse medidas para minimizar la posibilidad de descarga accidental de GNL en recipientes que pongan en peligro propiedades adyacentes o equipo de proceso y estructuras importantes, o que lleguen al drenaje del agua colectada en la superficie. Debe permitirse el uso de medios de contención portátil o temporal. 7.8.5.1 Los controles de los vaporizadores deben cumplir con los incisos 10.3.1; 10.3.2 y el párrafo 10.4. Cada vaporizador con fuente de calor propia debe proveerse con un medio para cerrar en forma remota la fuente de combustible. El dispositivo debe operar también en el lugar de la instalación. 7.8.5.2 El equipo y las operaciones deben cumplir con las secciones 13.7; 13.8.1; 14.1; 14.2; 14.2.1; 14.2.2; y 7.9.3. No deben aplicarse las medidas de la distancia de espacio libre. 7.8.5.3 El espacio de la instalación del GNL que se especifica en la tabla 7.4.1 debe mantenerse, salvo donde sea necesario proporcionar servicio temporal en un derecho de vía público o en una propiedad donde los espacios libres que se especifican en la tabla 7.4.1 no sean factibles y se satisfagan los requisitos adicionales siguientes: a) Las barreras de tráfico deben erigirse sobre todos los lados cuando la instalación está sujeta al paso de tráfico vehicular. b) La operación debe ser supervisada continuamente donde el GNL esté presente en la instalación. c) Si la instalación o la operación ocasionan cualquier restricción al flujo normal del tráfico vehicular, además del personal de supervisión que se establece en el subinciso 7.8.5.3 b), se debe contar con personal con equipo de señalización para realizar labores continuas para dirigir el tráfico y que éste fluya normalmente. 7.8.5.4 Deben tomarse medidas adecuadas para minimizar la posibilidad de encendido accidental del gas en el caso de una fuga de GNL. 7.8.5.5 Deben estar disponibles en lugares estratégicos extintores portátiles o de manguera recomendados por los fabricantes de equipos contra incendios de gas. Estos extintores deben cumplir y ser mantenidos de acuerdo con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo la responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas. 7.8.5.6 El sitio donde está ubicada la planta de GNL debe vigilarse continuamente y se deben tomar medidas para restringir el acceso del público a los lugares donde esté presente el GNL. 7.8.5.7 Si se requiere odorizar el gas natural en la instalación de emergencia, las restricciones del inciso 7.4.1 no se aplicarán a la ubicación del equipo odorizador que contenga 7,6 litros de odorizante inflamable o menos dentro del sistema de retención.	

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM	
Comisión Reguladora de Energía Comentario: Se sugiere eliminar el inciso 7.8.5 por que los medios portátiles o temporales para contención de derrames de GNL, sólo se utilizan en las plantas de GNL portátiles o de servicio temporal, las cuales no están comprendidas dentro del campo de aplicación de la NOM.	Sí procede.	
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: En el inciso 7.8.5 lo portátil son los medios y no la contención, la cual si puede ser temporal. Es necesario corregir la sintaxis de este párrafo.	El párrafo fue eliminado de la NOM de acuerdo con la respuesta a la Comisión Reguladora de Energía.	
Texto actual:		
9. Tanques de almacenamiento de GNL		
9.1 Generalidades. Los resultados del análisis de riesgo a que hace referencia el capítulo 6 de esta Norma, deben ser utilizados para evaluar, justificar técnicamente y seleccionar el tipo de tanques de almacenamiento de la planta de GNL. Si como resultado de dicho análisis de riesgos, se determina que los tanques de almacenamiento deben tener características de diseño y construcción superiores a las mínimas establecidas en esta sección, deberán modificarse las especificaciones que resulten aplicables para que el diseño, construcción, áreas de contención y sistemas auxiliares, sean acordes a los riesgos identificados y cumplan con prácticas internacionalmente reconocidas.		
9.1.1 Los tanques de almacenamiento deben tener como mínimo las características siguientes:		
a) Los tanques de almacenamiento deben estar diseñados para contener las propiedades físicas del GNL, inclusive el vapor generado en los mismos tanques (Boil-off).		
b) Si el contenedor secundario está diseñado, además del primario, para manejar las propiedades físicas del GNL, incluso los esfuerzos térmicos causados por un derrame súbito de GNL debido a una falla del contenedor primario, entonces no se requerirá el cumplimiento de los requisitos de la sección 7 de esta NOM.		
c) Si el contenedor secundario no está diseñado para manejar las propiedades físicas del GNL, entonces se requerirá un sistema de retención adicional que cumpla con los requisitos de la sección 7 de esta NOM.		
d) En el caso de que cumpla con el inciso 9.1.1 b), y el diseño del tanque asegura que el vapor generado (Boil off) puede ser contenido dentro del tanque de almacenamiento y la presión en dicho tanque puede ser mantenida dentro de sus límites de diseño durante un incidente, ventilando la presión excesiva mediante válvulas de relevo locales o mediante sistemas de relevo remotos según el diseño, entonces se permitirá que los cálculos de las zonas de exclusión por radiación térmica y vapor estén basados en el gas liberado por las válvulas de relevo locales.		
e) En el caso de que cumpla con el inciso 9.1.1 b), pero el diseño del tanque no asegura que el vapor generado (Boil off) puede ser contenido dentro del tanque de almacenamiento, entonces los cálculos de las zonas de exclusión por radiación térmica y vapor deben estar basados en la falla del techo exterior del tanque de almacenamiento y se debe usar del diámetro del techo del tanque de almacenamiento como base.		
f) No se permiten penetraciones en el contenedor primario abajo del nivel máximo de líquido de diseño.		
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM	
Comisión Reguladora de Energía Comentario: Para mejorar la descripción de los tanques de almacenamiento de GNL de contención doble y de contención total se sugiere cambiar al texto siguiente:	Sí procede	
Texto propuesto:		
109 Tanques de almacenamiento de GNL		
109.1 En este capítulo se establecen los requisitos básicos de diseño para los tanques de almacenamiento de GNL con capacidad suficiente para recibir la carga completa de un buque de GNL, que normalmente varía entre 100 000 m ³ y 170 000 m ³ . La presión en el interior de estos tanques varía de 100 y 130 kPa absolutos y debe ser compatible con la presión de los tanques del buque de GNL para facilitar la descarga del combustible.		

109.1.1 Los tanques de almacenamiento de GNL deben estar constituidos al menos por un contenedor primario de pared doble con aislamiento criogénico entre ambas paredes y un sistema de retención de derrames de GNL en caso de falla de dicho contenedor. 109.1.2 La pared interior del contenedor primario debe estar diseñada para soportar las propiedades fisicoquímicas y resistir la carga hidrostática del GNL. Asimismo, debe contener el GNL almacenado durante la operación normal de la terminal de almacenamiento de GNL. La pared externa sirve para apoyar y proteger el aislamiento criogénico entre ambas paredes, sin embargo, no está diseñado para soportar las propiedades fisicoquímicas del GNL. a) Puede ser autosoportado o de membrana b) No se permiten penetraciones en el contenedor primario abajo del nivel máximo de diseño de GNL. c) Si es cilíndrico, su fondo plano debe estar apoyado sobre material rígido aislante criogénico; en la parte superior debe tener una cubierta plana de aislante criogénico suspendida del techo. El techo tiene forma de domo y es una barrera de vapor de GNL. 109.1.3 El tanque es de contención sencilla cuando no está rodeado por un contenedor secundario capaz de retener un derrame de GNL en caso de falla del contenedor primario por lo que requiere de un sistema de retención de derrames que cumpla con los requisitos del capítulo 107 de esta NOM. 109.1.4 El tanque es de contención doble cuando está rodeado por un contenedor secundario diseñado para soportar las propiedades fisicoquímicas del GNL, incluso los esfuerzos térmicos causados por un derrame súbito de GNL, debido a una falla del contenedor primario y tiene capacidad para retener el volumen de GNL cuando el contenedor primario está lleno, pero no puede controlar el vapor generado. El contenedor secundario de los tanques de contención doble debe ser de concreto pretensado. 109.1.5 El tanque es de contención total cuando está rodeado por un contenedor secundario con techo diseñado para contener el GNL y controlar la presión del vapor generado en su interior en caso de falla del contenedor primario. El contenedor secundario de los tanques de contención total debe ser de concreto pretensado. El techo debe ser de concreto reforzado y estar apoyado en el contenedor secundario. 109.1.6 Los tanques de contención doble y de contención total no requieren de un sistema de retención de derrames de GNL adicional al contenedor secundario. 109.1.7 Para los tanques de contención doble, los cálculos de las zonas de exclusión por radiación térmica y dispersión de vapor de acuerdo con la sección 107.3 de esta NOM, deben considerar la falla del techo exterior del tanque y se usa el área del mismo como área de retención. 109.1.8 Para los tanques de contención total, los cálculos de las zonas de exclusión por radiación térmica y dispersión de vapor de acuerdo con la sección 107.3 de esta NOM, deben estar basados en el gas liberado por las válvulas de relevo locales. 109.1.9 El contenedor secundario debe resistir las sobrepresiones instantáneas debidas a las explosiones previstas por el análisis de riesgo. Asimismo, debe resistir el impacto de un proyectil de masa y velocidad no menores de 50 kg y 45 m/s, respectivamente, de conformidad con las Normas Aplicables. 109.1.10 Se deben inspeccionar los tanques de almacenamiento antes de entrar en operación para asegurar que cumplen con los requisitos de diseño, materiales, fabricación, ensamble y pruebas preoperativas o de otra índole, establecidas en la IBDP e IPC.	
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario 1: Los ordenamientos legales expedidos por las autoridades competentes de los Estados Unidos Mexicanos deben estar en idioma español. Los términos de los incisos 9.1.1 a), d) y e) no cumplen con esta condición.	Sí procede por lo que se sustituye el término "boil-off " por el término "Evaporación de GNL" en toda la NOM.
Comentario 2: En algunos párrafos, 9.1.1 b) y c) se escribe sección para referirse a capítulo.	Sí procede por lo que establece el siguiente orden para toda la NOM. Parte 1 Título, capítulo 101 Título, sección 101.1 Título, inciso 101.1.1 Texto, subinciso 101.1.1 a) Texto, numeral 101.1.1 a) 1. Texto y punto 101.1.1 a) 1. i. Texto.

Comentario 3: En el punto 9.1.1 f) Cambiar la palabra penetraciones por boquillas y corregir el error de sintaxis del término nivel máximo de líquido de diseño.	No procede cambiar la palabra penetraciones porque se refiere a ductos para meter o sacar GNL del tanque, cables y tuberías de los controles en el interior que traspasen la pared del contenedor primario tanque. Sí procede corregir la sintaxis y queda como nivel máximo de diseño de líquido.
Texto actual: 9.4 Cargas de viento y nieve. Las cargas de diseño de viento y nieve para recipientes de almacenamiento de GNL, se deben determinar de acuerdo con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta de forma voluntaria por el particular, previo visto bueno de la Comisión.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: La normas oficiales mexicanas son de cumplimiento obligatorio. Establecer "propuestas voluntarias" modifica el carácter de la norma oficial mexicana, con lo que se invade la esfera de competencia del Poder Legislativo, violentando el principio de legalidad.	Sí procede por lo que se cambia al siguiente: Texto modificado: 109.4 Cargas de viento y nieve. Los tanques de almacenamiento de GNL deben estar diseñados para resistir sin pérdida de su integridad estructural y funcional, las cargas de viento y nieve determinadas de acuerdo con las Normas Aplicables, entre las cuales se debe incluir al menos las siguientes: 109.4.1 El efecto directo de las fuerzas del viento. 109.4.2 La diferencia de presión entre el interior y el exterior de una estructura de confinamiento de GNL. 109.4.3 El impacto y penetración de proyectiles impulsados por el viento. 109.4.4 Las fuerzas del viento para el sitio específico de una terminal de almacenamiento de GNL deben estar basadas en lo siguiente: a) Para los tanques metálicos hechos en fábrica con capacidad hasta 265 m³, las cargas de viento se calculan de acuerdo con las Normas Aplicables. b) Para tanques de mayor capacidad y otras estructuras se deben asumir las condiciones siguientes: 1 Un viento con una velocidad sostenida no menor de 240 k/h a menos que el permisionario justifique que se puede utilizar una velocidad menor. 2 Cuando existan datos adecuados del viento y se cuente con una metodología probabilística confiable, se debe usar la combinación de duración y velocidad del viento más desfavorable por su efecto sobre la estructura, teniendo una probabilidad de excedencia menor o igual que 0.5% en un periodo de 50 años.

Texto actual: 9.7.5 Se debe vigilar en forma periódica el asentamiento de los cimientos del recipiente de GNL, durante la vida de la instalación, incluyendo durante su construcción, prueba hidrostática, puesta en servicio y operación. Todo asentamiento mayor que el previsto en el diseño se debe investigar con el objeto de tomar las acciones correctivas necesarias.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Federal de Electricidad Comentario: Incluir en el inciso 9.7.5 el modo específico de dar seguimiento a los asentamientos del recipiente de GNL mediante puntos de control claramente marcados y bancos de nivel profundo si se requiere.	No procede porque es responsabilidad del permisionario comprobar que se apliquen los procedimientos específicos adecuados para la planta de GNL.
Texto actual: 9.8.3.1 Asimismo, debe tener un sello que señale este cumplimiento y estar registrado, en su caso, en la Secretaría de Trabajo y Previsión Social.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: En el país no existe dispositivo legal que obligue a los fabricantes de tanques de construcción soldada a colocar en ellos un sello que señale el cumplimiento con normas y disposiciones técnicas vigentes. En la Secretaría de Trabajo y Previsión Social no se registra ningún tanque de construcción soldada.	Sí procede porque no es finalidad de la NOM establecer requisitos de fabricación de productos, se elimina esta parte del párrafo.
Texto actual: 9.8.3.4 El tanque externo debe tener un dispositivo de alivio o de otro tipo que descargue la presión interna. El área de descarga del mismo debe ser cuando menos 0.0034 cm ² /kg de la capacidad en agua del tanque interno, pero esa área no debe ser mayor que 2 000 cm ² . Ese dispositivo debe funcionar a una presión no mayor que la menor de las siguientes: la presión interna de diseño del tanque externo, la presión externa de diseño del tanque interno o 172 kPa.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Asociación de Normalización y Certificación, A.C. (ANCE) Comentario: En general en todo el cuerpo del proyecto de NOM, las cantidades separadas por un punto decimal deben separarse por una coma decimal “,” para cumplir con lo establecido en la NOM-008-SCFI-2002. 9.8.3.4 El tanque externo debe tener un dispositivo de alivio o de otro tipo que descargue la presión interna. El área de descarga del mismo debe ser cuando menos 0,0034 cm ² /kg de la capacidad en agua del tanque interno,	Sí procede porque el fundamento de comentario es correcto, por lo que se cambian todos los puntos decimales por comas en el texto de la NOM.
Texto actual: 9.8.3.5; 9.8.5, 9.8.6 y 9.8.7	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Sempre Energy México, S.A. de C.V. Comentario: Errores de numeración: Se duplica el punto 9.8.3.5 (uno está ubicado antes del 9.8.3.4) Faltan los siguientes puntos: 9.8.5, 9.8.6 y 9.8.7	Sí procede , por lo que se hacen las correcciones pertinentes.

Texto actual:		
9.9.2.4 El alambre o los cables de acero, indicados en el subinciso 9.9.3.4 y usados como refuerzo no pretensado, se deben diseñar con un esfuerzo máximo admisible como sigue: a) Aplicaciones de control de agrietamiento 207 MPa. b) Otras aplicaciones 552 Mpa.		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Asociación de Normalización y Certificación, A.C. (ANCE) Comentario: Debe decir: b) Otras aplicaciones 552 MPa.		Sí procede, se corrige el error tipográfico.
Texto actual:		
10. Sistema de vaporización 10.1 Clases de vaporizadores. El sistema de vaporización puede tener vaporizadores de uno o más de los siguientes tipos: 10.1.1 Vaporizadores con fuente de calor propia. Son aquellos que derivan su calor de la combustión de algún combustible, energía eléctrica, o calor residual como el que proviene de los calentadores o de las máquinas de combustión interna. 10.1.1.1 Vaporizadores con fuente de calor integral. Son aquellos en los que la fuente de calor es integral al intercambiador de vaporización. Esta clasificación incluye los vaporizadores de combustión sumergidos. 10.1.1.2 Vaporizadores con fuente de calor remota. Son aquellos en los que la fuente primaria de calor está separada del intercambiador de vaporización y se usa un fluido secundario, por ejemplo; agua, vapor, e isopentano, glicol, entre otros, como medio para transportar el calor. 10.1.2 Vaporizadores con fuente de calor ambiental. Son aquellos que derivan su calor a partir de fuentes de calor naturales, como la atmósfera, el agua de mar, o aguas geotérmicas. Si la temperatura de la fuente de calor natural sobrepasa los 100°C, se considera un vaporizador con fuente de calor remota. Si la fuente de calor natural está separada del intercambiador de calor de vaporización y se usa un medio de transporte de calor controlable entre la fuente y el intercambiador, se considera que es un vaporizador con fuente de calor remota y se aplican las disposiciones para este tipo de vaporizador. 10.1.3 Vaporizadores con fuente de calor de proceso. Son aquellos que derivan su calor de otro proceso termodinámico o químico o de tal manera en la que conserven o utilicen la refrigeración del GIL.		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía Comentario: Para aclarar la clasificación de los vaporizadores de GNL se sugiere cambiar la secuencia de los párrafos a la siguiente: Texto propuesto: 10 Sistema de vaporización a) Se debe cumplir con los requisitos especificados en este capítulo 10, a menos que se pruebe mediante el análisis de riesgos a que hace referencia el capítulo 6 de esta NOM, que se pueden aceptar condiciones diferentes que presentan un nivel de seguridad igual o superior. 110.1 Clases de vaporizadores. El sistema de vaporización puede tener vaporizadores de uno o más de los siguientes tipos: 110.1.1 Por el sistema de transferencia de calor se clasifican en: a) Vaporizadores con fuente de calor integral. Son aquellos en los que la fuente de calor está integrada al intercambiador de calor de vaporización. Esta clase incluye los vaporizadores de combustión sumergida. b) Vaporizadores con fuente de calor remota. Son aquellos en los que la fuente primaria de calor está separada del intercambiador de calor de vaporización y se usa un fluido secundario, por ejemplo: agua, vapor de agua, isopentano, glicol, entre otros, como medio para transportar el calor.		Sí procede

110.1.2 Por la forma de obtener el calor para vaporizar el GNL se clasifican en: a) Vaporizadores con fuente de calor propia. Son aquellos que derivan su calor de la combustión de algún combustible, energía eléctrica, o calor residual como el que proviene de los calentadores o de las máquinas de combustión interna. b) Vaporizadores con fuente de calor de proceso. Son aquellos que derivan su calor de otro proceso termodinámico o químico de tal manera que conserven o utilicen la refrigeración del GNL. c) Vaporizadores con fuente de calor ambiental. Son aquellos que derivan su calor a partir de fuentes de calor naturales como la atmósfera, agua de mar o agua y vapor geotérmicos. 1. Se debe especificar el gradiente de temperatura del flujo de fluido natural utilizado para calentar el GNL, de conformidad con las Normas Aplicables. 2. Si la temperatura de la fuente de calor natural sobrepasa los 100°C, se debe considerar un vaporizador con fuente de calor remota. 3. Si la fuente de calor natural está separada del intercambiador de calor de vaporización y se usa un medio de transporte de calor controlable entre la fuente y el intercambiador, se considera que el vaporizador es de fuente de calor remota y se aplican las disposiciones para este tipo de vaporizador.	
Texto actual: 11 Sistemas de tubería y sus componentes No existe	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía Comentario: Para establecer con más detalle y precisión los requisitos para los sistemas de tubería y sus componentes se sugiere incorporar los párrafos siguientes: Texto propuesto: 111 Sistemas de tubería y sus componentes Se debe cumplir con los requisitos especificados en este capítulo, a menos que se pruebe mediante el análisis de riesgos a que hace referencia el capítulo 106 de esta NOM, que se pueden aceptar condiciones diferentes que presentan un nivel de seguridad igual o superior. 111.1 Generalidades. El diseño de los sistemas de tubería debe apegarse a lo establecido en esta NOM y en lo no previsto por ella, a las Normas Aplicables. 111.1.1 Los requisitos adicionales de este capítulo se aplican a sistemas de tubería y componentes que conducen líquidos y gases inflamables con temperaturas de servicio inferiores a -29°C (menos veintinueve grados Celsius). 111.1.2 Para el diseño de la tubería se debe aplicar el movimiento sísmico de terreno SOB a que hace referencia el inciso 109.3.2 de esta NOM. 111.1.3 Las cargas sobre la tubería deben determinarse mediante un análisis dinámico o utilizando un factor de amplificación de 0,60 a la aceleración espectral máxima de diseño, SDS, definida en el inciso 109.3.8 de esta NOM. 111.1.4 Los esfuerzos permitidos sobre la tubería deben cumplir con lo establecido en las Normas Aplicables. 111.4.9 Las válvulas de las tuberías que conducen GNL o que puedan estar expuestas a la temperatura del GNL en un incidente, deben ser aisladas térmicamente de conformidad con lo previsto en los incisos 111.3.1 y 111.3.2 de esta NOM, sin que esto afecte su funcionamiento. 111.9.3 Sistemas de desfogue y venteo. Se deben instalar sistemas para recolectar y conducir a una descarga segura a la atmósfera el gas natural liberado por los dispositivos de relevo de presión y otros procesos de venteo de gases, excepto las válvulas de relevo de los tanques de GNL. a) Deben instalarse sistemas de desfogue independientes para presión alta y baja, a menos que se demuestre que condiciones o sistemas diferentes tienen igual o mejor seguridad, por lo que podrán ser aceptadas. b) La descarga a la atmósfera puede ser por venteo directo o mediante un quemador, diseñado e instalado de conformidad con las Normas Aplicables y de acuerdo con los resultados de un estudio de dispersión de gas y de radiación térmica que debe realizarse.	Sí procede

111.10 Control de corrosión 111.10.1 Las tuberías enterradas y/o sumergidas que no conducen GNL, deben estar protegidas y mantenerse conforme a los principios establecidos en la NOM-008-SECRE-1999. 111.10.2 Los aceros inoxidable austeníticos y las aleaciones de aluminio se deben proteger para minimizar la corrosión y las picaduras provocadas por agentes corrosivos atmosféricos e industriales durante el almacenamiento, construcción, fabricación, puesta a prueba y servicio. No se deben usar cintas ni cualquier otro tipo de material de empaque que sea corrosivo para la tubería o para los componentes de la tubería. Se deben utilizar inhibidores o barreras a prueba de agua en donde los materiales de aislamiento puedan causar corrosión al aluminio o a los aceros inoxidable.	
Texto actual: 11.2.3 El número de uniones roscadas o bridadas deben ser mínimo y únicamente donde sean necesarias, ya sea por transición de materiales, conexiones de instrumentos o para maniobras de mantenimiento. Si las uniones roscadas resultan inevitables, deben ser selladas por soldadura o por un medio que posteriormente sea probado. Los tubos y niples roscados deben ser al menos cédula 80.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Asociación de Normalización y Certificación, A.C. (ANCE) Comentario: Debe decir: 11.2.3 El número de uniones roscadas o bridadas deben ser mínimo y únicamente donde sean necesarias, ya sea por transición de materiales, conexiones de instrumentos o para maniobras de mantenimiento. Si las uniones roscadas resultan inevitables, deben ser selladas por soldadura o por un medio que posteriormente sea probado. Los tubos y niples tubos cortos roscados deben ser al menos cédula 80.	Sí procede, se suprime el concepto "niple". Texto Modificado 11.2.3 El número de uniones roscadas o bridadas debe ser mínimo y únicamente donde sean necesarias, ya sea por transición de materiales, conexiones de instrumentos o para maniobras de mantenimiento. Si las uniones roscadas resultan inevitables, deben ser selladas por soldadura o por un medio que posteriormente sea probado. Los tubos roscados deben ser al menos cédula 80.
Texto actual: 11.8.3.2 En todas las soldaduras circunferenciales a tope se debe examinar la circunferencia completa de soldadura por medio de inspección radiográfica o por ultrasonido, excepto las siguientes: a) No se requiere inspección radiográfica o por ultrasonido para tuberías de drenaje de líquidos y de ventilación de vapores con una presión de operación que produzca un esfuerzo tangencial de menos del 20 por ciento de la Resistencia de Cedencia Mínima especificada; dichas tuberías sólo deben inspeccionarse visualmente. b) Para tuberías de presión que operen a una temperatura superior a -29°C; el 100% de las uniones soldadas diariamente deben ser inspeccionadas por radiografía o por ultrasonido las circunferencias completas de soldadura.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Sempre Energy México, S.A. de C.V. Comentario: Existe una incongruencia en este punto. Ya sea que el subíndice no debe ser un subtema del punto 11.8.3.2, o la segunda parte de la frase, "el 100% de las uniones soldadas.." no corresponde a este subíndice. La razón de esto es que los subíndices en esta sección se refieren a excepciones de los requerimientos de inspección de soldaduras, por lo que la frase señalada no puede ser parte de dicho subíndice.	Sí procede: Texto modificado: b) Para tuberías de presión que operen a una temperatura superior a -29°C; el 30% de las uniones soldadas diariamente deben ser inspeccionadas por radiografía o por ultrasonido las circunferencias completas de soldadura.
Texto actual: 12. Instrumentación y servicios eléctricos 12.1 Los tanques de GNL deben estar equipados con dos sistemas independientes de medición de nivel de líquidos y de alarmas.	

- 12.2** La instrumentación para instalaciones de almacenamiento, vaporización, sistemas de tuberías (válvulas), bombas y compresores, debe ser diseñada para que en caso de una falla de energía eléctrica o de instrumentos neumáticos, el sistema continúe con una condición de falla segura que se mantendrá hasta que los operadores tomen las medidas adecuadas para reactivar o asegurar el sistema.
- 12.3** El equipo y cableado eléctrico serán del tipo especificado y deben ser instalados de acuerdo con los requisitos para ubicaciones peligrosas en las áreas de la planta clasificadas como peligrosas.
- 12.4** Se deben proporcionar las conexiones a tierra y uniones eléctricas adecuadas.

Promovente y comentarios presentados**Respuesta y modificación a la NOM****Comisión Reguladora de Energía****Sí
procede**

Comentario: Con el fin de establecer un nivel de detalle y precisión mayor se sugiere cambiar al texto siguiente:

Texto propuesto:**112. Instrumentación y servicios eléctricos**

112.1 Centro de Control. Las terminales de almacenamiento de GNL deben tener al menos un centro de control para vigilar continuamente la operación normal y los dispositivos de advertencia de operación anormal. Este centro de control debe cumplir con las condiciones siguientes:

112.1.1 Estar ubicado en un lugar separado o protegido de las otras instalaciones de la terminal de almacenamiento de GNL para que tenga capacidad de operar durante una emergencia controlable.

112.1.2 Estar vigilado continuamente por personal capacitado siempre que alguno de los componentes bajo su control esté en operación, a menos que el control sea realizado desde otro centro de control que sea vigilado por personal capacitado.

112.2 Cuando la terminal de almacenamiento de GNL tiene más de un centro de control, cada uno debe contar con más de un medio de comunicación con los otros centros de control.

112.3 Cada centro de control debe tener medios para comunicar la alarma de condiciones peligrosas a los lugares dentro de la terminal de almacenamiento de GNL frecuentados por personas.

112.4 Los sistemas de control remoto y los sistemas de paro automático deben ser operados desde el centro de control.

112.5 Fuentes de potencia eléctrica. Los sistemas de control eléctrico, medios de comunicación, iluminación de emergencia y sistemas de combate contra incendios de las terminales de almacenamiento de GNL deben tener, al menos, dos fuentes de potencia eléctrica de modo que la falla de una no afecte la capacidad de operación de la otra fuente. Cuando se utilizan generadores auxiliares como segunda fuente de potencia eléctrica, éstos deben cumplir con las condiciones siguientes:

112.5.1 Estar ubicados en un lugar separado o protegido de las otras instalaciones de la terminal de almacenamiento de GNL para que tengan capacidad de operar durante una emergencia controlable.

112.5.2 El suministro de combustible a los sistemas de generación eléctrica debe estar protegido contra peligros probables durante una condición de emergencia de la terminal de almacenamiento de GNL.

112.6 La instrumentación para instalaciones de almacenamiento, vaporización, válvulas de sistemas de tuberías, bombas y compresores, debe ser diseñada para que en caso de falla de energía eléctrica o de instrumentos neumáticos, el sistema continúe con una condición a prueba de falla que se mantendrá hasta que se tomen las medidas adecuadas para reactivar o asegurar el sistema.

112.6.1 La instrumentación de los tanques de GNL debe ser diseñada e instalada de acuerdo con las normas aplicables.

112.6.2 Los tanques de menos de 265 m³ deben contar con la instrumentación y servicios eléctricos de conformidad con las normas aplicables.

112.6.3 En cada tanque de GNL con capacidad superior a 265 m³ se deben instalar, al menos, los instrumentos siguientes:

- a) Dispositivos de llenado del tanque desde la parte superior y desde la parte inferior del mismo así como para la recirculación del GNL a fin de evitar la estratificación del mismo.
- b) Equipos de bombeo sumergidos que se puedan retirar por la parte superior del tanque para mantenimiento sin que sea necesario vaciar el tanque de GNL.
- c) Sistemas de monitoreo y control para proporcionar niveles de seguridad adecuados para el personal y la terminal de almacenamiento de GNL en condiciones de operación normales y anormales.
- d) Densímetros para medir la densidad del GNL a niveles diferentes dentro del tanque.
- e) Dos sistemas independientes de medición de nivel del GNL instalados de forma que sea posible reemplazarlos sin interrumpir la operación del tanque.
- f) Dos alarmas independientes de nivel alto y alto-alto. Estas alarmas deben ser visibles y audibles y actuar con anticipación suficiente para que se tomen las medidas necesarias para evitar que se sobrepase el nivel más alto permitido para el GNL.
- g) Dispositivos de cierre automático de llenado a nivel alto-alto, independiente de los medidores de nivel.
- h) Dos alarmas independientes de nivel bajo y bajo-bajo.
- i) Dispositivos para medir la temperatura del GNL en la parte superior, media e inferior del contenedor
- j) Indicadores y medidores de presión de vapor de GNL, locales y remotos, con alarma audible y visible de presión alta y muy alta.
- k) Dos dispositivos independientes de relevo de presión y de vacío.
- l) Sistema de detección de gas en el espacio del aislamiento.
- m) Medidores de presión y de vacío en el espacio del aislamiento con alarma audible y visible.
- n) Dispositivos de relevo de presión y de vacío en el espacio del aislamiento, en su caso.
- o) Control de temperatura de la pared lateral del contenedor primario.
- p) Medidores e indicadores de temperatura en la base del tanque y en la parte inferior del contenedor secundario para detectar enfriamiento causado por una fuga de GNL, con alarma audible y visible.
- q) Medidores o indicadores de temperatura del sistema de calentamiento de los cimientos del tanque, en su caso.
- r) Sondas de temperatura y medidores de deformación en los contenedores autosoportados para controlar los esfuerzos en la estructura durante la fase de enfriamiento.
- s) Sistema de monitoreo y registro de la información recabada de acuerdo con los puntos anteriores, en el cuarto de control de la terminal de almacenamiento de GNL.
- t) Medios para aislar el tanque del resto del sistema y para ponerlo fuera de servicio.
- u) Medios para desalojar el gas y para la entrada y salida de personal y equipos requeridos para inspección y mantenimiento del tanque.
- v) Medios de calentamiento y enfriamiento requeridos para el arranque, operación normal y para ponerlo fuera y restaurarlo al servicio.
- w) Medios para purgar los tanques cuando se vacían para darles mantenimiento.

112.7 Se deben controlar las temperaturas de entrada de GNL y de salida de gas en los vaporizadores, así como de las temperaturas de entrada y de salida del fluido de transferencia de calor.

112.8 La información de la operación de la terminal de almacenamiento de GNL se debe enviar al centro de control para el monitoreo y control remoto del proceso y de las operaciones.

112.9 El diseño y la instalación de los servicios eléctricos así como los procedimientos de mantenimiento, deben ser desarrollados de conformidad con los niveles de riesgo establecidos en el mapa de clasificación de áreas peligrosas preparado de acuerdo con el inciso 108.1 de esta NOM.

112.10 El equipo y cableado eléctrico deben ser del tipo especificado e instalados de acuerdo con los requisitos de la NOM-001-SEDE-1999, y en lo no previsto por ésta, con los requisitos de las Normas Aplicables. 112.11 El equipo eléctrico que no pueda instalarse en áreas peligrosas debe encerrarse en cajas herméticas adecuadas para el servicio y, alternativamente, estos equipos se pueden confinar dentro de sistemas purgados y/o presurizados de conformidad con la NOM-001-SEDE-1999, y en lo no previsto por ésta, con las Normas Aplicables. 112.12 Se deben proporcionar las conexiones a tierra y uniones eléctricas adecuadas, así como pararrayos en los tanques, estructuras metálicas, equipos y tuberías de conformidad con la NOM-001-SEDE-1999, y en lo no previsto por ésta, con las Normas Aplicables.		
Comisión Federal de Electricidad Comentario 1: La descripción del capítulo es muy general.	Sí procede, se amplía la descripción presentada en este capítulo.	
Comentario 2: No se requieren sistemas independientes para medición de nivel y alarmas de los tanques de gas natural licuado.	No procede, porque las prácticas internacionalmente reconocidas en la industria del gas natural licuado especifican el sistema como está descrito en la NOM.	
Texto actual: 13 Transferencia de GNL y refrigerantes No existe		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía Comentario: Con el fin de especificar con mayor precisión y detalle se sugiere incorporar los párrafos siguientes: 113 Transferencia de GNL y refrigerantes Este capítulo aplica a la transferencia de GNL, refrigerantes, líquidos inflamables y gases inflamables entre los puntos de recepción por buque, camión o vagón a los tanques de almacenamiento de GNL. 113.1 Sistemas de tubería 113.1.1 Se deben instalar válvulas de aislamiento para que cada sistema de transferencia se pueda aislar en sus extremos. Cuando se instalen válvulas de aislamiento motorizadas para líquidos inflamables se debe hacer un análisis para determinar si el tiempo de cierre no produce un golpe de ariete capaz de causar falla de la tubería o del equipo. 113.1.2 Se debe instalar un sistema de enfriamiento para controlar la temperatura del sistema de transferencia de GNL cuando no está en operación y antes de que entre en operación. 113.1.3 Se deben instalar las válvulas de no retorno que sean necesarias en los sistemas de transferencia, para evitar el regreso de GNL; deben estar tan cerca como sea posible del punto de conexión a cualquier sistema en el que pudiera causarse dicho retorno del flujo de GNL. 113.2 Control de bombas y compresores 113.2.1 Además del dispositivo local de paro, las bombas o compresores deben contar con control remoto, fácilmente accesible, a una distancia mínima de 7,6 m del equipo, para parar la bomba o el compresor en una emergencia. Las bombas y compresores remotos para descargar buques de GNL, deben tener controles para detener su operación desde la zona de descarga, así como en el lugar donde están localizados la bomba o compresor. Los controles a bordo de un buque de GNL deben apegarse a esta disposición. Se deben instalar luces de señal en la zona de descarga, para indicar cuándo están parados o funcionando una bomba o compresor remoto de descarga. 113.3 Recepción de GNL del buque 113.3.1 El diseño, construcción y operación de los muelles y atracaderos deben cumplir con los requisitos establecidos por las autoridades competentes en la materia. Si el puerto no está dedicado exclusivamente a operaciones de GNL, se debe tener especial cuidado para minimizar la interferencia con el movimiento de otras embarcaciones.		Sí procede .

113.3.2 Se deben instalar válvulas de aislamiento y conexiones de purga en el cabezal de recepción de GNL y de retorno de vapores, para poder bloquear, drenar o sacar por bombeo el contenido de mangueras y brazos, y poder reducir la presión antes de desconectarlos. Las válvulas de aislamiento de líquido, independientemente del tamaño, y las válvulas de vapor de 200 mm o mayores, deben tener operadores motorizados, además de un medio de operación manual. Las válvulas motorizadas deben poder cerrarse tanto localmente como desde un control remoto ubicado a un mínimo de 15 m de la zona del distribuidor o cabezal. El punto de conexión de la manguera o brazo con el cabezal o distribuidor debe disponer de válvulas. Las purgas o respiraderos deben descargar a una zona segura.

113.3.3 Cada tubería de retorno de vapor y de transferencia de GNL debe tener, además de las válvulas de aislamiento en el cabezal, una válvula de aislamiento de fácil acceso, ubicada en tierra firme, cerca del acceso al muelle. Cuando haya más de una tubería, estas válvulas deben agruparse en un lugar e identificarse de acuerdo a su servicio. Las válvulas de 200 mm o mayores deben estar motorizadas y contar con medios para operación manual.

113.3.4 Las tuberías para recibir sólo líquido deben tener una válvula de no retorno en el cabezal adyacente a la válvula de aislamiento del cabezal.

113.4 Transferencia de GNL en plantas de almacenamiento de GNL en tierra firme.

113.4.1 Sólo se podrá transferir GNL de camiones y vagones para transportar GNL que cumplan con las Normas Aplicables.

113.4.2 Las tuberías, bombas y compresores deben estar protegidos contra daños que les puedan causar los camiones y vagones.

113.4.3 El cabezal de transferencia debe tener válvulas de aislamiento y conexiones de purga de líquido y el vapor así como líneas de retorno, de manera que los brazos y mangueras puedan ser bloqueados y drenados de líquido y despresurizarlas antes de desconectarlas. Las purgas y venteos deben descargar en un área segura.

113.4.4 Adicionalmente, cada línea de líquido o vapor debe tener una válvula de emergencia a una distancia entre 7,6 m y 30 m del área de transferencia. Estas válvulas deben ser fácilmente accesibles para su uso en caso de emergencia. Como alternativa, se podrá usar una válvula en la línea común del cabezal de transferencia.

113.4.5 Cuando la línea de líquido o vapor no tenga una distancia de 7,6 m al área de transferencia, se debe instalar una válvula operada a control remoto desde un punto situado a 7,6 m del área de transferencia.

113.4.6 Las líneas que solamente se utilizan para descargar GNL deben tener una válvula de no retorno adyacente a la válvula de aislamiento del cabezal.

113.4.7 Transferencia de una línea de gas natural.

a) Deben instalarse válvulas de aislamiento en todos los puntos de conexión de sistemas de transferencia con sistemas de tubería.

b) Se deben tener medios para asegurar que la transferencia a los sistemas de tubería de recepción no puedan rebasar los límites de presión y temperatura de dichos sistemas de GNL.

113.5 Mangueras y brazos para la recepción de GNL

113.5.1 El diseño de las mangueras y brazos debe permitir mantener una conexión segura en todas las condiciones de posición y movimiento relativo entre el muelle y el buque de GNL, ocasionados por el cambio de las mareas y de la carga del buque de GNL, así como las oscilaciones producidas por el oleaje, entre otras causas.

113.5.2 Las mangueras que se usen para conducir GNL deben estar diseñadas para las condiciones de temperatura y de presión requeridas. Las mangueras deben estar aprobadas para el servicio de transferencia y diseñadas para una presión de ruptura no menor de cinco veces la presión de servicio. Las mangueras deben cumplir con las Normas Aplicables.

113.5.3 Se deben usar mangueras metálicas flexibles o tubos y conexiones giratorias, cuando se esperen temperaturas de operación inferiores a que -51°C (menos cincuenta y un grados Celsius).

113.5.4 Los brazos de carga y descarga de los buques de GNL deben tener alarmas que indiquen cuando se está llegando al límite de extensión.

113.5.5 Se deben instalar los medios adecuados de soporte de la manguera y el brazo de descarga. En los contrapesos se debe tener en cuenta la formación de hielo en las mangueras y brazos no aislados.

113.5.6 Se deben probar las mangueras al menos cada año, con la presión máxima de la bomba o de ajuste de la válvula de alivio. Se deben inspeccionar visualmente antes de cada uso, para verificar si presentan daños o defectos. 113.5.7 En las mangueras se debe instalar un Sistema de Paro de Emergencia (PDE) de acuerdo con las Normas Aplicables. 113.5.8 Se debe instalar un sistema de Desconexión Rápida de Emergencia (DRE) de acuerdo con las Normas Aplicables. 113.5.9 Se deben definir, de acuerdo con las autoridades competentes, las condiciones límite atmosféricas y marítimas que determinen la interrupción de las operaciones de descarga y para la desconexión del buque de GNL. 113.6 Comunicaciones y alumbrado en la planta de almacenamiento de GNL 113.6.1 Se debe disponer de un sistema de comunicaciones en los lugares de descarga y recepción del GNL para mantener el contacto con el personal relacionado con dicha operación de descarga y recepción. Se permiten comunicaciones por teléfono, altavoces, radio o señales luminosas. 113.6.2 Las instalaciones donde se transfiere GNL durante la noche deben tener alumbrado en la zona de transferencia. 113.6.3 Se debe instalar un sistema de comunicación entre el buque y la planta de almacenamiento de GNL y definir un protocolo de comunicación que indique las condiciones de operación, cierre, conexión, desconexión y otras que deben ser incluidas en el Manual de Emergencia. Para este sistema se debe aplicar lo establecido en las secciones 116.6 y 116.7 de esta NOM.		
Texto actual: 14. Protección y seguridad contra incendios 15. Seguridad		
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM	
Comisión Reguladora de Energía Comentario: Se sugiere que la NOM estipule que el permisionario debe desarrollar un plan integral de seguridad y protección civil en coordinación con las autoridades locales, en que se integren los capítulos 14 y 15 actuales, de acuerdo con el siguiente: Texto propuesto: 114 Plan integral de seguridad y protección civil 114.1. La planta de almacenamiento de GNL debe tener una unidad interna responsable de un plan de seguridad y protección civil, en el cual deben estar previstos los programas de coordinación con las autoridades de protección civil locales destinadas a salvaguardar la integridad física de la población en general y sus bienes así como de la planta y las instalaciones adyacentes ante la ocurrencia de un siniestro. Esta unidad debe cumplir, entre otras, con las funciones siguientes: 114.1.1. Establecer, mantener y promover la coordinación con las autoridades de protección civil, policía, bomberos y con los demás organismos públicos de la localidad. 114.1.2. Conocer la responsabilidad y recursos de cada organización gubernamental de la localidad para hacer frente en forma conjunta a una emergencia derivada de la prestación del servicio de almacenamiento. 114.1.3. Hacer del conocimiento de Protección Civil de la localidad, las habilidades y capacidad de respuesta de la planta de almacenamiento de GNL ante una situación de emergencia. 114.1.4. Identificar y clasificar los tipos de emergencias en sistemas de GNL para que se notifiquen a las autoridades de Protección Civil y Cuerpo de Bomberos de la localidad. 114.2. El programa de seguridad tiene por objeto establecer las medidas para evitar que se presente una emergencia en la planta de almacenamiento de GNL. Este programa debe estar basado en un estudio de análisis de riesgos de acuerdo con el capítulo 106 de esta NOM y, al menos, debe cubrir los aspectos siguientes: 114.2.1. Protección del predio de la planta. El perímetro del predio de la planta de almacenamiento de GNL debe contar con protección contra la entrada de personas y vehículos o cualquier elemento no autorizado. El sistema de protección debe considerar los aspectos siguientes:		Sí procede

a) Instalar un muro o una reja, entre otros, con la resistencia y configuración suficientes para impedir el acceso no autorizado. b) Establecer prácticas y procedimientos de seguridad, por escrito, para proteger a los empleados y las personas que entren a la planta de almacenamiento de GNL de los peligros de la misma, especialmente al entrar en espacios confinados o peligrosos. emergencia. c) Proporcionar rutas de evacuación controlada en caso de emergencia. d) Al menos dos accesos ubicados de tal manera que se minimice la distancia de escape en caso de emergencia. e) Al menos un acceso que permita el paso de vehículos de intervención, por ejemplo ambulancias y vehículos de bomberos. f) Cuando los accesos estén abiertos deben tener guardia continua, si no es así, los accesos deben estar cerrados con candado, que podrá quitarse sólo por personas designadas por escrito por el permisionario. Durante la operación de la planta de almacenamiento de GNL siempre deben estar disponibles fácilmente los medios para abrir todos los accesos en caso de emergencia. g) Señalización de advertencia. Se deben colocar letreros de advertencia a lo largo del muro o la reja de protección en lugares visibles a intervalos tales que al menos un letrero se distinga fácilmente en la noche a una distancia de 30 m desde cualquier camino que pueda ser usado para acercarse al muro y/o la reja. Los letreros deben advertir que está prohibido traspasar el muro o la reja en letras que contrasten notablemente con el fondo. h) Vigilancia. Las áreas alrededor de cada instalación y del muro o la reja de protección deben estar vigilados continuamente para evitar la presencia de personas o elementos no autorizados. La vigilancia puede ser visual o por sistemas de monitoreo que transmitan información continuamente a un lugar de vigilancia. i) Alumbrado de seguridad. El área alrededor de las instalaciones y cada muro y/o reja de protección debe estar iluminada entre la puesta y la salida del sol por alumbrado de servicio con una intensidad no menor de 2.2 lux. 114.2.2. Prevención de incendios. Se debe proporcionar un sistema de prevención de incendios para las plantas de almacenamiento de GNL, cuyo alcance debe ser determinado por un estudio de análisis de riesgos de acuerdo con el capítulo 106 de esta NOM y basado en principios de ingeniería de protección contra incendios. La evaluación debe determinar como mínimo lo siguiente: a) Tipo, cantidad y ubicación del equipo necesario para la detección y control de incendios, derrames y fugas de GNL, líquidos y gases inflamables. b) Tipo, cantidad y ubicación del equipo necesario para la detección y control de incendios potenciales eléctricos y no relacionados con procesos. c) Las áreas específicas, incluyendo los edificios cerrados, que deben ser vigiladas continuamente debido a que presentan riesgo de incendio derivado de derrames de GNL y concentraciones peligrosas de gas inflamable. d) Los sensores de baja temperatura y sistemas de detección de gas inflamable en las áreas específicas determinadas de acuerdo con el párrafo anterior, que deben estar activados permanentemente y que deben accionar una alarma sonora y visual en los centros de control y de vigilancia permanente de la terminal de almacenamiento de GNL y, si es necesario, en la propia área. Los sistemas de detección de gas inflamable deben activar dicha alarma antes de que la concentración de gas exceda 25% del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII). e) Los detectores de fuego que deben activar alarmas sonoras y visuales en la terminal de almacenamiento de GNL y en los centros de control y de vigilancia permanente de la planta. Los detectores de fuego pueden activar el sistema de Paro de Emergencia (PDE) total o parcial, según lo determine la evaluación realizada de acuerdo con el inciso 114.2.2 de esta NOM. Los sistemas de detección de fuego usados deben ser instalados y mantenidos de acuerdo con las Normas Aplicables. f) Tipo y ubicación de los sensores necesarios para iniciar la operación automática del PDE total o parcial. g) Equipo y procesos que se incorporarán en el PDE total y en los PDE parciales, en su caso, así como la necesidad de equipos específicos de despresurización durante una emergencia por incendio.	
---	--

114.2.3. Sistemas de Paro de Emergencia (PDE). En caso de emergencia, el sistema PDE debe aislar o cerrar la fuente de suministro de GNL, líquidos y gases inflamables en las instalaciones. El sistema PDE debe parar la operación de cualquier equipo cuya operación continua pueda prolongar o aumentar el estado de emergencia.

a) Los sistemas PDE deben tener un diseño a prueba de falla. En sitios donde no es práctico un diseño a prueba de falla, los sistemas PDE se deben instalar, localizar o proteger de tal manera que se minimice la posibilidad de que no funcionen en caso de una emergencia o falla en el sistema de control normal.

b) Los sistemas PDE que no sean del tipo a prueba de falla deben tener todos sus componentes ubicados a una distancia mínima de 15 m del equipo que controlan y cumplir con los requisitos siguientes:

1. Estar instalados o ubicados donde no puedan quedar expuestos a un incendio.
2. Estar protegidos contra cualquier falla debida a exposición al fuego durante un mínimo de 10 min.
3. Deben estar visibles en el área de la instalación, las instrucciones de operación que identifiquen la ubicación y el funcionamiento de los controles de los PDE.

c) Los sistemas PDE se deben poder activar en forma manual o automática o una combinación de ambos. Los activadores manuales deben estar en áreas accesibles durante emergencias, a una distancia mínima de 15 m del equipo que sirven y estar claramente indicada su función designada. Adicionalmente, deben tener las características siguientes:

1. Las estaciones de activadores manuales deben estar protegidas contra una activación accidental y ubicadas convenientemente en los principales puntos de activación.
2. Los PDE se deben activar automáticamente cuando se detecte gas combustible con 60 % del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII) o fuego en alguna área crítica de la planta de almacenamiento de GNL.
3. Se activará la alarma visual y sonora local así como la del centro de control.
4. El paro automático se debe activar solamente cuando se tenga redundancia de la detección para evitar paros debidos a falsas alarmas.
5. Se debe instalar un control del sistema PDE centralizado en el cuarto de control de la planta de almacenamiento de GNL. Este PDE centralizado debe ser independiente del sistema de control general y debe actuar con prioridad sobre éste.
6. Las señales de los detectores de gas y fuego se deben centralizar bajo el control del sistema de PDE del centro de control y repetidas en los centros de seguridad y de vigilancia, si son distintos.

Ing. Ricardo Aguirre Beltrán

Sí procede

Comentario 1: La NOM-002-STPS-2000, Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo, tiene como objetivo y campo de aplicación establecer las condiciones mínimas de seguridad que deben existir para la protección de los trabajadores y la prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo, no está citada en el capítulo de Referencias del Proyecto.

Comentario 2: La Secretaría de Trabajo y Previsión Social debe participar en la expedición de la norma.

La vigilancia de lo relativo a protección y seguridad contra incendios es competencia de la STPS por lo que debe modificarse el capítulo 111 del proyecto.

No procede, porque la regulación de la actividad de almacenamiento de gas natural, le corresponde únicamente a la Comisión Reguladora de Energía en los términos de los artículos 2 fracción VI y 3 fracción VIII de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y 7 y 14 del Reglamento de Gas Natural.

	El comentario es notoriamente improcedente, e implicaría que cualquier NOM sea expedida de manera conjunta por las autoridades competentes. La obligación de los permisionarios ante la Comisión Reguladora de Energía debe cumplirse sin perjuicio de las demás autorizaciones por otras autoridades. La Comisión Reguladora de Energía tiene la atribución de expedir y publicar normas oficiales mexicanas en el ámbito de la materia de su competencia en los términos del artículo 34 del Reglamento interior de la Secretaría de Energía. Adicionalmente a lo antes expuesto, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos que revisó y aprobó el proyecto de NOM cuenta con representantes de diversas dependencias del Gobierno Federal así como de los sectores productivo y social, tal y como lo establece la Ley Federal sobre Metrología y Normalización de acuerdo con el artículo 62 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
Texto actual: 15.1 Procedimientos de seguridad	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Los procedimientos de este inciso no se relacionan con la definición en el "Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de Trabajo", de "Seguridad e higiene en el trabajo: Son los procedimientos, técnicas y elementos que se aplican en los centros de trabajo, con el objeto de establecer medidas, y acciones para la prevención de accidentes o enfermedades de trabajo, a fin de conservar la vida, salud e integridad física de los trabajadores, así como evitar cualquier posible deterioro al propio centro de trabajo", más bien tienen relación con lo que se conoce en la industria nacional como "Protección de Planta" a lo que también se refiere la primera frase del apartado 14.3.12. Dichos procedimientos no están entre las finalidades establecidas en el Artículo 40 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, por lo que, legalmente, no tienen cabida en el proyecto de norma en comento.	No procede porque el fundamento del comentario que presenta no es objetivo. Por otra parte los aspectos específicos de seguridad e higiene en los centros de trabajo están previstos en las NOM de la STPS incorporadas en el capítulo de referencias de esta NOM.
Texto actual: 15.2 Muro para protección a) La planta de GNL debe estar rodeada por un muro para protección contra la entrada de personas o elementos no autorizados.	

Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM	
Sempre Energy México, S.A. de C.V. Comentario: Las secciones 15.2 y 15.3 describen las características del muro que debe ser construido alrededor de la planta de GNL. Al respecto solicitamos que se permita delimitar el perímetro de la planta de GNL con una reja en lugar de un muro. Esto debido a que la reja permite la vista del operador hacia el exterior, lo cual es aconsejable por cuestiones de seguridad. Adicionalmente la instalación de una reja perimetral en lugar de un muro no afectaría en forma alguna la función del mismo.		Sí procede , el texto se modifica de acuerdo a la respuesta al comentario de la Comisión Reguladora de Energía relativo a los capítulos 14 y 15.	
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Resulta relevante definir qué son los elementos no autorizados, o al menos dar algunos ejemplos		Sí procede , el texto se modifica de acuerdo a la respuesta al comentario de la Comisión Reguladora de Energía relativo a los capítulos 14 y 15.	
Texto actual: 15.2 Muro para protección e) Cada acceso debe estar cerrado con candado a menos que tenga guardia continua. Durante la operación normal podrá quitarse el candado de un acceso solamente por las personas designadas por escrito por el operador. Durante una emergencia, deben estar disponibles rápidamente para todo el personal de la instalación dentro del muro los medios para abrir los accesos.			
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM	
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Dado que es imposible determinar en qué momento va a ocurrir una emergencia, para cumplir con lo preceptuado, los medios para abrir los accesos con que contar todo el personal de la instalación dentro del muro, que debemos suponer es toda la planta de almacenamiento de GNL, tendrán que estar disponibles, no sólo rápidamente, sino que siempre, lo que incluye durante la emergencia.		Sí procede.	
Texto actual 16. Operación 17. Mantenimiento 18. Capacitación			
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM	
Comisión Reguladora de Energía Comentario: Considerando que los capítulos 14 Protección y seguridad contra incendios y 15 Seguridad se pueden integrar en el capítulo 114 Plan integral de seguridad y protección civil, se sugiere cambiar la numeración de los capítulos 16, 17 y 18 a 115, 116 y 117 respectivamente, incorporar los comentarios recibidos que sí proceden y simplificar la redacción para dar mayor claridad y precisión de acuerdo con los siguientes: Textos modificados: 115 Operación 115.1 Calificación del personal. La operación de los sistemas que integran la planta de almacenamiento de GNL sólo podrá ser realizada por personal calificado para las funciones asignadas.		Sí procede	

115.2 Procedimientos de operación. Se deben aplicar procedimientos escritos para seguridad de la operación normal y para controlar una operación anormal que pueda afectar la seguridad de la planta. Estos procedimientos deben incluir los aspectos siguientes:

115.2.1 Monitoreo de la operación de cada sistema o estructura en los cuales existe peligro para las personas o propiedades si se detecta fuego o algún mal funcionamiento o fluido inflamable. El monitoreo debe ser realizado en el centro de control y debe activar alarmas visibles y audibles cuando se detecten condiciones anormales de la temperatura, presión, vacío y flujo.

115.2.2 Pruebas de arranque y paro, incluyendo el arranque inicial, para comprobar que los componentes operarán satisfactoriamente en servicio.

115.2.3 Reconocimiento de condiciones de operación anormales.

115.2.4 Purgado, secado, enfriado y desactivación de los componentes.

115.2.5 Monitoreo y control de la temperatura, presión y flujo de vaporización dentro de los límites de operación de los vaporizadores y de los sistemas de transporte de gas natural aguas abajo.

115.2.6 Descripción de los componentes y del proceso, las limitaciones, propósito y condiciones de operación normal.

115.2.7 Descripción de las obligaciones de la persona asignada a la operación de cada subsistema o instalación.

115.2.8 Especificaciones de los ajustes máximos de las válvulas de relevo de presión o la presión de operación máxima de cada componente.

115.2.9 Descripción de los sistemas de seguridad de la terminal de almacenamiento de GNL.

115.3 Enfriamiento de los sistemas criogénicos. El enfriamiento de los componentes de cada sistema que están sujetos a temperaturas criogénicas debe ser controlado para asegurar que los esfuerzos térmicos se mantengan dentro de los límites de diseño de los materiales durante el periodo de enfriamiento, con atención especial al desempeño de los dispositivos de expansión y contracción. Los sistemas de tuberías criogénicas deben ser inspeccionados después del enfriamiento para comprobar que no hay fugas en las bridas, válvulas y sellos.

115.4 Operación del sistema de recepción de GNL de buques.

115.4.1 Verificación Previa a la Descarga (VPD). Para que la descarga de GNL cumpla con los requisitos de seguridad de las NOM y las Normas Aplicables sea segura antes de comenzar dicha operación se deben verificar la operación adecuada de:

- a) Equipos y tuberías que se utilizarán en la descarga.
- b) Sistemas de detección y alarmas de condiciones peligrosas, paro de emergencia y comunicación.
- c) Parámetros establecidos de presión, temperatura y volumen de cada tanque del buque del que se descargará GNL para su recepción en la terminal de almacenamiento de GNL.
- d) Sistemas de recepción y conducción de la terminal de almacenamiento de GNL con relación a su temperatura de diseño.
- e) Condiciones de descarga, las cuales deben cubrir, al menos, lo siguiente:
 - 1. Secuencia de las operaciones.
 - 2. Flujo de descarga.
 - 3. Responsabilidad, ubicación y actividades del personal asignado a las operaciones de descarga.
 - 4. Procedimientos de emergencia que se aplicarán, en su caso.
 - 5. Conectores de descarga que permitan al buque desplazarse hasta los límites de sus amarras sin provocar esfuerzos en los brazos o en la tubería del sistema de descarga.
 - 6. Alineación del sistema para dirigir el flujo de GNL en la dirección correcta.

7. Localización y funcionamiento de las señales de advertencia de que se está realizando la descarga de GNL. 8. Eliminación de fuentes de ignición del área de descarga. 9. Asignación de personal en su lugar de trabajo de acuerdo con el procedimiento de operación que se aplicará. f) El contenido del informe de la VPD en el que se registre lo siguiente: 1. El nombre del buque y del responsable de la descarga del mismo, de la terminal de almacenamiento de GNL y del responsable de la recepción de GNL. 2. El cumplimiento de cada requisito de la VPD. 3. La hora y fecha indicando el momento en que se alcancen las condiciones adecuadas para iniciar las operaciones de descarga, las cuales incluyen el cumplimiento de los requisitos del inciso 115.4.1. 115.4.2 Descarga de GNL. Durante la descarga se debe cumplir con lo siguiente: a) No se debe comenzar con la descarga de GNL hasta que el informe de la VPD haya sido aprobado tanto por el responsable de la descarga en el buque, como por el responsable de la recepción en la planta de almacenamiento de GNL. b) Las personas involucradas en la descarga deben tener la capacitación necesaria y disponer de los procedimientos adecuados para las actividades que tienen asignadas. c) Los responsables y personal asignado a las operaciones de descarga tanto de la planta de almacenamiento de GNL como del buque, no deben tener otras obligaciones asignadas durante la descarga. d) Ninguna embarcación debe estar amarrada al buque. e) Debe haber comunicación continua entre la planta de almacenamiento de GNL y el buque. f) Los sistemas de alumbrado deben estar encendidos entre la puesta y la salida del sol. g) Se debe realizar una inspección de las tuberías y los equipos de descarga para detectar fugas, congelación y escarcha, defectos o cualquier síntoma de problemas en la operación y seguridad al menos una vez en cada descarga. h) Las operaciones de descarga deben ser suspendidas en los casos siguientes: 1. Cuando las condiciones atmosféricas, velocidad del viento en particular, excedan los valores determinados en los procedimientos de operación. 2. Antes de tormentas eléctricas o incendios fuera de control adyacentes al área marina de descarga. 3. De inmediato, cuando se detecta un incendio. 115.4.3 Bitácora de la descarga de GNL. El permisionario debe elaborar una bitácora de las descargas de GNL, en la cual debe registrar al menos la información siguiente: a) El cumplimiento de los requisitos establecidos en el inciso 115.4.2 anterior. b) La fecha y hora en que se inició la descarga de GNL. c) La descripción de cómo se llevó al cabo la operación normal y, en su caso, los incidentes que se presentaron durante la descarga. d) El nombre y firma de cada persona de relevo en el cargo de responsable de la descarga de GNL y la fecha y hora de cada relevo de persona que intervino en la descarga. 115.5 Control de emergencias 115.5.1 Se deben determinar los tipos y lugares susceptibles de que ocurran emergencias, distintas a incendios, en la planta de almacenamiento de GNL ocasionados por mal funcionamiento en la operación, colapso de estructuras, fallas del personal, fuerzas de la naturaleza y actividades adyacentes a la planta de almacenamiento de GNL, entre otras.	
---	--

115.5.2 Se deben tener procedimientos escritos para el manejo adecuado de cada tipo de emergencia. Estos procedimientos deben considerar lo siguiente: a) Acciones específicas en caso de emergencias controlables que incluyan el aviso al personal y el uso del equipo adecuado para controlar la emergencia. b) Identificación de una emergencia incontrolable y las acciones a tomar para minimizar el perjuicio al público y al personal. Debe incluir el aviso inmediato a las autoridades competentes locales y la posible necesidad de evacuar al público en la vecindad de la terminal de almacenamiento de GNL, en su caso. c) Coordinación con las autoridades competentes locales sobre la preparación de un plan de evacuación, el cual debe establecer los pasos requeridos para proteger al público en una emergencia, incluyendo la falla improbable de un tanque de almacenamiento de GNL. d) Participación con las autoridades competentes locales en el proceso de evacuación donde se requiera asistencia mutua, y mantener informadas a dichas autoridades sobre: 1. Cantidad, tipo y localización en la terminal de almacenamiento de GNL de los equipos de control de incendios. 2. Peligros potenciales en la terminal de almacenamiento de GNL. 3. Capacidad del personal de la terminal de almacenamiento de GNL para controlar un estado de emergencia. 4. Status de cada emergencia. 115.5.3 Seguridad del personal. El permisionario debe proveer al personal de ropa y equipos de protección necesarios para su seguridad cuando realicen operaciones de control de emergencias. a) El personal que está en servicio en un lugar fijo, tales como construcciones o lugares cercados donde podrían ser afectados por la radiación térmica del incendio de un área de contención o de un cárcamo de derrames de GNL, deben contar en su lugar de trabajo con medios de protección contra los daños de la radiación térmica o con medios para escapar, en su caso. b) La planta de almacenamiento de GNL debe contar con recursos de primeros auxilios adecuados, en lugares claramente señalados y fácilmente accesibles para el personal. 115.5.4 Purgado. Cuando sea necesario por seguridad, los componentes que pudieran haber acumulado cantidades relevantes de mezclas combustibles, deben purgarse después de haber sido puestos fuera de servicio y antes de volver a ponerlos en servicio, de acuerdo con un procedimiento que cumpla con los requisitos de las Normas Aplicables. 115.5.5 Sistemas de comunicación. La planta de almacenamiento de GNL debe contar con lo siguiente: a) Un sistema de comunicación primario para establecer comunicación verbal entre todo el personal de operación y sus estaciones de trabajo en la planta de almacenamiento de GNL. b) Un sistema de comunicación de emergencia para establecer comunicación verbal entre todas las personas y los lugares necesarios para parar el equipo en operación e iniciar, de manera sistemática y ordenada, la operación del equipo de seguridad en caso de una emergencia. El sistema de comunicación de emergencia debe ser independiente y estar físicamente separado del sistema de comunicación primario y del sistema de comunicación de seguridad. c) Una fuente de energía auxiliar para cada sistema de comunicación, con excepción del equipo energizado por sonido. 115.5.6 Investigación de fallas. El permisionario es responsable de investigar la causa de cada explosión, incendio, fuga o derrame de GNL y contratar, en su caso, servicio especializado que le permita conocer las causas que lo originaron. a) El permisionario debe poner a disposición de la CRE toda la información y proporcionar asistencia y los medios económicos o de otra índole para realizar la investigación.	
---	--

b) A menos que sea necesario para mantener o restaurar el servicio o por seguridad, ningún sistema involucrado en el incidente podrá ser movido de su lugar o alterado hasta que la investigación haya sido realizada o que lo autorice el responsable de la investigación.

c) Cuando los sistemas tienen que ser movidos por razones de operación o seguridad, no podrán salir de la terminal de almacenamiento de GNL y deben ser mantenidos intactos tanto como sea posible hasta que la investigación haya terminado o lo autorice el responsable de la investigación.

d) Como resultado de la investigación, se deben tomar acciones que minimicen la recurrencia del incidente.

116 Mantenimiento

116.1 Generalidades. El permisionario no puede poner, retornar o continuar en servicio algún componente al cual no se le dé mantenimiento de conformidad con esta NOM.

a) Los componentes y sistemas en servicio deben ser mantenidos de conformidad con las NOM y Normas Aplicables en condiciones adecuadas para cumplir con sus propósitos de operación y seguridad mediante reparaciones, reemplazo u otros medios.

b) Si un dispositivo de seguridad es puesto fuera de servicio para darle mantenimiento, el componente para el cual sirve dicho dispositivo, también debe ser puesto fuera de servicio, a menos que la misma función de seguridad sea proporcionada por un medio alterno.

c) Si la operación inadvertida de un componente puesto fuera de servicio puede causar una condición insegura, dicho componente debe tener un letrero en el lugar donde se controla su operación con la advertencia "No Operar", de conformidad con lo estipulado por la NOM-004-STPS-1999.

d) El mantenimiento sólo puede ser realizado por personas que hayan demostrado su capacidad, habilidad y experiencia para desempeñar las funciones que les sean asignadas, y se debe cumplir con lo siguiente:

116.2 Procedimientos de mantenimiento. Se deben establecer procedimientos escritos para el mantenimiento de cada componente de la planta de almacenamiento de GNL, incluyendo los requeridos para el control de la corrosión. Los procedimientos de mantenimiento deben considerar lo siguiente:

116.2.1 Los detalles y la frecuencia con que se deben realizar las inspecciones y pruebas determinados de acuerdo con las Normas Aplicables.

116.2.2 La descripción de otras acciones necesarias para mantener todos los sistemas, componentes y equipos de la planta de almacenamiento de GNL, en condiciones óptimas de operación, de conformidad con los requisitos de esta NOM.

116.2.3 La capacitación y habilidades requeridas del personal de mantenimiento, para reconocer las condiciones operativas que potencialmente puedan estar relacionadas con aspectos de seguridad de la planta.

116.3 Materiales extraños. Se debe evitar o controlar la presencia de materiales extraños, contaminantes y hielo para mantener las condiciones de operación segura de cada componente.

116.3.1 Los terrenos de la planta de almacenamiento de GNL se deben mantener libres de desperdicios, desechos y otros materiales los cuales presentan un riesgo de incendio. Las áreas con pasto o hierbas se deben mantener de manera que no presenten riesgo de incendio.

116.4 Sistemas de soporte. Los sistemas de soporte y cimentaciones de cada componente de la planta de almacenamiento de GNL deben ser inspeccionados de conformidad con los programas de mantenimiento correspondientes para verificar que no tengan cambios que pudieran deteriorar su funcionamiento.

116.5 Protección contra incendio. Las actividades de mantenimiento de los equipos de control de incendios se deben programar de manera que una parte mínima de los equipos sean puestos fuera de servicio al mismo tiempo y que se vuelvan a poner en servicio en el menor tiempo posible.

116.5.1 Los caminos para el movimiento de los equipos de control de incendios dentro de la planta de almacenamiento de GNL deben ser mantenidos en condiciones de uso en todas las condiciones climáticas.

116.6 Fuentes de energía auxiliares. La aptitud de operación de cada fuente de energía auxiliar se debe comprobar mensualmente y su capacidad de operación se debe comprobar anualmente. En la prueba de capacidad se debe considerar la potencia necesaria para arrancar y operar simultáneamente el equipo que tendría que ser accionado por la planta de energía en una emergencia.

116.7 Aislamiento y purgado. Antes de que el personal inicie las actividades de mantenimiento de un componente que maneja fluidos inflamables, el cual ha sido aislado para darle mantenimiento, debe ser purgado aplicando un procedimiento que cumpla con las Normas Aplicables, a menos que el procedimiento de mantenimiento especifique que la actividad puede ser realizada con seguridad sin que el componente sea purgado.

116.7.1 Si el componente o la actividad de mantenimiento tiene una fuente de ignición, para asegurar que el área de trabajo está libre de fluidos inflamables, se debe aplicar adicionalmente a las válvulas de aislamiento, una técnica para remover carretes o válvulas y tapar la tubería con bridas ciegas o doble bloqueo con válvulas de sangrado para asegurar que no haya fluidos inflamables en el área de trabajo.

116.8 Reparaciones. Los trabajos de reparación de componentes deben ser realizados y probados con objeto de constatar la integridad y seguridad en la operación del componente.

116.8.1 En las reparaciones efectuadas cuando los componentes están en operación, los procedimientos de mantenimiento deben considerar las medidas para mantener la seguridad del personal y de la propiedad durante las actividades de reparación.

116.9 Trabajo caliente. Las personas que realicen trabajos de soldadura, corte con antorcha o cualquier otro trabajo de reparación a temperaturas elevadas deben tener un permiso expedido de acuerdo con la NOM-027-STPS-2000 y en lo no previsto por ésta, con las Normas Aplicables.

116.10 Sistemas de control. Los sistemas de control deben estar ajustados para operar dentro de los límites de diseño.

116.10.1 Cuando un sistema de control ha estado fuera de servicio por 30 días o más, antes de que se vuelva a poner en operación, debe inspeccionarse y comprobarse la aptitud de operación de dicho sistema.

116.10.2 Los sistemas de control en servicio, pero normalmente no en operación, tales como válvulas de relevo y dispositivos de paro automático, deben ser inspeccionados y probados una vez cada año calendario, pero los intervalos no deben exceder 15 meses.

116.10.3 Los sistemas de control que normalmente están en operación, por ejemplo el requerido por el sistema de carga base, deben ser inspeccionados y probados una vez cada año calendario, pero los intervalos no deben exceder 15 meses.

116.10.4 Los sistemas de control que se aplican para protección contra incendios deben ser inspeccionados y probados a intervalos regulares que no excedan 6 meses.

116.10.5 Las válvulas de relevo deben ser inspeccionadas y probadas para verificar el asiento de la válvula elevando la presión y comprobando la hermeticidad del cierre.

116.11 Inspección de los tanques de almacenamiento de GNL. Los tanques de almacenamiento de GNL deben ser inspeccionados o probados de acuerdo con los procedimientos correspondientes para verificar que ninguna de las siguientes condiciones perjudique la integridad estructural o la seguridad del tanque.

116.11.1 Los cimios y los movimientos del tanque durante la operación normal y después de un disturbio mayor meteorológico o geofísico.

116.11.2 Fugas del tanque interior.

116.11.3 Efectividad del aislamiento criogénico.

116.11.4 Levantamiento del suelo por congelación.

116.12 Protección contra la corrosión. Se debe determinar qué componentes metálicos requieren control de la corrosión para que su integridad y confiabilidad no sean afectadas adversamente por la corrosión externa, interna o atmosférica durante su vida útil. Los componentes cuya integridad y confiabilidad pudieran ser afectados adversamente por la corrosión, deben ser protegidos contra la corrosión, o inspeccionados y reemplazados bajo un programa de mantenimiento.

116.12.1 Control de la corrosión atmosférica

Los componentes expuestos que están sujetos al ataque corrosivo de la atmósfera deben estar protegidos contra la corrosión atmosférica mediante:

a) Material que ha sido diseñado y seleccionado para resistir el ambiente corrosivo que lo rodea, o

b) Un recubrimiento o cubierta adecuado.

116.12.2 Control de la corrosión externa de componentes enterrados o sumergidos.

a) Los componentes enterrados o sumergidos sujetos a ataque corrosivo externo deben ser protegidos contra la corrosión externa mediante:

1. Material que ha sido diseñado y seleccionado para resistir el ambiente corrosivo que lo rodea, o

2. Los medios siguientes:

- i. Un recubrimiento externo de protección diseñado e instalado para prevenir la corrosión, y
- ii. Un sistema de protección catódica diseñado para proteger los componentes en su totalidad.

b) Donde sea aplicado el sistema de protección catódica, los componentes que están interconectados eléctricamente deben estar protegidos como una unidad.

116.12.3 Control de la corrosión interna

Los componentes que están sujetos a ataque corrosivo interno deben estar protegidos contra la corrosión interna mediante:

a) Material que ha sido diseñado y seleccionado para resistir el fluido corrosivo involucrado, o

b) Recubrimiento interno, inhibidor de corrosión u otros medios.

116.12.4 Corrientes de interferencia

a) Los componentes sujetos a corrientes eléctricas de interferencia deben estar protegidos por un programa continuo para minimizar los efectos perjudiciales de dichas corrientes.

b) Los sistemas de protección catódica deben ser diseñados e instalados para minimizar cualquier efecto adverso que pudiera causar a los componentes metálicos adyacentes.

c) Las fuentes de corriente impresa deben ser instaladas y mantenidas para prevenir interferencia adversa a los sistemas de comunicación y de control.

116.12.5 Monitoreo del control de la corrosión

La protección catódica debe ser inspeccionada periódicamente de conformidad con los procedimientos de mantenimiento correspondientes para detectar lo más temprano posible cualquier deficiencia de la misma, de acuerdo con los requisitos siguientes:

a) Los componentes enterrados o sumergidos que tienen protección catódica deben ser probados al menos una vez cada año calendario, con intervalos que no excedan 15 meses, para determinar si la protección catódica es adecuada.

b) Los rectificadores u otras fuentes de corriente impresa deben ser inspeccionadas al menos 6 veces cada año calendario, en intervalos que no excedan 2½ meses, para verificar que están funcionando correctamente.

c) Los interruptores de corriente inversa, diodos y dispositivos para capturar corrientes de interferencia, cuya falla pondría en riesgo la protección del componente, deben ser revisados eléctricamente al menos 6 veces cada año calendario en intervalos que no excedan 2½ meses, para comprobar que están funcionando correctamente. Otros dispositivos para capturar corrientes de interferencia deben ser revisados al menos una vez cada año calendario, con intervalos que no excedan 15 meses.

d) Los componentes que están protegidos contra la corrosión atmosférica deben ser inspeccionados en intervalos que no excedan 3 años.

e) En los componentes que están protegidos contra la corrosión interna se deben colocar dispositivos de monitoreo diseñados para detectar la corrosión interna, tales como cupones o sondas, en los lugares donde es más probable que ocurra la corrosión. Este monitoreo no es requerido para materiales resistentes a la corrosión si el permisionario puede demostrar que el componente no será afectado adversamente por la corrosión externa durante la vida útil del mismo.

f) Los dispositivos de monitoreo de control de corrosión interna deben ser revisados al menos dos veces cada año calendario, en intervalos que no excedan 7 ½ meses.

116.12.6 Cuando el permisionario se entere por inspección o por otro medio que la corrosión atmosférica, externa o interna no está controlada como es requerido por este capítulo de la NOM, debe tomar acciones correctivas de inmediato.

117 Capacitación del personal

117.1 Capacitación general. El permisionario debe asegurarse que los empleados al ingresar reciban capacitación inicial en los aspectos siguientes:

117.1.1 Propiedades y riesgos del GNL.

117.1.2 Identificación de situaciones de emergencia y cómo hacerles frente.

117.1.3 Procedimientos de emergencia relacionados con las funciones que se han asignado.

117.1.4 Procedimientos básicos de combate contra incendios de GNL.

117.1.5 Primeros auxilios.

117.1.6 Para mantener actualizados los conocimientos y habilidades que el personal adquiere en la capacitación inicial, se debe establecer un plan de capacitación en intervalos no mayores de 5 años.

117.2 El permisionario debe establecer un plan de capacitación del personal de mantenimiento, operación y de supervisión que debe cubrir al menos los aspectos siguientes:

117.2.1 Características y riesgos del GNL y otros fluidos inflamables usados o manejados en la planta de almacenamiento de GNL, específicamente respecto del GNL sobre:

a) Temperaturas criogénicas.

b) Evaporación de GNL y la reacción con el agua y el agua rociada.

c) Vapor inodoro e inflamabilidad de las mezclas con aire.

d) Peligros potenciales implícitos en las actividades de operación y mantenimiento.

e) Procedimientos de prevención de incendios.

f) Causas potenciales y las áreas de fuego potencial.

g) Tipos, tamaños y consecuencias predecibles de los incendios.

h) Conocimiento y destreza para desempeñar sus tareas de control de incendios y el uso adecuado del equipo contra incendio.

117.2.2 Al personal de mantenimiento, operación y de supervisión que lo requiera.

a) Procedimientos detallados sobre las operaciones de la planta de almacenamiento de GNL y de sus componentes, inclusive procedimientos de control, funcionamiento y operación.

b) Procedimientos de transferencia de GNL.

117.3 Para mantener actualizados los conocimientos y habilidades que el personal adquiere en la capacitación inicial, se debe establecer un plan escrito de capacitación continua en intervalos no mayores de 2 años.

117.4 El personal asignado a las actividades de descarga del buque de GNL debe estar capacitado en lo siguiente:

117.4.1 Procedimientos de operaciones y de emergencia requeridos.

117.4.2 Procedimientos de combate contra incendio.

117.4.3 Cumplimiento de las normas y estándares de seguridad.

117.4.4 Procedimientos para el control de GNL derramado, en su caso.

117.4.5 Para mantener actualizados los conocimientos y habilidades que el personal adquiere en la capacitación inicial, se debe establecer un plan de capacitación en intervalos no mayores de 5 años.

117.5 El personal responsable de la seguridad en una planta de almacenamiento de GNL debe ser capacitado de acuerdo con un plan de capacitación inicial que cubra lo siguiente:

117.5.1 Violaciones a normas o estándares de seguridad.

117.5.2 Procedimientos de seguridad relativos a las operaciones necesarios para el desempeño efectivo de los trabajos asignados.

117.5.3 Reconocimiento de las condiciones en las que se necesita asistencia del personal de seguridad.

117.5.4 Para mantener actualizados los conocimientos y habilidades que el personal adquiere en la capacitación inicial se debe establecer un plan escrito de capacitación continua en intervalos no mayores de 2 años.

Texto actual:

16.2 Procedimientos de operación

El operador debe aplicar procedimientos de seguridad escritos para la operación normal y para controlar una operación anormal que afecte la seguridad. Estos procedimientos deben incluir los aspectos siguientes:

- a) Monitoreo de la operación de cada componente o estructura en los cuales podría existir peligro para las personas o propiedades si se detecta fuego o algún mal funcionamiento o fluido inflamable, el cual pudiera causar condiciones peligrosas. El monitoreo debe ser realizado en un centro de control vigilado de alarmas visuales y audibles de gas, temperatura, presión vacío y flujo, o realizando inspecciones o pruebas en los intervalos indicados en los procedimientos de operación.

Promovente y comentarios presentados

Ing. Ricardo Aguirre Beltrán

Comentario 1: En español existe el término monitor, sustantivo con muchas acepciones, sin embargo no existe el verbo monitorear. Las disposiciones legales, en nuestro país, deben expedirse en idioma español.

Comentario 2: Debemos entender que si se obliga la vigilancia por medio de un monitor de la operación de componente o estructura en los que podría existir peligro si se detecta un hecho o actividad determinada (fuego, un mal funcionamiento o la presencia de fluido inflamable) es porque tales hechos o actividades posibilitan la existencia del peligro por su simple aparición en el elemento vigilado, lo que por definición es una condición peligrosa. Ergo, sobra "el cual pudiera causar condiciones peligrosas".

Respuesta y modificación a la NOM

No procede ya que el término monitorear es uso común o normal en México y se entiende como vigilar por medio un sistema de seguridad de advertencia que transmite información continuamente a un lugar de vigilancia

Sí procede.

Texto actual: 16.2 Procedimientos de operación El operador debe aplicar procedimientos de seguridad escritos para la operación normal y para controlar una operación anormal que afecte la seguridad. Estos procedimientos deben incluir los aspectos siguientes: i) Descripción de los sistemas de seguridad.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Dado que en el capítulo 15 del proyecto de norma el término seguridad se aplica a lo relativo a la protección de la planta en contra de los actos dolosos de personas ajenas o no autorizadas, en este capítulo, relativo a la operación no es posible determinar inconcusamente, aunque podemos barruntarlo, si los sistemas de seguridad que se pide describir son o no los sistemas de seguridad relativos a la operación de la planta. Es necesario aclararlo.	No procede porque el fundamento del comentario que presenta no es objetivo. El texto del capítulo 16 de la NOM es claro en cuanto a que se trata de seguridad operativa.
Texto actual: 16.4 Inspección del buque previa a la transferencia (IBPT) Antes de transferir el GNL, la Persona Encargada de las Operaciones de Transferencia en la Costa (PEOTC) debe: a) b) c) Revisar y acordar con la Persona Encargada de la Transferencia en el Buque (PEOTB) lo siguiente: 1. 2. 3. 4. Los procedimientos de emergencia del Manual de Emergencias que se aplicarán	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Esta es la única referencia al Manual de Emergencias como tal en todo el proyecto de norma. El apartado 16.7 trata de Procedimientos de emergencia, y en él se hace referencia al manual de procedimientos escritos que deben seguirse en una emergencia sin que se pueda determinar si el manual de emergencia y los manuales de procedimientos antes citados son lo mismo o no. Debe aclararse esto, para garantizar al gobernado que no quedará a merced de la interpretación arbitraria de la autoridad administrativa.	No procede porque está claro que el inciso 16.4 trata específicamente de la inspección del buque previa a la transferencia de GNL y el inciso 16.7 describe los requisitos que deben cumplir los procedimientos de emergencia de la planta de GNL.
Texto actual: 16.5 Declaración de Inspección del Buque (DIB) a) Después que la inspección del buque previa a la transferencia se ha realizado en forma satisfactoria la PEOTC debe asegurarse que no se transfiera GNL hasta que la DIB que se describe en el inciso c). de esta sección haya sido firmada por la PEOTC y la PEOTB por duplicado. b) El PEOTC debe entregar una copia firmada de la DIB a la PEOTB y debe mantener la otra copia firmada en las instalaciones de recepción de GNL por no menos de 30 días después de que ha terminado la transferencia de GNL.	

c) Cada DIB debe contener lo siguiente: d) El nombre del buque y de las instalaciones de recepción de GNL. e) La fecha y hora en que se inició la transferencia de GNL. f) La lista de los requisitos contenidos en la Inspección del Buque Previa a la Transferencia (IBPT) con las iniciales de la PEOTC en cada requisito que indique que se cumplió el mismo. g) La firma de la PEOTC con la hora y fecha en que se firmó indicando que dicha Persona está lista para iniciar las operaciones de transferencia. h) El nombre y firma de cada persona de relevo en el cargo de PEOTC y la fecha y hora de cada relevo de persona.		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Sempre Energy México, S.A. de C.V. Comentario: Errores de numeración. 16.5 d, e, f, g, h deberían ser 1, 2, 3, 4, 5 bajo 16.5 c		Sí procede.
Texto actual: 16.9 Investigación de fallas a) El operador de la planta de GNL debe investigar la causa de cada explosión, incendio, fuga o derrame de GNL que haya resultado en: 1. Muerte o lesiones que requieran hospitalización, o 2. Daños en la propiedad que excedan de un millón de pesos.		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: El Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de Trabajo establece que los servicios preventivos de seguridad e higiene en el trabajo investigarán las causas productoras de incidentes, accidentes y enfermedades de trabajo, sin limitar tal investigación a muerte o lesiones que requieran hospitalización, daños en la propiedad que excedan una determinada cantidad en pesos. Siendo el inciso en comento incompatible con un precepto expedido con anterioridad, este último debe quedar abolido.		Sí procede
Texto actual: 16.9 Investigación de fallas c) El operador debe poner a disposición toda la información relevante y proporcionar asistencia para realizar la investigación. A menos que sea necesario para mantener o restaurar el servicio o por seguridad, ningún componente involucrado en el incidente podrá ser movido de su lugar o alterado hasta que la investigación haya sido realizada o que lo autorice la agencia investigadora. Cuando los componentes tienen que ser movidos por razones de operación o seguridad; dichos componentes no podrán salir de la planta y deben ser mantenidos intactos tanto como sea posible hasta que la investigación haya terminado o lo autorice la agencia investigadora.		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: No existe en la legislación mexicana el término agencia investigadora, a menos que suponga necesaria, la intervención del Ministerio Público en la investigación de todo accidente de trabajo, en cuyo caso deberá llamársele por su nombre.		Sí procede
Texto actual: 16.10 Purgado Cuando sea necesario por seguridad, los componentes que pudieran haber acumulado cantidades significantes de mezclas combustibles, deben purgarse después de haber sido puestos fuera de servicio y antes de volver a ponerlos en servicio, de acuerdo con un procedimiento que cumpla con los requisitos del documento de American Gas Association (AGA) "Purging principles and practice".		

Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM	
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: En los fundamentos del proyecto no se cita ordenamiento alguno que sustente la obligatoriedad del documento AGA "Purging principles and practices"		Sí procede	
Asociación de Normalización y Certificación, A.C. (ANCE) Comentario: No se puede hacer referencia directa al documento American Gas Association (AGA) "Purging principles and practice" ya que se constituye como norma extranjera. El procedimiento para cumplir con los requisitos de dicho documento debe incluir en el texto de la NOM. Lo anterior, de acuerdo con el Artículo 28, fracción IV del Reglamento de la LFMyn.		Sí procede	
Texto actual: 17.1 Generalidades a) b) Un operador no puede poner, retornar o continuar el servicio de algún componente al cual no se le dé mantenimiento de conformidad con esta NOM. c) d) a) b) c) Si la operación inadvertida de un componente puesto fuera de servicio puede causar una condición insegura, dicho componente debe tener un letrero en el lugar donde se controla su operación con la advertencia "No Operar" o similar			
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM	
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario 1: Las siglas NOM son parte de la clave de las normas oficiales mexicanas, no de las normas en sí, por lo que sería conveniente decir "esta Norma" y no "esta NOM".		No procede porque el texto se refiere al cumplimiento de los requisitos establecidos en esta NOM. Sí procede cambiar el término "operador" por "permisionario"	
Comentario 2: La NOM-004-STPS-1999, Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo, prevé tarjetas de aviso.		Sí procede.	
Texto actual: 17.8 Aislamiento y purgado a) Antes de que el personal inicie las actividades de mantenimiento de un componente que maneja fluidos inflamables, el cual ha sido aislado para darle mantenimiento, dicho componente debe ser purgado aplicando un procedimiento que cumpla con los requisitos del documento AGA "Purging principles and practices", a menos que el procedimiento de mantenimiento especifique que la actividad puede ser realizada con seguridad sin que el componente sea purgado.			
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM	
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: En los fundamentos del proyecto no se cita ordenamiento alguno que sustente la obligatoriedad del documento AGA "Purging principles and practices"		Sí procede	
Asociación de Normalización y Certificación, A.C. (ANCE) Comentario: No se puede hacer referencia directa al documento American Gas Association (AGA) "Purging principles and practice" ya que se constituye como norma extranjera. El procedimiento para cumplir con los requisitos de dicho documento debe incluir en el texto de la NOM. Lo anterior, de acuerdo con el Artículo 28 fracción IV del Reglamento de la LFMyn.		Sí procede	

Texto actual: 17.10 Trabajo caliente Las personas que realicen trabajos de soldadura, corte con antorcha o cualquier otro trabajo caliente deben tener un permiso expedido de acuerdo con los procedimientos de mantenimiento.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: La autorización para realizar trabajos de soldadura y corte está perfectamente definida en la NOM-027-STPS-2000, Soldadura y corte. Condiciones de seguridad e higiene, por lo que en este apartado se están duplicando obligaciones de los trabajadores, independientemente de no contemplarse la competencia de la STPS en la vigilancia del cumplimiento y aplicación de lo preceptuado.	No procede porque este párrafo confirma lo estipulado en el inciso 5.4 de la NOM-027-STPS-2000. En la NOM-013-SECRE-2003 se establece que su cumplimiento no excluye el cumplimiento de las disposiciones de otras autoridades, por lo que se incorpora en el capítulo 3 Referencias de esta NOM, la NOM-027-STPS-2000,
Texto actual: 18. Capacitación 18.1 Generalidades a) El operador debe asegurar que todos los empleados tienen capacitación en los aspectos siguientes: 1. Procedimientos básicos de combate contra incendios de GNL.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario 1: La capacitación y adiestramiento de los trabajadores están establecidos en la Ley Federal del Trabajo, la cual no se cita en el proyecto de NOM.	No procede porque la Ley Federal del Trabajo no es competencia de la CRE. El cumplimiento de la disposición específica de esta NOM, en materia que es competencia de la CRE, no excluye el cumplimiento de otras disposiciones jurídicas aplicables.
Comentario 2: Todo lo relativo a prevención y combate de incendios en los centros de trabajo, incluido lo relativo a la capacitación de los trabajadores está contemplado en la NOM-002-STPS-2000.	No procede porque la NOM establece los conocimientos específicos para las plantas de GNL y confirma lo establecido en las NOM de la STPS. En la NOM-013-SECRE-2003 se establece que su cumplimiento no excluye el cumplimiento de las disposiciones de otras autoridades, por lo que se incorpora en el capítulo 3 Referencias de esta NOM, la NOM-002-STPS-2000.
Texto actual: 18.2 Operación y mantenimiento a) El operador debe establecer e implantar un plan escrito de capacitación inicial para instruir: 1. Al personal de mantenimiento, operación y de supervisión: - Sobre las características y riesgos del GNL y otros fluidos inflamables usados o manejados en la instalación, incluyendo respecto al GNL sobre las temperaturas bajas y criogénicas, inflamabilidad de las mezclas con aire, vapor inodoro, características de la generación de vapor (boil off) y la reacción con el agua y el agua rociada. - Sobre los riesgos potenciales implícitos en las actividades de operación y mantenimiento. 2. A todo el personal - Llevar al cabo los procedimientos de emergencia relacionados con las funciones que se han asignado. - Prestar primeros auxilios, y	

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario 1: La obligación de capacitar y adiestrar a los trabajadores la impone la Ley Federal del Trabajo al patrón, y en este caso el patrón es el permisionario y no el operador.	Sí procede por lo que se cambia la palabra operador por permisionario en el texto de la NOM.
Comentario 2: Todo lo relativo a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas, incluido lo relativo a la capacitación de los trabajadores está contemplado en la NOM-005-STPS-1998. Comentario 3: Todo lo relativo a la operación y mantenimiento de la maquinaria y equipo en los centros de trabajo, incluido lo relativo a la capacitación de los trabajadores está contemplado en la NOM-004-STPS-1999.	No proceden porque la NOM establece los conocimientos específicos para las plantas de GNL y confirma lo establecido en las NOM de la STPS. En la NOM-013-SECRE-2003 se establece que su cumplimiento no excluye el cumplimiento de las disposiciones de otras autoridades, por lo que se incorpora en el capítulo 3 Referencias de esta NOM, las NOM-004-STPS-1999 y NOM-005-STPS-1998.
Texto actual: 18.5 Protección contra incendio a) El personal de operación y mantenimiento de la planta de GNL, incluyendo los supervisores inmediatos, debe estar capacitado de acuerdo con un plan escrito cuya capacitación inicial cubra lo siguiente: 1. Conocimiento y aplicación de los procedimientos de prevención de incendios; 2. Conocimiento de las causas potenciales y las áreas de fuego potencial; 3. Conocimiento de los tipos, tamaños y consecuencias predecibles de los incendios; y 4. Conocimiento y destreza para desempeñar sus tareas de control de incendios y el uso adecuado del equipo contra incendio.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Todo lo relativo a prevención y combate de incendios en los centros de trabajo, incluido lo relativo a la capacitación de los trabajadores está contemplado en la NOM-002-STPS-2000. Por lo anterior, en este capítulo se duplican obligaciones para los gobernados, que ahora deberán demostrar el cumplimiento ante dos dependencias, invadiéndose la competencia de la STPS.	No procede porque la NOM establece los conocimientos específicos para las plantas de GNL y confirma lo establecido en las NOM de la STPS. En la NOM-013-SECRE-2003 se establece que su cumplimiento no excluye el cumplimiento de las disposiciones de otras autoridades, por lo que se incorpora en el capítulo 3 Referencias de esta NOM, la NOM-002-STPS-2000.
Parte 2. Plantas de GNL costa afuera	
Texto actual: Introducción Esta Parte de la NOM establece los requisitos mínimos adicionales de seguridad para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las plantas de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL) instaladas en el fondo del mar, fuera de la costa. Esta Parte complementa la Parte 1 de esta NOM, agregando requisitos específicos para las plantas de GNL costa afuera y la tubería para transportar el gas natural a la costa. En los aspectos de las plantas de GNL costa afuera no previstos en la Parte 2 se aplicarán los requisitos de la Parte 1. En caso de conflicto con los requisitos de la Parte 1, prevalecerán los requisitos de la Parte 2. En caso de duda, deberá consultarse con la Comisión.	

101. General

Esta Parte de la NOM establece los requisitos mínimos adicionales de seguridad para el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las plantas de almacenamiento de Gas Natural Líquido (GNL) instaladas en el fondo del mar, fuera de la costa. Esta Parte complementa la Parte 1 de esta NOM, agregando requisitos específicos para las plantas de GNL costa afuera y la tubería para transportar el gas natural a la costa.

Dichas plantas de GNL costa afuera se construirán utilizando una Estructura Anclada al Lecho Marino (EAM) hecha de concreto, la cual está instalada permanentemente en el fondo del mar de manera semejante a aquellas utilizadas en las construcciones marítimas internacionales de producción de petróleo y gas.

La Planta de GNL costa afuera se deberá diseñar, construir, instalar, operar y mantener de acuerdo con los reglamentos y los estándares vigentes en México aplicables y; en ausencia de los mismos, de acuerdo con prácticas internacionalmente reconocidas aprobadas por la Comisión.

Promovente y comentarios presentados**Respuesta y modificación a la NOM****ChevronTexaco de México, S.A.**

Comentario: La sección principal involucra que el remanente de las provisiones de la sección con fundamento en tierra sean transferidas a la sección costa afuera, a fin de que la sección sea reemplazada por la sección costa afuera. Mediante la introducción de este enfoque, se abre la puerta para utilizar el análisis de riesgo como base. Debido a que esta NOM depende fuertemente en el análisis de riesgo para algunas secciones, podrá ser usado para desarrollar una alternativa que justifique los resultados de seguridad y operación.

Introducción

Esta Parte de la NOM establece los requisitos mínimos adicionales de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de Gas Natural Líquido (GNL) instaladas en el fondo del mar, fuera de la costa. Esta Parte complementa la Parte 1 de esta NOM, añadiendo requisitos específicos para las plantas de GNL costa afuera y para la tubería que transporta gas natural a la costa y modifica el enfoque para lograr los objetivos de seguridad y de operación de esta NOM.

En los aspectos de la planta de GNL costa afuera, los requisitos establecidos en la Parte 1 son aplicables para todo lo relacionado con las plantas de GNL costa afuera que no sean reemplazados en esta Parte 2. En caso de conflicto entre los requisitos de la Parte 1, prevalecerán los requisitos de la Parte 2. En caso de duda, deberá consultarse con la Comisión.

**Sí
procede****Ing. Ricardo Aguirre Beltrán**

Comentario: Suponemos que lo que quiso decir es **ancladas** en el fondo del mar.

No procede porque la estructura no está anclada, está apoyada y queda fija por su propio peso en el fondo del mar.

Texto actual:

101.1.1.1. Deberá establecerse una Zona de exclusión para actividades de terceros no relacionados con la planta de GNL costa afuera no menor de 500 m del centro de la instalación de GNL.

101.1.1.2. Se deberán realizar estudios para determinar la localización de la instalación de almacenamiento de GNL, los cuales deberán considerar al menos, los aspectos siguientes:

- a) Condiciones del lecho marino y de la subsuperficie
- b) Condiciones océano-meteorológicas
- c) Aspectos ambientales
- d) Sismología
- e) Transporte del gas natural a la costa

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Entre los aspectos limitados no se incluye la afectación personal y social por exclusión de tercero con actividades no relacionadas con la planta en la zona que se convertirá en una zona de exclusión, a fin de preservar sus derechos consagrados en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. La inclusión de aspectos ambientales, obviamente relevantes no sólo con relación a como pudieran éstos afectar la operación de la planta, sino como pudiera la construcción y operación de la planta afectar el entorno (Artículo 147 de la Ley de Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental) determina la competencia inconcusa de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales para la expedición conjunta de esta norma.	No procede, la regulación de la actividad de almacenamiento de gas natural, le corresponde únicamente a la Comisión Reguladora de Energía en los términos de los artículos 2 fracción V y 3 fracción VIII de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y 14 del Reglamento de Gas Natural. El permisionario debe cumplir con las disposiciones de esta NOM sin perjuicio del cumplimiento de los ordenamientos legales competencia de otras autoridades. El comentario es notoriamente impreciso, e implicaría que cualquier NOM sea expedida de manera conjunta por las autoridades competentes. La obligación de los permisionarios ante la Comisión Reguladora de Energía debe cumplirse sin perjuicio de las demás autorizaciones por otras autoridades. La Comisión Reguladora de Energía tiene la atribución de expedir y publicar normas oficiales mexicanas en el ámbito de la materia de su competencia en los términos del artículo 34 del Reglamento interior de la Secretaría de Energía. Adicionalmente a lo antes expuesto, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos que revisó y aprobó el proyecto de NOM cuenta con representantes de diversas dependencias del Gobierno Federal así como de los sectores productivo y social, tal y como lo establece la Ley Federal sobre Metrología y Normalización de acuerdo con el artículo 62 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
Comisión Reguladora de Energía Comentario: Con la finalidad de dar mayor precisión en los requisitos se propone modificar al siguiente: Texto propuesto: 201.2 Localización de las plantas de almacenamiento de GNL costa afuera 201.2.1 Debe establecerse una zona de exclusión para actividades de terceras personas no relacionadas con las actividades de la planta de almacenamiento de GNL con una distancia mínima del centro de la instalación de GNL determinada mediante un análisis de riesgo realizado de acuerdo con la metodología del capítulo 106 de esta NOM. 201.2.2 Los estudios para determinar la localización de la planta de almacenamiento de GNL deben considerar, al menos, los aspectos siguientes: a) Condiciones del lecho marino y del mar b) Condiciones océano-meteorológicas c) Aspectos ambientales d) Sismología e) Zonas de exclusión derivadas del tránsito y actividades marítimas existentes f) Protección de las instalaciones contra el oleaje y condiciones de atraque de los buques g) Transporte del gas natural a la costa	Sí procede

Comisión Reguladora de Energía Comentario: Con el fin de facilitar la lectura de la NOM se propone incorporar un capítulo de definiciones en la parte 2 de plantas mar adentro con el contenido siguiente: 202 Definiciones 202.1 Estado Límite Accidental (ELA): El Estado Límite que si se excede se tiene peligro de una falla de un elemento, componente o sistema estructural después de un evento con muy poca probabilidad de ocurrencia, tal como un incendio, una explosión, el impacto de un objeto muy grande, entre otros. 202.2 Estado Límite de Fatiga (ELF): El Estado Límite que considera los efectos acumulados de cargas repetidas, si se excede se tiene peligro de falla por fatiga del elemento, componente o sistema estructural. 202.3 Estado Límite de Servicio (ELS): El Estado Límite que corresponde a condiciones que no se espera exceder durante el funcionamiento normal de las instalaciones; si se excede pone en peligro la capacidad de servicio del elemento, componente o sistema estructural. 202.4 Estado Límite Ultimo (ELU): El Estado Límite que corresponde a la capacidad última de un elemento, componente o sistema estructural; si se excede pone en peligro la integridad de dicho elemento, componente o sistema estructural. 202.5 Estructura Fija por Gravedad (EFG): Las estructuras huecas construida de concreto predominantemente, que se apoyan sobre el fondo del mar y quedan fijas en su posición por su propio peso. Los tanques de almacenamiento de GNL pueden ubicarse dentro de la estructura y/o en la parte superior de la misma sobre una plataforma arriba del nivel del agua. 202.6 Planta de almacenamiento de GNL mar adentro o costa afuera: El sistema compuesto por instalaciones y equipos instalados en una Estructura Fija por Gravedad sobre el fondo del mar, aptos para recibir Gas Natural Licuado de buques, conducirlo a los tanques de almacenamiento y vaporizarlo para entregar gas natural a un sistema de transporte por ductos submarinos hasta la costa. 202.7 Sismo de Operación Base (SOB): El movimiento de suelo considerado como un caso de operación normal, con ELU y ELS normales. Los esfuerzos de los elementos estructurales deben mantenerse dentro del límite elástico. 202.8 Sismo de Paro Seguro (SPS): El movimiento de suelo considerado como una condición accidental mientras que no se alcance la destrucción de la EFG y pérdida progresiva de la contención del GNL.	Sí procede
Texto actual: 102.1.1 General El intervalo de repetición mínimo que se utiliza para establecer la magnitud de las Condiciones Ambientales de diseño es de 100 años, excepto donde el uso de un intervalo de repetición menor produzca efectos de carga de mayor magnitud.	
Promovente y comentarios presentados ChevronTexaco de México, S.A. Comentario: El uso del múltiplo no es poco común en algunas áreas del mundo para plataformas costa afuera donde el múltiplo es de 5. Sin una definición de múltiplo, la sección es arbitraria. En caso de utilizarse un múltiplo, un valor de 4 o 5 será lo más apropiado. Texto Propuesto El intervalo de repetición mínimo que se utiliza para establecer la magnitud de las Condiciones Ambientales de diseño es de 100 años, excepto donde el uso de un intervalo de repetición de 5, produzca efectos de carga de mayor magnitud.	Respuesta y modificación a la NOM No procede porque no hay un fundamento adecuado para sustentar el cambio propuesto. Asumimos que por "intervalo de repetición de 5" CT se refiere a un periodo de repetición que es 5 veces la vida de diseño de la EFG. Si es este el caso, entonces el intervalo de repetición podría ser de 200 años, que no es un valor usual. Es una práctica común usar una vida de diseño de 10 años para estructuras costa afuera y éste es el intervalo elegido en la prácticas internacionalmente reconocidas para plantas de almacenamiento de GNL mar adentro.

Texto actual: 102.3 Análisis de riesgos Un análisis de los riesgos se deberá llevar a cabo para las instalaciones de la Planta marítima de GNL utilizando los mismos métodos que se requieren en las plantas marítimas, como se detalla en otras secciones de esta NOM.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: El párrafo es tautológico, en su acepción despectiva. Posiblemente se intentó decir que se utilicen los mismos métodos que para las plantas de GNL en tierra.	Sí procede , por lo que se cambia al siguiente: Texto modificado: 203.1.1 Se debe llevar a cabo un análisis de riesgos para las instalaciones de la planta de almacenamiento de GNL costa afuera utilizando la metodología descrita en el capítulo .06 de esta NOM.
Texto actual: 103.4. Combinaciones de carga, factores de carga y resistencia Se deberán escoger las combinaciones de carga y los factores de carga y resistencia del diseño estructural de acuerdo con los estándares y especificaciones aplicables en México respecto a las mismas y, en ausencia de las mismas, de acuerdo con las prácticas internacionalmente reconocidas al momento de su aprobación por la Comisión. Los factores de carga y resistencia descritos en los estándares mexicanos internacionales e industriales aplicables y reconocidos, establecen los márgenes de seguridad apropiados para cada uno de los estados límites definidos. El dueño entregará los factores propuestos consistentes con los estándares escogidos para su aprobación por la Comisión.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Será muy difícil encontrar estándares mexicanos (1) internacionales (2) e industriales (3) aplicables (4) y reconocidos (5), cinco adjetivos, los cuales además deberán ser aprobados por la Comisión. Independientemente de lo anterior, la legislación no contempla la figura de dueño, sino de permisionario.	Sí procede , por lo que se cambia al siguiente: Texto modificado: 204.4 Combinaciones de carga, factores de carga y resistencia Las combinaciones de carga y los factores de carga y resistencia de diseño estructural deben ser congruentes con las Normas Aplicables para asegurar que los factores de carga y resistencia incorporan márgenes de seguridad apropiados para cada estado límite definido.
Texto actual: 104.1.1.2. Factores ambientales a considerar Se utilizarán las condiciones prototipo como se definen en la sección 103 como la base para generar las cargas y fuerzas con las cuales se diseñará la estructura. Se deberán aplicar métodos de ola-corriente establecidos. En la evaluación de cargas se deberá considerar la difracción de las olas debido a los componentes de la estructura de diámetros grandes.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: 104.1.1.2 Factores ambientales a considerar Dice: "diámetros de grandes"; debe decir "diámetros grandes"	Sí procede y se corrige el error tipográfico.
Texto actual: 104.2.3. El tamaño de la estructura podrá ser frecuentemente del tamaño suficiente que funcione como un rompeolas, y se otorgará una consideración total para reflejar las fuerzas de las olas (y run-up y overtopping de olas). Para estructuras largas, se tomarán en cuenta los efectos de las olas oblicuas que causan el doblamiento horizontal de la base y la torsión global de los cimientos.	

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Frecuencia es la repetición mayor o menor de un acto o de un suceso, por lo que es difícil pensar que sea aplicable al tamaño de la estructura y no es claro a que se otorgará una consideración (acción y efecto de considerar: juzgar, estimar) total para reflejar las fuerzas de las olas, además de incluirse términos en otro idioma en lo que se desea sea un ordenamiento legal. El párrafo debe revisarse.	Sí procede, por lo que se cambia al siguiente: Texto modificado: 205.3.3 Si la EFG funciona como rompeolas, en su diseño se deben considerar las fuerzas de las olas cuando éstas suben por la EFG y cuando la sobrepasan. Para EFG de dimensiones largas, se deben tomar en cuenta los efectos de las olas oblicuas que causan flexión horizontal y torsión global de la EFG.
Texto actual: 104.2.4 La base tomará en cuenta las cargas sísmicas utilizando un análisis de la interacción de la estructura del suelo, el cual incorporará la carga y el GNL. En la ausencia de otros requerimientos, se recomienda que se diseñe la base tomando en cuenta las siguientes condiciones: a) Sismo de Operación Base (SOB) será considerado como un caso de operación normal, con revisabilidad y límite absoluto (i.e. elástico restante). b) Sismo de Paro Seguro (SPS) será considerado como un caso de condición accidental mientras que no se lleve al colapso o la pérdida progresiva de la contención del GNL.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
ChevronTexaco de México, S.A. Comentario: Se adiciona el texto con el propósito de comprender la intención. Texto Propuesto 104.2.4 La base tomará en cuenta las cargas sísmicas utilizando un análisis de la interacción de la estructura del suelo, el cual incorporará la carga y el GNL. En la ausencia de otros requerimientos, se recomienda que se diseñe la base tomando en cuenta las siguientes condiciones: a) Sismo de Operación Base (SOB) será considerado como un caso de operación normal, con revisabilidad y límite absoluto. En relación con el comportamiento estructural, la estructura podrá reunir esta condición, ya que los materiales se mantendrían esencialmente elásticos. (ej. el uso de características de ductilidad, los mecanismos de transferencia de carga de manera no lineal y la capacidad no son utilizados. Esencialmente, toda la energía deberá ser absorbida en el rango elástico lineal). b) Sismo de Paro Seguro (SPS) será considerado como un caso de condición accidental mientras que no se lleve al colapso o la pérdida progresiva de la contención del GNL.	Sí procede, por lo que se cambia al siguiente: Texto modificado 205.3.4 Se deben considerar las cargas sísmicas en el análisis de la interacción de la EFG con el CFM, incorporando las cargas producidas por el GNL almacenado. No se permite un deslizamiento entre la EFG y el CFM, excepto bajo condiciones de carga sísmica extrema y sólo si las conexiones a estructuras y tuberías asociadas pueden tolerar sin daños el deslizamiento previsto. A falta de otros requisitos, se recomienda que la EFG se diseñe tomando en cuenta las condiciones siguientes: a) Sismo de Operación Base (SOB) será considerado como un caso de operación normal, con ELU y ELS normales. Los esfuerzos de los elementos estructurales deben mantenerse dentro del límite elástico. b) Sismo de Paro Seguro (SPS) será considerado como una condición accidental mientras que no se alcance la destrucción de la EFG y pérdida progresiva de la contención del GNL.
Texto actual: 104.2.5. El sismo SOB no tiene implicaciones de seguridad, y el dueño/operador normalmente establece el nivel en base a los requisitos de operación y de protección del activo. Sin embargo, por lo general se establece el evento SOB como un evento con una periodicidad de 475 años. El sismo SPS sí tiene implicaciones de seguridad tanto para el personal como para el medio ambiente, y normalmente tiene una periodicidad de 4,975 años.	

El arreglo base general tendría que tomar en cuenta la necesidad para un espacio de lastre y medidas de mitigación para prevenir daños al sistema de contención causados por impacto con una embarcación externa. Por lo tanto, se espera que el exterior tenga una doble pared con suficiente espacio entre las paredes para acomodar el lastre adecuado y para permitir la deformación/perforación de la pared exterior por impacto de una embarcación sin daño a la pared interna.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
--------------------------------------	-----------------------------------

Ing. Ricardo Aguirre Beltrán

Comentario:

Eliminar términos como "tendría", "se espera"

Sí procede, se revisó todo el texto de la NOM para modificar todas las acciones normativas con el término "debe", de conformidad con la NMX-Z-013/1-1977.

Texto actual:

104.2.6. La selección del sistema de contención se regirá por los requisitos del dueño/operador junto con los requisitos de la autoridad nacional. Sin embargo, debido a preocupaciones políticas y ambientales, se espera que la planta marítima sea un tanque de contención doble o lleno.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
--------------------------------------	-----------------------------------

Ing. Ricardo Aguirre Beltrán

Comentario: Dueño/operador y autoridad nacional no son personas contempladas por la legislación aplicable. Los términos son permisionario y autoridad o dependencia competente. Se está utilizando el término contención en su acepción de almacenamiento, lo cual es inadecuado, ya que en otras partes de este mismo proyecto de norma se usa contención con otra acepción (ver capítulo 7)

No procede porque este inciso se elimina debido a que los requisitos de los tanques de almacenamiento están establecidos en el capítulo 206 de esta NOM.

Texto actual:

104.2.7. Cualquiera que sea el sistema de contención que se elija, se tendrá que demostrar que el casco de concreto está protegido adecuadamente contra una fuga del GNL del contenedor principal, o que es capaz de contener una fuga sin efectos adversos.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
--------------------------------------	-----------------------------------

Ing. Ricardo Aguirre Beltrán

Comentario: En las definiciones del proyecto en comentario se contempla contenedor secundario y no casco, la norma debe ser más consistente.

Sí procede

Texto actual:

104.4.2. Materiales

Los materiales integrales del concreto estructural son el cemento, los agregados y el agua. El concreto estructural también podrá incluir mezclas y adiciones.

Los materiales integrales serán sólidos, durables, libres de defectos y adecuados para hacer concreto que alcanzará y mantendrá las propiedades requeridas. Los materiales integrales no contendrán ingredientes dañinos en cantidades que podrán perjudicar la durabilidad del concreto o que podrán causar la corrosión del reforzamiento y serán adecuados para su uso intencionado.

La aprobación de los materiales integrales del concreto y de los reforzamientos se basará en pruebas de materiales donde se prueba la composición química, las propiedades mecánicas y otros requisitos especificados de acuerdo con, y en contra de, métodos y requisitos de probación específicos de este estándar o de estándares internacionales relevantes.

Las especificaciones de los materiales se establecerán para todos los materiales que se utilizarán en la fabricación del concreto, en el sistema de reforzamiento y en el sistema de pretensado. Los materiales que cumplen con los estándares reconocidos de los productos podrán ser admitidos en el entendido que se cumpla con los requisitos de este estándar.

Promovente y comentarios presentar os		Respuesta y modificación a la NOM	
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario 1: Si los materiales integrales del concreto son el cemento, los agregados y el agua, no puede exigirse que todos ellos sean sólidos, ya que para ello el agua deberá estar helada al preparar el concreto, lo que no es funcional. Comentario 2: Este no es un estándar, sino una Norma Oficial Mexicana, actualmente en su fase de proyecto. Es necesario definir qué significa Estándares Internacionales relevantes, para que el gobernado no quede al arbitrio de la autoridad administrativa. El término probación no es común en nuestro país, se considera un arcaísmo, por lo que sería conveniente utilizar prueba dado que significan exactamente lo mismo.		Sí proceden	
Texto actual: c) Agregados de peso normal Unicamente se utilizarán agregados considerados adecuados. Los agregados para el concreto estructural deberán tener suficiente resistencia y durabilidad. No deberán ablandarse, ni deberán ser excesivamente friables o expansible.			
Promovente y comentarios presentar os		Respuesta y modificación a la NOM	
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Se debe corregir el número del último adjetivo del párrafo, ya que califica a los agregados.		Sí procede	
Texto actual: 104.4.2.2. Requisitos de los materiales-concreto Se seleccionarán la composición del concreto y los materiales integrales para satisfacer los requisitos de esta NOM y las especificaciones del proyecto para el concreto fresco y endurecido, tales como consistencia, densidad, resistencia, durabilidad y protección contra la corrosión del acero embebido. Se tomarán en cuenta los métodos de ejecución a ser aplicados. Los requisitos del concreto fresco garantizarán que el material sea completamente manejable en todas las etapas de su fabricación, transportación, colocación y compactación. Se especificarán las propiedades requeridas de concreto fresco y endurecido. Estas propiedades requeridas serán verificadas por el uso de métodos de prueba reconocidos, Estándares Internacionales o estándares nacionales reconocidos.			
Promovente y comentarios presentar os		Respuesta y modificación a la NOM	
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Requisitos de los materiales-concreto. La verificación con el uso de métodos de prueba sólo puede ser realizada por personas y laboratorios de prueba acreditados y aprobados... La CRE no tiene atribuciones para acreditar personas ni empresas para la evaluación de la conformidad con las normas oficiales mexicanas...		No procede , en los términos de los artículos 71 y 74 de la Ley sobre Metrología y Normalización, las dependencias podrán de manera directa o con el auxilio de terceros especialistas pueden realizar la evaluación de la conformidad.	
Texto actual: 104.4.2.2. Requisitos de los materiales-concreto Para concreto expuesto al agua de mar, la resistencia característica de cilindro a 28 días no deberá ser menor de 40 MPa. Cuando se usan agregados ligeros con estructura porosa, el valor medio de la densidad horneada (105°C) para dos muestras de concreto después de 28 días no desviará más de 50 kg/m³ del valor requerido. Cualquier valor particular no se desviará por más de 75 kg/m³. El valor medio de la producción entera deberá encontrarse dentro de +20 kg/m³ a 50 kg/m³.			
Promovente y comentarios presentar os		Respuesta y modificación a la NOM	
Sempre Energy de México, S.A. de C.V. Comentario: 104.4.2.2 párrafo 7: ...a 750 kg....		Sí procede eliminar el símbolo no identificado.	

Texto actual: 104.4.7. Tolerancias geométricas c) pretensado 4. tolerancias sobre el radio para partes curvadas de tendones $\bar{R} < 0.05R$.	
Promoviente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Sempre Energy de México, S.A. de C.V. Comentario: En el último párrafo antes de 104.5: ".....tendones $\bar{R} < 0.05R$ ".	No procede porque el párrafo se elimina.
Texto actual: 104.6.1 Holgura y ruta de remolque Para cualquier remolque de un dique seco, la holgura bajo la quilla en el dique seco nunca deberá ser menor de 0.5 m, después de las correcciones para el efecto de una posible deflexión de la construcción base, la línea donde se jala para remolcar (tow line pull), inclinación por viento, hundimiento de la parte posterior al remolcarlo en el mar (squat effects) y variación de la densidad de agua de mar. La holgura mínima bajo la quilla para anclaje en una mampara o en un puerto protegido y para un remolque a tierra/mar adentro no deberá ser menor de 1.5 metros o 10 por ciento del calado máximo, dependiendo cuál de los dos mide menos, después de deducir los efectos debidos a un balanceo y paso, movimiento vertical, línea para jalar, inclinación por viento, tolerancia sobre batimetría, diferencias en la densidad del agua, hundimiento de la parte posterior al remolcarlo y deflexiones de la estructura. Para la holgura lateral, en el dique seco, cuando está controlado por cabrestantes, el ancho mínimo del canal deberá ser 1.2 veces mayor que la construcción en la base o punta del borde, o con una holgura de 10.0 metros por cada lado, dependiendo cuál de todos mide menos. Si se arrastra la construcción con cabrestantes sobre defensas en un lado, deberá contar con la holgura adecuada al otro lado. Cuando se usan remolcadores para controlar la posición, el ancho mínimo del canal deberá ser 1.5 veces mayor que el ancho máximo de la construcción base. Se podrá requerir una holgura adicional para permitir que operen los remolcadores. En las áreas fuera del dique o puerto protegido con condiciones mínimas de corriente y viento, el ancho del canal deberá ser un mínimo de 2 veces mayor que el ancho máximo de la base en la base o punta del borde. El ancho mínimo del canal es de 2 veces mayor que el ancho máximo de la construcción con espacio para guiña, corrientes locales y efectos de mareas por la duración del remolque, incluyendo contingencias. Las desviaciones del ancho podrán ocurrir independientemente de la configuración del remolque. Aunque estas holguras han sido establecidas, se deberá evaluar cada remolque hacia el mar específicamente considerando las condiciones ambientales, la longitud del estrecho, cualquier cambio de cursos dentro del estrecho, estrecho representativo respecto al área/forma bajo el agua de la construcción base, la capacidad de los remolques para asegurar la integridad de la operación de la construcción.	
Promoviente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
ChevronTexaco de México, S.A. Comentario: Cada remolque es único y deberá ser valorado de manera independiente. Los principios propuestos deberán ser utilizados como valores predeterminados. Sin embargo, existen numerosos casos donde los valores que difieren podrán ser aceptados cuando se utilicen procedimientos de control y equipo apropiados. Al expresar el primer párrafo con otras palabras e incorporándole el último párrafo, la responsabilidad para una valuación apropiada, diseño e implementación de un plan marino de operación, está claramente establecido. Se podrán utilizar valores predeterminados en ausencia de rigurosos valores que requieren de un nivel mayor de control marino. Esto permite tanto la existencia de la flexibilidad necesaria en un sitio de construcción como las condiciones específicas para remolques en canal requiriendo que las divergencias sean revisadas y aprobadas por un apto agente independiente (típicamente conocido como Inspector Marino).	No procede porque siempre debe haber un estudio específico para el remolque de cada EFG. Las prácticas internacionalmente reconocidas especifican 5 m de holgura mínima bajo quilla durante el remolque mar adentro y 1.5 m en el dique y en el canal de salida.

Texto propuesto 104.6.1 Holgura y ruta de remolque En ausencia de estudios detallados y de planes marinos de operación aprobados por un Inspector Marino independiente que ilustren a detalle los planes marinos de operación incluyendo las distancias de holgura lateral y debajo de la quilla, las siguientes distancias mínimas se deberán aplicar. Se deberá evaluar cada remolque hacia el mar específicamente considerando las condiciones ambientales, la longitud del estrecho, cualquier cambio de cursos dentro del estrecho, estrecho representativo respecto al área/forma bajo el agua de la construcción base, la capacidad de los remolques para asegurar la integridad de la operación de la construcción. Para cualquier remolque de un dique seco, la holgura bajo la quilla en el dique seco nunca deberá ser menor de 0.5 m, después de las correcciones para el efecto de una posible deflexión de la construcción base, la línea donde se jala para remolcar (tow line pull), inclinación por viento, hundimiento de la parte posterior al remolcarlo en el mar (squat effects) y variación de la densidad de agua de mar. La holgura mínima bajo la quilla para anclaje en una mampara o en un puerto protegido y para un remolque a tierra/mar adentro no deberá ser menor de 1.5 metros o 10 por ciento del calado máximo, dependiendo cuál de los dos mide menos, después de deducir los efectos debidos a un balanceo y paso, movimiento vertical, línea para jalar, inclinación por viento, tolerancia sobre batimetría, diferencias en la densidad del agua, hundimiento de la parte posterior al remolcarlo y deflexiones de la estructura. Para la holgura lateral, en el dique seco, cuando está controlado por cabrestantes, el ancho mínimo del canal deberá ser 1.2 veces mayor que la construcción en la base o punta del borde, o con una holgura de 10.0 metros por cada lado, dependiendo cuál de todos mide menos. Si se arrastra la construcción con cabrestantes sobre defensas en un lado, deberá contar con la holgura adecuada al otro lado. Cuando se usan remolcadores para controlar la posición, el ancho mínimo del canal deberá ser 1.5 veces mayor que el ancho máximo de la construcción base. Se podrá requerir una holgura adicional para permitir que operen los remolcadores. En las áreas fuera del dique o puerto protegido con condiciones mínimas de corriente y viento, el ancho del canal deberá ser un mínimo de 2 veces mayor que el ancho máximo de la base en la base o punta del borde. El ancho mínimo del canal es de 2 veces mayor que el ancho máximo de la construcción, con espacio para guiña, corrientes locales y efectos de mareas por la duración del remolque, incluyendo contingencias. Las desviaciones del ancho podrán ocurrir independientemente de la configuración del remolque.	
Comisión Reguladora de Energía Comentario: Las prácticas internacionalmente reconocidas especifican 5 m de holgura mínima bajo quilla durante el remolque mar adentro y 1,5 m en el dique y el canal de salida, por lo que se sugiere cambiar al texto siguiente: Texto propuesto: 205.7.4 Espacio libre y ruta de remolque a) Para remolcar la EFG fuera del dique seco el espacio libre bajo la quilla de la EFG no debe ser menor de 0,5 m, una vez que se hayan aplicado las correcciones relativas a los efectos previstos de las deformaciones de la EFG, aplicación de la fuerza para remolcarla, el hundimiento de la parte posterior al remolcarla, inclinación por viento y variación de la densidad de agua de mar. b) El espacio libre mínimo bajo la quilla de la EFG para su fondeo justo afuera del dique o en un puerto protegido o para remolcarla de tierra al mar, no debe ser menor de 1,5 m y para remolcarla mar adentro no debe ser menor de 5 m, una vez considerados los efectos debidos al cabeceo y balanceo, movimiento vertical, tolerancia sobre batimetría, además de los efectos de las deformaciones de la EFG, aplicación de fuerza para remolcarla, hundimiento de la parte posterior al remolcarla, inclinación por viento y variación de la densidad del agua de mar.	Sí procede

c) Cuando la posición de la EFG durante el remolque al mar es controlada por cabrestantes, el ancho mínimo del canal debe ser 1,2 veces el ancho máximo de la EFG o el espacio libre lateral mínimo debe ser de 10 m en cada lado de la EFG, el que sea menor de los dos. Si la EFG es arrastrada por cabrestantes sobre defensas en un lado del canal, debe contar con espacio libre adecuado del lado opuesto. d) Cuando la posición de la EFG durante el remolque de tierra al mar es controlada por remolcadores, el ancho mínimo del canal debe ser 1,5 veces mayor que el ancho máximo de la EFG. Se puede requerir un espacio libre adicional para la operación de los remolcadores. e) Para remolcar la EFG en áreas fuera de un puerto protegido con condiciones mínimas de corriente y viento, el ancho mínimo del canal debe ser 2 veces el ancho máximo de la EFG para contar con espacio libre para bandazos, efectos de corrientes locales y mareas durante el viaje, incluyendo contingencias. El ancho mínimo del canal puede variar dependiendo de la configuración del remolque. f) Se debe hacer una evaluación específica de cada ruta para remolcar una EFG hacia el mar, considerando las condiciones ambientales, la longitud del estrecho, cualquier cambio de curso dentro del estrecho, análisis de la sección transversal del estrecho con relación al área y forma de la EFG bajo el agua, así como la capacidad de los remolcadores para asegurar la integridad de la operación de la EFG.	
Texto actual: 104.6.2. Colchón de aire/presión del aire Para el colchón de aire/presión del aire, se necesita un sello de agua de 0.25 metros para las operaciones fuera del dique hasta que la base llegue al área de detención de espera fuera del dique. Se deberán verificar los compartimientos de las paredes verticales para averiguar si aguantan una presión interna de aire equivalente a 1.3 veces la carga de agua entre el borde de las paredes verticales y el nivel del agua. Se deberá proporcionar un método confiable para medir el sello de agua. Se deberá aislar el colchón de aire en compartimientos separados para que un fallo en cualquier parte del sistema no cause una pérdida de flotabilidad, la cual se encuentra fuera de los criterios aceptables de estabilidad, calado o francobordo. Se deberá probar la fuga de aire de los compartimientos de las paredes verticales antes de la flotación. Se deberá mantener el aire durante todas las etapas de acuerdo con el plan de operación marítima.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía Comentario: Con el fin de aclarar la finalidad de esta sección se propone modificarla de la manera siguiente: Texto propuesto: 205.7.5 Sistema de aire para flotación de la EFG. Las paredes verticales de la EFG son dobles y tienen compartimientos; algunos de estos compartimientos se llenan de aire y se utilizan para la flotación de la EFG, los cuales deben cumplir con los requisitos siguientes: a) Soportar una presión interna de aire equivalente a 1,3 veces la carga de agua entre el borde de las paredes verticales y el nivel del agua. b) Estar aislados para que una falla en cualquier parte del sistema no cause una pérdida de flotabilidad, fuera de los criterios aceptables de estabilidad, calado o francobordo. c) Se debe comprobar que los compartimientos de la EFG no tienen fuga de aire antes de ponerla a flotar.	Sí procede
Texto actual: 104.6.4. Compartimientos de lastre b) Comportamientos que temporalmente tienen lastre y otras veces no tienen lastre.....	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Sempre Energy México, S.A. de C.V. Comentario: 104.6.4 b) "Comportamientos" debe ser "Compartimientos"	Sí procede

Texto actual: 105.3. Tanques independientes 105.3.1. Definiciones Tipo B-Tanques independientes diseñados utilizando pruebas de modelos, herramientas analíticas refinadas y métodos de análisis APRA determinar niveles de esfuerzo, fatiga durante la vida y características de propagación de grietas. Cuando se construyen estos tanques principalmente de superficies planas (tanques de gravedad), la presión de vapor de diseño deberá ser menor de 0.7 bar, a menos que se pueda demostrar, a través de estudios de ingeniería que el tanque está diseñado para operar bajo una presión mayor con un nivel de seguridad equivalente.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Dice "APRA" y debe decir "para"	Sí procede, por lo que se cambia al siguiente: Texto modificado: 206.1 Tanques independientes tipo B 206.1.1 Los tanques independientes tipo B no forman parte de la EFG. Los tanques tipo B son diseñados utilizando pruebas de modelos y herramientas analíticas sofisticadas para determinar niveles de esfuerzo, de fatiga durante la vida y las características de propagación de grietas. Cuando estos tanques se construyen con superficies planas (tanques de gravedad), la presión de vapor de diseño debe ser menor de 0,7 bar, a menos que se demuestre a través de estudios de ingeniería que el tanque está diseñado para operar a una presión mayor con un nivel de seguridad equivalente.
Texto actual: 105.3.2. Análisis estructural 105.3.2.1. Tanques independientes tipo A Se deberá de realizar un análisis estructural aprobado por la Comisión, tomando en cuenta las cargas de definidas en 5.2. El espesor de pared requerido por la carga del tanque deberá cumplir por lo menos con los requisitos de Estándares Reconocidos para tanques profundos, tomando en cuenta las cargas de diseño de 5.2 y una tolerancia por corrosión requerida por códigos y estándares. Para las partes que funcionan como estructura de soporte, que no quedan cubiertas bajo Estándares Reconocidos, los esfuerzos se deberán determinar a través de cálculos directos, tomando en cuenta las cargas referidas en la sección 5.2, aplicables, y la deflexión de la estructura de soporte.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Comisión Reguladora de Energía Comentario: De acuerdo con las normas internacionales para el tipo de plantas de almacenamiento de GNL costa afuera a que se refiere esta NOM, sólo son aplicables los tanques tipo B, por lo que se propone que se supriman todos los textos referentes a otros tipos de tanques.	Sí procede porque el fundamento del comentario es correcto, por lo que se suprimen todos los textos referentes a los tanques de tipo diferente al tipo B.
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: En el apartado 5.2 de este proyecto de norma no se mencionan cargas.	No procede porque se eliminan los textos referentes a tanques tipo A de acuerdo con la respuesta al comentario de la Comisión Reguladora de Energía.

Texto actual: 105.4 Tanques de Membrana Para tanques de membrana deberán considerarse los efectos de las cargas estáticas y dinámicas para determinar si la membrana y el aislamiento asociado son adecuados con respecto a la resistencia, deformación plástica y fatiga. Antes de otorgar la aprobación, se probará un prototipo de la barrera primaria y secundaria, incluso esquinas y juntas, para verificar que los mismos resistirán el esfuerzo combinado esperado debido a cargas estáticas, dinámicas y térmicas. Las condiciones deberán representar las condiciones de servicio más extremas que el sistema de contención enfrentará en su vida. Las pruebas materiales deberán asegurar que es improbable que el envejecimiento impida a los materiales funcionar como fueron especificados. Para el propósito de la prueba arriba mencionada, se deberá llevar a cabo un análisis completo de los movimientos y aceleraciones particulares y la respuesta del sistema de soporte y de sistemas de contención de carga de GNL, salvo si estos datos están disponibles en instalaciones semejantes. Se deberá prestar especial atención al posible colapso de la membrana debido a una sobrepresión en el espacio entre las barreras, a un posible vacío en el tanque de carga, a los efectos del oleaje del GNL y a las vibraciones transmitidas a través de la estructura de soporte a la membrana y sus soportes. Se deberá realizar un análisis estructural de la estructura de soporte aprobado por la Comisión, tomando en cuenta la presión diferencial entre la parte interna del tanque del GNL y la parte externa de la estructura de soporte. Sin embargo, se deberá prestar especial atención a las deflexiones de la estructura de soporte y su compatibilidad con la membrana y el aislamiento asociado. La estructura de soporte alrededor del tanque deberá cumplir por lo menos con los requisitos de las prácticas reconocidas internacionalmente para tanques profundos, tomando en cuenta la presión externa e interna de manera apropiada. Se deberá determinar el esfuerzo permisible para la membrana, el material que sostiene la membrana y el aislamiento material en cada caso particular.		
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM	
ChevronTexaco de México, S. A. Comentario: Se pretende que cualquier sistema de membrana sea probado en servicio de igual o mayor soporte de flexibilidad o probado para garantizar el comportamiento esperado. Texto propuesto 105.4 Tanques de Membrana Para tanques de membrana deberán considerarse los efectos de las cargas estáticas y dinámicas para determinar si la membrana y el aislamiento asociado son adecuados con respecto a la resistencia, deformación plástica y fatiga. <i>A falta de información específica del diseño y de la historia de servicio demostrada del sistema de membrana expuesto a menores o similares niveles de estrés,</i> un prototipo de la barrera primaria y secundaria, incluso esquinas y juntas, será necesario para verificar que los mismos resistirán el esfuerzo combinado esperado debido a cargas estáticas, dinámicas y térmicas.	Sí procede	
Comisión Reguladora de Energía Comentario: Para establecer claramente la finalidad de este inciso, se propone cambiar al texto siguiente: Texto Propuesto: 206.4 Tanques tipo membrana 206.4.1 Para tanques de almacenamiento tipo membrana, deben considerarse los efectos de las cargas estáticas y dinámicas para determinar si la membrana y el aislamiento cumplen con los requisitos de resistencia, deformación plástica y fatiga adecuados. 206.4.2 Se debe probar un prototipo del contenedor primario y del aislamiento, que incluya esquinas y juntas, para verificar que ambos resistirán el esfuerzo combinado previsto ocasionado por cargas estáticas, dinámicas y térmicas. El diseño de los tanques tipo membrana debe considerar lo siguiente: a) Las condiciones de prueba del contenedor primario deben ser equivalentes a las condiciones de servicio extremas a las que el tanque estará sometido en su vida útil. b) La hermeticidad de la membrana se prueba con gas amoníaco. Si se necesitan reparaciones se debe repetir la prueba después de cada reparación.	Sí procede	

c) Un análisis completo de los movimientos y aceleraciones específicos, así como la respuesta de la estructura de soporte y de los sistemas de contención de carga de GNL. d) Un análisis estructural para prevenir una posible deformación de la membrana debido a una sobrepresión en el espacio entre las barreras, vacío en el tanque de carga, efectos del oleaje del GNL dentro del tanque y vibraciones transmitidas a través de la estructura de soporte a la membrana y sus soportes. 206.4.3 Se debe realizar un análisis estructural de la estructura de soporte, tomando en cuenta la presión diferencial entre la parte interna del tanque del GNL y la parte externa o la estructura de soporte. El diseño de la estructura de soporte debe considerar: a) Las deformaciones de la estructura y su compatibilidad con la membrana y el aislamiento. b) Los requisitos de las Normas Aplicables para tanques profundos, tomando en cuenta la presión externa e interna. c) El esfuerzo permisible de los materiales de la membrana, de la estructura de soporte de la membrana y del aislamiento en cada caso particular. e) Deben realizarse pruebas a los materiales para verificar que sus propiedades no se degradarán por envejecimiento. f) Se debe realizar una prueba de presión hidráulica y neumática de la resistencia y hermeticidad del contenedor secundario antes de la instalación del sistema de aislamiento y de la membrana. Si se necesitan reparaciones se debe repetir la prueba después de cada reparación. g) Después de la instalación de la membrana y del aislamiento se debe realizar una prueba de presión neumática y una prueba con presión mayor en el exterior de la membrana. h) El espacio de aislamiento entre la membrana y el contenedor secundario se debe mantener con atmósfera inerte y debe contar con dispositivos para controlarla; asimismo debe contar con sistemas para controlar la presión y el vacío en este espacio.	
Texto actual: 106.1.2. Sistemas de detección de incendios y fugas de gas 106.1.2.1. Los sistemas de detección de incendios y gas instalados deberán cumplir con los requisitos de la Sección 14. Protección y seguridad contra incendios de la Parte 1 de esta NOM.	
Promoviente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: La NOM-002-STPS-2000, Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo, tiene como objetivo y campo de aplicación: "Establecer las condiciones mínimas de seguridad que deben existir para la protección de los trabajadores u la prevención u protección contra incendio en los centros de trabajo, no está citada en las referencias del proyecto de NOM. Evidentemente debe participar la Secretaría de Trabajo y Previsión Social (STPS) en la expedición de la NOM en comento.	Procede parcialmente. Se incorpora en el capítulo 3 Referencias la NOM-002-STPS-2000, Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo. La STPS participa en el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas LP por Medio de Ductos. No procede, porque la regulación de la actividad de almacenamiento de gas natural, le corresponde únicamente a la Comisión Reguladora de Energía en los términos de los artículos 2 fracción VI y 3 fracción VIII de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y 7 y 14 del Reglamento de Gas Natural. El comentario es notoriamente improcedente, e implicaría que cualquier NOM sea expedida de manera conjunta por las autoridades competentes. La obligación de los permisionarios ante la Comisión Reguladora de Energía debe cumplirse sin perjuicio de las demás autorizaciones por otras autoridades. La Comisión Reguladora de Energía tiene la atribución de expedir y publicar normas oficiales mexicanas en el ámbito de la materia de su competencia en los términos del artículo 34 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía.

	Adicionalmente a lo antes expuesto, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos que revisó y aprobó el proyecto de NOM cuenta con representantes de diversas dependencias del Gobierno Federal, así como de los sectores productivo y social, tal y como lo establece la Ley Federal sobre Metrología y Normalización de acuerdo con el artículo 62 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
Texto actual: 106.1.2.4. El ámbito de los sistemas de detección de incendios y gas se deberá determinar basándose por lo menos en los siguientes puntos. a) b) c) d) La necesidad de detectores de incendios para iniciar acciones encerradas, y/o activar los sistemas de supresión de incendios (por ejemplo CO₂, espuma y agua), además de activar las alarmas, basado en una evaluación adecuada.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Es necesaria la definición de "acciones encerradas".	No procede porque este texto se corrige y se elimina el término "acciones encerradas".
Texto actual: 106.1.3 Sistemas Contra Incendios El ámbito de los sistemas contra incendios se deberá determinar por medio de una evaluación basada en los fundamentos de ingeniería para la protección, el análisis de las condiciones locales, los riesgos dentro de las instalaciones, y la exposición de y a otra propiedad. La evaluación deberá identificar por lo menos los puntos siguientes: a) Tipo, calidad, y ubicación del equipo necesario para detección y control de incendios y de GNL, fugas y derrames de gases y líquidos inflamables. b) Tipo, cantidad y ubicación de sistemas de detección de incendios eléctricos o no relacionados con el proceso. c) Los métodos necesarios para proteger al equipo y las estructuras de la exposición al fuego. d) Extintores y otro equipo de combate contra incendios. e) La planta deberá estar equipada con un sistema de suministro, distribución y aplicación de agua para combatir incendios, para proteger contra la exposición al fuego, para enfriar los tanques de almacenamiento, equipos, tuberías, y para controlar fugas y derrames no encendidos. Los sistemas de agua para incendios deberán estar diseñados para proporcionar los volúmenes y las presiones totales especificadas de agua con una bomba de agua para incendios fuera de servicio, y deberá tener bombas abastecidas por o menos por 2 fuentes separadas de energía (por ejemplo una bomba operada por un motor eléctrico conectado al sistema eléctrico de emergencia y una bomba operada por un motor diesel, o sistemas similares), para poder proporcionar una fuente confiable de agua para incendios en una emergencia f) Los extintores portátiles para combatir incendios menores deberán estar disponibles en ubicaciones estratégicas dentro de la planta de GNLCA y en otras áreas apropiadas, de acuerdo con otros lineamientos en este estándar g) Se deberá desarrollar e implementar un programa de mantenimiento por escrito para todo el equipo contra incendios	

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
ChevronTexaco de México, S.A. Comentario: Esta sección parece provenir de regulaciones de instalaciones en tierra, que establecen como consideración mayor, el mantener los tanques fríos durante un incendio. Es probable, aunque no cierto, que los tanques en instalaciones costa afuera se encuentren dentro de las mismas instalaciones. Abastecer con agua de enfriamiento a los tanques dentro de las paredes de concreto se convierte en una medida más efectiva de seguridad debido a la flotación, diferencia de presión, etc., que una buena práctica de control de incendios arriba de los tanques mediante un techo estructural que aisle al GNL de una rápida elevación de temperatura Texto propuesto 106.1.3 Sistemas Contra Incendios El ámbito de los sistemas contra incendios se deberá determinar por medio de una evaluación basada en los fundamentos de ingeniería para la protección, el análisis de las condiciones locales, los riesgos dentro de las instalaciones, mediante sistemas para contener el GNL derramado y la exposición hacia y de cualquier otra fuente distinta de la planta. (ej. buque tanque de GNL, embarcaciones de suministro, etc.). La evaluación deberá identificar por lo menos los puntos siguientes: a) b) c) d) e) La planta deberá estar equipada con un sistema de suministro, distribución y aplicación de agua para combatir incendios, para proteger contra la exposición al fuego de todo el equipo (incluyendo tanques de almacenamiento de GNL), tuberías, y para controlar fugas y derrames no encendidos.	SI Proceden los cambios propuestos porque enfatizan que se trata de plantas de GNL costa afuera y que los tanques de almacenamiento se deben proteger contra la exposición al fuego. Texto modificado: 207.2.3 Sistemas contra incendios. El ámbito de los sistemas contra incendios se debe determinar mediante una evaluación basada en la ingeniería de protección, el análisis de las condiciones locales, los riesgos dentro de las instalaciones y la exposición a otra propiedad. La evaluación de dichos sistemas debe identificar, al menos, los puntos siguientes: a) Tipo, características y ubicación del equipo necesario para detección y control de incendios, de derrames y fugas de GNL, líquidos y gases inflamables. b) Tipo, cantidad y ubicación de sistemas de detección de incendios eléctricos o no relacionados con el proceso. c) Los métodos necesarios para proteger al personal de la planta, los equipos y estructuras de la exposición al fuego. d) Extintores y otros equipos de combate contra incendios. 207.2.4 La planta debe estar equipada con un sistema de suministro, distribución y aplicación de agua adecuado para combatir incendios, proteger contra la exposición al fuego a los tanques de almacenamiento, equipos, tuberías, así como controlar fugas y derrames no encendidos. Los sistemas de agua contra incendios deben: a) Proporcionar los volúmenes de agua a las presiones especificados aun cuando una bomba de agua contra incendios esté fuera de servicio. b) Tener bombas abastecidas al menos por dos fuentes de energía independientes en caso de emergencia. 207.2.5 Los extintores portátiles para combatir incendios menores deben estar disponibles en sitios estratégicos de acuerdo con los lineamientos de esta NOM. 207.2.6 Se debe establecer y realizar un programa de mantenimiento por escrito para todo el equipo contra incendios.
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Este no es un estándar, es una NOM en fase de Proyecto	Sí procede, se elimina la palabra estándar y se cambia la redacción del párrafo

Texto actual: 106.1.4. Protección estructural contra incendios La protección estructural contra incendios se refiere a un método pasivo para proporcionar protección contra incendios a los espacios y compartimentos de la unidad por medio del uso de divisiones contra incendios y limitación de combustibles en los materiales de construcción. Mantener en condiciones adecuadas las divisiones contra incendios incluye la protección apropiada de las penetraciones en esas divisiones, lo cual incluye las penetraciones de sistemas eléctricos, de tuberías, o de ventilación. El aislamiento adecuado de las estructuras se proporcionará como medio de protección contra la exposición al fuego.	
Promoviente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Por penetración debe entenderse la acción y efecto de penetrar.	No procede porque el párrafo se refiere a las penetraciones necesarias para que los sistemas eléctricos, de tuberías o de ventilación traspasen las divisiones.
Texto actual: 106.1.5. Protección personal y dispositivos salvavidas El equipo de protección personal como la ropa de protección contra la exposición al fuego, los chalecos salvavidas para todo el personal, anillos salvavidas (para protección de personas fuera de bordo), regaderas de seguridad, estaciones para lavado de ojos, etc., deberán estar disponibles y accesibles para todo el personal de la planta. El personal involucrado en actividades de emergencia deberá estar equipado con la ropa de protección y el equipo necesario. Se deberán establecer prácticas y procedimientos por escrito para la protección de los empleados cuando entren a espacios peligrosos o confinados.	
Promoviente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: La NOM-005-STPS-1998, Relativa a las condiciones de seguridad higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas obliga a tener y conservar los siguientes documentos: Manuales de procedimientos para el manejo, transporte y almacenamiento seguro de sustancias químicas peligrosas y listado de actividades peligrosas y operaciones confinados. Lo relativo a la obligada existencias y conservación de dichos documentos está inscrito en Registro Federal de Trámites y Servicios que aplica la STPS, por lo que en el apartado en comento sólo se duplican obligaciones a los gobernados dado que ahora deberá demostrarse el cumplimiento ante dos dependencias, puesto que se atribuye indebidamente en el capítulo 111 la vigilancia, que corresponde a la STPS, a la Comisión Reguladora de Energía. Obviamente, en este apartado se hace evidente que la STPS debe emitir conjuntamente la norma, por ser competente en la materia.	No procede porque este inciso sólo especifica el equipo de protección personal para las plantas de GNL costa afuera y confirma los requisitos de la NOM-005-STPS-1998, por lo que ésta se incorpora en el capítulo 103 Referencias de la NOM. No procede , porque la regulación de la actividad de almacenamiento de gas natural, le corresponde únicamente a la Comisión Reguladora de Energía en los términos de los artículos 2 fracción VI y 3 fracción VIII de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y 7 y 14 del Reglamento de Gas Natural. La STPS participa en el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas LP por Medio de Ductos. El comentario es notoriamente improcedente, e implicaría que cualquier NOM sea expedida de manera conjunta por las autoridades competentes. La obligación de los permisionarios ante la Comisión Reguladora de Energía debe cumplirse sin perjuicio de las demás autorizaciones por otras autoridades. La Comisión Reguladora de Energía tiene la atribución de expedir y publicar normas oficiales mexicanas en el ámbito de la materia de su competencia en los términos del artículo 34 del Reglamento interior de la Secretaría de Energía. Adicionalmente a lo antes expuesto, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos que revisó y aprobó el proyecto de NOM cuenta con representantes de diversas dependencias del Gobierno Federal, así como de los sectores productivo y social, tal y como lo establece la Ley Federal sobre Metrología y Normalización de acuerdo con el artículo 62 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

Texto actual: 106.3.2 Altura de Plataforma La plataforma debe estar por lo menos 1.5 m (5 pies) arriba de la máxima elevación de la cresta de la ola y la protuberancia más baja de la superestructura de la plataforma para la cual las fuerzas de las olas no han sido incluidas en el diseño. Después de tomar en cuenta los asentamientos iniciales y esperados a largo plazo de la estructura, debido a la consolidación, la elevación de diseño de la cresta de la ola se deberá superponer al nivel del agua quieta y se debe considerar el periodo de olas, y donde puedan presentarse los maremotos. Se deberá considerar el nivel más alto del agua para la superposición de la cresta de ola de diseño. El nivel más alto de agua es el que resulta del oleaje con marea alta.	
Promoviente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
ChevronTexaco de México, S.A. Comentario: Parece que esta sección se tomó del diseño de una planta tradicional costa afuera de petróleo y gas donde se requiere que todos los elementos estructurales de la plataforma estén por encima de la cresta de las olas en condiciones de marea alta o diseñadas con la fuerza estructural para soportar un nivel alto de carga. Para una estructura tradicional de gravedad costa afuera, las olas no pasan por debajo de la plataforma sino que son desviadas alrededor de la plataforma por las paredes masivas que bloquean la propagación de las olas. Expresándolo anterior con otras palabras, hace que se tome en consideración la altura de las olas ocasionado por el oleaje. Cambio Propuesto 106.3.2 Altura de Plataforma La elevación de la plataforma deberá estar al menos 1.5 metros (5 pies) por encima de la elevación máxima de la cresta u ola, serie de olas, desviadores de olas que se emplean para prevenir que el agua verde fluya a través de la plataforma, de cualquier equipo, de la instalación, etc., que pudiera estar expuesto a agua verde. El diseño deberá incluir fuerzas provenientes de agua verde, así como la intrusión de agua verde en áreas de agua normal que no tienen forma de prevenir dicha intrusión. De igual forma, el diseño deberá incluir los niveles esperados de residuos, así como los niveles máximos de la marea esperada. El nivel del agua ocasionado por maremotos deberá también ser investigado y la planta deberá ser diseñada para niveles de tsunamis si dicha condición es más severa que las condiciones de la ola.	Sí Procede porque las observaciones son correctas y se cambia al siguiente: Texto modificado: 207.2.7 Altura de la plataforma. El elemento más bajo de la estructura para el cual no han sido consideradas en el diseño las fuerzas de las olas, debe estar situado por lo menos 1.5 m. arriba de la máxima elevación de la cresta de las olas. a) Para determinar el nivel del elemento más bajo se debe tomar en cuenta el asentamiento de la estructura debido a la consolidación del lecho marino, tanto el inicial como el asentamiento esperado a largo plazo. b) Para determinar la altura máxima de la cresta de las olas que se aplicará para el diseño de la estructura, se debe superponer la altura de la cresta de la ola al nivel del agua quieta con la Marea Astronómica más Alta (MAA). El nivel más alto de agua es el que resulta del oleaje con marea alta. Asimismo, se debe considerar el periodo de las olas y, en su caso, los maremotos.
Texto actual: 106.3.5 Los vaporizadores se deben ubicar por lo menos a 30 m de los dormitorios y de los Refugios Temporales de Seguridad, y a por lo menos 15 m de lo siguiente: a) Los cárcamos para GNL o líquidos inflamables, tubos abiertos de drenaje de GNL o conexiones de carga y descarga para la transferencia de estos líquidos. b) Edificios de control, oficinas, talleres y otras estructuras donde entrarán las personas u otras estructuras importantes (quemador, plataformas de botes salvavidas, etc.) dentro de la planta.	

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
ChevronTexaco de México, S.A. Comentario: Existen un número de situaciones donde los tubos abiertos de drenaje de GNL más cerca de 15 metros de los vaporizadores, es superior que evitarlos. Un diseño cumpliría con esta sección si no existieran canales de recolección a menos de 15 metros de distancia de los vaporizadores. Mediante la utilización de canales de recolección propiamente diseñados, el GNL liberado sería capturado más cerca del punto de liberación reduciendo el área y haciendo la nube de gas vaporizado más chica. El uso de análisis de riesgo prevendrá la elaboración de diseños arbitrarios que atenúan el efecto menos de lo deseado. Texto propuesto: Los vaporizadores se deben ubicar por lo menos a 30 m de los dormitorios y de los Refugios Temporales de Seguridad, y a por lo menos 15 m de lo siguiente: a) De cualquier cárcamo para GNL o líquidos inflamables, tubos abiertos de drenaje de GNL, excepto cuando el diseño esté basado en resultados del análisis de riesgo que indique que el diseño es superior a la falta de drenaje abierto o de conexiones para la carga y descarga para la transferencia de estos líquidos. b) Edificios de control, oficinas, talleres y cualquier otra estructura donde se encuentre gente y de cualquier otra estructura importante (calentador, plataformas de barcos salvavidas, etc.) que se encuentre dentro de la plataforma.	Sí procede Texto Modificado: 207.4.2 Vaporizadores. Los vaporizadores deben cumplir con los requisitos de la sección 107.5 y del capítulo 110 de esta NOM y se deben ubicar por lo menos a 30 m de los dormitorios. 207.4.3 Equipos en la plataforma. Los equipos instalados en la plataforma deben cumplir con los requisitos de la sección 107.6 y del capítulo 108 de esta NOM. 207.4.4 Estructuras metálicas. Se debe realizar un análisis de vibraciones de las estructuras metálicas para diseñar los medios para evitar o mitigar los efectos de la resonancia en dichas estructuras.
Texto actual: 106.5.4. Aterrizamiento y enlazamiento eléctrico Se deberá proporcionar aterrizamiento y enlazamiento eléctrico. No se requerirá protección estática donde se carguen y descarguen contenedores y equipo ; marítimos y donde las partes de acopladores de mangueras metálicas o tuberías estén en contacto. Si corrientes inducidas pueden estar presentes o si corrientes impresas se utilizan en los sistemas de carga y descarga (como para protección catódica), deberán tomarse las medidas de protección para prevenir una ignición. No se requerirá protección contra rayos en los contenedores de almacenamiento.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: 106.5.4 Aterrizamiento y enlazamiento eléctrico...No se requerirá protección contra rayos en los contenedores de almacenamiento. La protección contra rayos está determinada en la NOM-022-STPS-1999.	No procede. Los sistemas de protección contra rayos y corrientes estáticas deben determinarse mediante estudios específicos de cada componente de la planta de almacenamiento de GNL.

Texto actual: 106.6. Sistemas de instrumentación El rango y el diseño de los sistemas de instrumentación estarán sujetos a y en conformidad con la sección 6.2 Análisis de los Sistemas de Seguridad del Proceso (mapas EFAS) de este estándar.		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: No es un estándar, es una norma oficial mexicana en su fase de proyecto.		Sí procede por lo que elimina la palabra estándar de la NOM.
Texto actual: 106.7 Sistemas utilitarios El diseño e instalación de los sistemas utilitarios de soporte para los sistemas de proceso estarán en conformidad con esta NOM para asegurar una operación correcta y segura. a) Calderas y recipientes de presión e) Instrumentos y aire utilitario j) Nitrógeno		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: 106.7 Sistemas utilitarios; a) Calderas y recipientes a presión; e) Instrumentos y aire utilitario; j) Nitrógeno La operación correcta y segura de calderas y recipientes de presión está regulada por la NOM 020-STPS-2002		Sí procede y el texto se cambia al siguiente: Texto modificado: 207.6 Sistemas de servicios de apoyo al sistema de manejo y vaporización de GNL. El diseño e instalación del sistema de servicios de apoyo al sistema de manejo y vaporización de GNL debe cumplir con los requisitos establecidos en las normas aplicables para asegurar su operación correcta y segura de la planta de almacenamiento de GNL. En el capítulo 103 Referencias.- Se incorpora la NOM 020-STPS-2002
Texto actual: 107. Gasoductos submarinos 107.1. Introducción Esta sección proporciona criterios y una guía para el diseño, materiales, fabricación instalación, pruebas, puesta en operación, mantenimiento y el cierre definitivo de gasoductos relacionados con instalaciones de gas GNL costa afuera. El sistema de gasoducto deberá cumplir por lo menos con la Norma ISO 13623: Industrias del Petróleo y del Gas Natural. Sistemas de transportación por tubería, la cual especifica los requerimientos funcionales de gasoductos y tubería ascendiente costa afuera. Esta Norma se basa en un acercamiento de diseño de estado límite y una metodología por clases de seguridad. 107.1.1. Objetivos		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: 107 Gasoductos submarinos 107.1 Introducción Existe inconsistencia entre este capítulo de la norma en fase de proyecto y la inmensa mayor parte de los capítulos, que también deberían establecer reglas, especificaciones, atributos, directrices, características o prescripciones aplicables, y no sólo generalidades o imprecisiones. 107.1.1. Objetivos Se omitieron puntos finales de la oración		Se toma nota

Asociación de Normalización y Certificación, A.C. (ANCE) Comentario: No se puede hacer referencia directa a las normas internacionales ISO; lo anterior de acuerdo con el Artículo 28, fracción IV del Reglamento de la LFMyn. Texto propuesto: La especificación, requisitos o métodos de prueba para cumplir con lo especificado por las normas internacionales ISO deben incluirse en el texto de la NOM, con base en el Artículo 28, fracción IV del Reglamento de la LFMyn.		Sí procede
Texto actual: 107.1.2.1 Análisis as-built: Análisis del gasoducto instalado y terminado para verificar que la obra completa cumpla con los requerimientos especificados.		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: 107.1.2.1 Análisis as-built El término utilizado debe estar en idioma español.		Sí procede, se utilizará el concepto en español y se eliminan las palabras y abreviaturas en otros idiomas en todo el proyecto de NOM.
Texto actual: 107.1.2.42 Tubo soldado longitudinal por arco sumergido (SAWL): Tubo fabricado por formación a partir de una banda laminada o placa y que lleva una costura longitudinal (SAWL) formada por el proceso de arco sumergido.		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Si las siglas SWAL son usadas para la costura, no pueden ser utilizadas para el tubo con dicha costura, ya que, obviamente, son cosas distintas.		Sí procede, se eliminan en el texto las palabras y abreviaturas en idiomas diferentes al español.
Texto actual: 107.2.1.2. Cualquier trabajo relacionado con el diseño, la construcción y operación de sistemas de gasoductos deberá asegurar, dentro de lo posible, que ninguna falla produzca situaciones que amenacen la vida de personas o que causen daños inaceptables a las instalaciones o al medio ambiente.		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: La STPS debe participar conjuntamente en la expedición de la norma.		No procede, el almacenamiento de gas natural es una actividad regulada por la CRE en los términos de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y el Reglamento de Gas Natural. La STPS participa en el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas LP por Medio de Ductos.
Texto actual: 107.2.3. Aseguramiento de calidad (QA) El formato de seguridad dentro de la presente Norma requiere que los errores graves (errores humanos) se controlen por medio de requisitos organizacionales del trabajo, competencia de las personas que ejecutan el trabajo, verificación del diseño, y aseguramiento de calidad durante todas las fases relevantes.		
Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: 107.2.3 Aseguramiento de calidad (QA) La STPS debe participar conjuntamente en la expedición de la norma.		No procede, porque la regulación de la actividad de almacenamiento de gas natural, le corresponde únicamente a la Comisión Reguladora de Energía en los términos de los artículos 2 fracción VI y 3 fracción VIII de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y 7 y 14 del Reglamento de Gas Natural. La STPS participa en el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas LP por Medio de Ductos.

	El comentario es notoriamente improcedente, e implicaría que cualquier NOM sea expedida de manera conjunta por las autoridades competentes. La obligación de los permisionarios ante la Comisión Reguladora de Energía debe cumplirse sin perjuicio de las demás autorizaciones por otras autoridades. La Comisión Reguladora de Energía tiene la atribución de expedir y publicar normas oficiales mexicanas en el ámbito de la materia de su competencia en los términos del artículo 34 del Reglamento interior de la Secretaría de Energía. Adicionalmente a lo antes expuesto, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos que revisó y aprobó el proyecto de NOM cuenta con representantes de diversas dependencias del Gobierno Federal, así como de los sectores productivo y social, tal y como lo establece la Ley Federal sobre Metrología y Normalización de acuerdo con el artículo 62 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
Texto actual: 107.4 Ruta del gasoducto La ruta del gasoducto debe seleccionarse con la debida consideración de la seguridad del público y personal, protección del ambiente, y la probabilidad de daños a la tubería u otras instalaciones. Por lo menos se deben considerar los factores siguientes: a) Actividad sísmica b) Tráfico de barcos c) Actividad pesquera d) Instalaciones costa afuera e) Ductos y cables existentes f) Operaciones y desarrollos marinos futuros g) Protección contra caída de objetos h) Lecho marino inestable i) Hundimiento j) Lecho marino irregular k) Flujos turbios l) Obstrucciones m) Areas de vertido de desechos n) Actividades de minería o) Areas de ejercicios militares p) Sitios arqueológicos q) Exposición a daño ambiental	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: 107.4 Ruta del gasoducto Inciso 107.4.1 Consideraciones acerca de la ruta: inciso p) Sitios arqueológicos. La SEP debe también expedir conjuntamente esta norma.	No procede, porque la regulación de la actividad de almacenamiento de gas natural, le corresponde únicamente a la Comisión Reguladora de Energía en los términos de los artículos 2 fracción VI y 3 fracción VIII de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y 7 y 14 del Reglamento de Gas Natural. La STPS participa en el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas LP por Medio de Ductos.

	El comentario es notoriamente improcedente, e implicaría que cualquier NOM sea expedida de manera conjunta por las autoridades competentes. La obligación de los permisionarios ante la Comisión Reguladora de Energía debe cumplirse sin perjuicio de las demás autorizaciones por otras autoridades. La Comisión Reguladora de Energía tiene la atribución de expedir y publicar normas oficiales mexicanas en el ámbito de la materia de su competencia en los términos del artículo 34 del Reglamento interior de la Secretaría de Energía. Adicionalmente a lo antes expuesto, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos que revisó y aprobó el proyecto de NOM cuenta con representantes de diversas dependencias del Gobierno Federal, así como de los sectores productivo y social, tal y como lo establece la Ley Federal sobre Metrología y Normalización de acuerdo con el artículo 62 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
Texto actual: 107.8.2.3. Conexiones embridadas y mecánicas a) Las bridas deben cumplir con las normas de ISO 7005-1 u otros códigos reconocidos. El calibre de las bridas debe ajustarse al diámetro interno del tubo conector.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Asociación de Normalización y Certificación, A. C. (ANCE) Comentario: No se puede hacer referencia directa a las normas internacionales ISO; lo anterior de acuerdo con el Artículo 28, fracción IV del Reglamento de la LFMyN. Texto propuesto: La especificación, requisitos o métodos de prueba para cumplir con lo especificado por las normas internacionales ISO deben incluirse en el texto de la NOM, con base en el Artículo 28 fracción IV del Reglamento de la LFMyN.	Sí procede por que el fundamento es válido por lo que se elimina el párrafo
Texto actual: 107.8.2.4. Válvulas a) Las válvulas deben cumplir con los requerimientos de ISO 14313 o con las normas internacionales reconocidas equivalentes.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Asociación de Normalización y Certificación, A.C. (ANCE) Comentario: No se puede hacer referencia directa a las normas internacionales ISO; lo anterior de acuerdo con el Artículo 28 fracción IV del Reglamento de la LFMyN. Texto propuesto: La especificación, requisitos o métodos de prueba para cumplir con lo especificado por las normas internacionales ISO deben incluirse en el texto de la NOM, con base en el Artículo 28 fracción IV del Reglamento de la LFMyN.	Sí procede por que el fundamento es válido por lo que se elimina el párrafo

107.9.5. Protección contra la corrosión interna

107.9.5.1. La selección de un sistema para la protección contra la corrosión interna de los gasoductos y tubos ascendientes tiene un efecto importante sobre el diseño de detalle. Pueden considerarse las siguientes opciones para el control de la corrosión:

107.9.5.2. La selección de un sistema para la protección contra la corrosión interna de los gasoductos y tubos ascendientes tiene un efecto importante sobre el diseño de detalle. Pueden considerarse las siguientes opciones para el control de la corrosión:

- a) Procesamiento de fluido para la eliminación de agua líquida y/o agentes corrosivos
- b) Uso de tubos de gasoducto o revestimiento interno (metálico) con resistencia inherente a la corrosión
- c) Uso de tubos de gasoducto o revestimiento interno (metálico) con resistencia inherente a la corrosión
- d) Uso de revestimientos o recubrimientos protectores contra la corrosión (normalmente en combinación con a) o d)), y
- e) Tratamiento químico, es decir, dosificación de químicos con una función mitigadora de la corrosión.

Promovente y comentarios presentados

Sempre Energy México, S.A. de C.V.

Comentario: Se duplican los siguientes puntos: 107.9.5.1; 107.9.5.2; 107.9.5.2 b) y c)

Respuesta y modificación a la NOM

Sí procede y se corrigen los errores tipográficos.

Texto Modificado:

303.8.7 Protección contra la corrosión interna. para el control de la corrosión interna de los gasoductos pueden aplicarse varias técnicas individualmente o combinadas. Deben considerarse, en su caso, las opciones siguientes:

- a) Tratamiento químico, por ejemplo, dosificación de químicos para mitigar la corrosión.
- b) Procesamiento con un fluido para eliminar el agua líquida y/o agentes corrosivos
- c) Uso de tubos o tubos con revestimiento o recubrimiento interno metálico resistente a la corrosión
- d) Uso de revestimientos o recubrimientos orgánicos protectores contra la corrosión, normalmente en combinación con a) o d)
- e) Los gasoductos que transportan gas seco desde una instalación de almacenamiento de GNL costa afuera pueden no requerir recubrimientos de corrosión interna.

Texto actual

107.10.5.4. Para los "Golden Welds" (soldaduras importantes, por ejemplo las de interconexión que no estarán sujetas a pruebas de presión, etc.), se deben realizar pruebas ultrasónicas al 100%, pruebas radiográficas al 100% y pruebas de partículas magnéticas al 100% o pruebas con líquidos de penetración al 100% de los materiales no ferromagnéticos.

Promovente y comentarios presentados

Asociación de Normalización y Certificación, A.C. (ANCE)

Comentario: Debe decir ferromagnéticos en lugar de erromagnéticos.

Respuesta y modificación a la NOM

Sí procede y se corrige el error tipográfico

Texto modificado:

304.5.1 El grado de aplicación de PND para las soldaduras circunferenciales debe ser 100% por ultrasonido o radiografía.

- a) Para un espesor de pared mayor de 25 mm, deben utilizarse pruebas ultrasónicas automatizadas.

	b) Para las soldaduras importantes, por ejemplo, las de interconexión que no son sometidas a pruebas de presión, se deben realizar pruebas ultrasónicas al 100%, pruebas radiográficas al 100% y pruebas con partículas magnéticas al 100%, o pruebas con líquidos penetrantes al 100% de los materiales no ferromagnéticos.
Texto actual: 107.10.13. Análisis as-built Como mínimo, el análisis as-built debe incluir lo siguiente:	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Asociación de Normalización y Certificación, A.C. (ANCE) Texto propuesto: 107.10.13. Análisis "como se construyó" Como mínimo, el análisis "como se construyó" debe incluir lo siguiente:	Sí procede porque en una NOM no pueden aparecer palabras en un idioma diferente al español, por lo que se sustituyen en la NOM todas las palabras en otros idiomas.
Texto actual: 108.3.1. Acta circunstanciada: El documento expedido por la Comisión Reguladora de Energía o por la UV y, a falta de ésta, por la empresa autorizada, en cada una de las visitas de verificación, en la cual se hacen constar los eventos ocurridos durante la visita de verificación. Esta debe contener, por lo menos, los datos siguientes: nombre, denominación o razón social del permisionario; hora, día, mes y año, en que se inicie y en que concluya la diligencia; calle, número, población o colonia, teléfono u otra forma de comunicación disponible, municipio o delegación, código postal y entidad federativa en que se encuentre ubicado el domicilio del permisionario y/o usuario, número y fecha de la Resolución, contrato u orden de servicio que la motivó; nombre y cargo de la persona con quien se entendió la diligencia; nombre y domicilio de las personas que fungieron como testigos; datos relativos a la actuación, y nombre y firma de quienes intervinieron en la diligencia.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: La CRE no tiene atribuciones para acreditar personas ni empresas para la evaluación de la conformidad con las normas oficiales mexicanas.	Sí procede, y se cambia el nombre por Tercero Especialista. En los términos de los artículos 71 y 74 de la Ley sobre Metrología y Normalización, las dependencias podrán de manera directa o con el auxilio de terceros especialistas pueden realizar la evaluación de la conformidad.
Texto actual: 108.5.8. La UV o, a falta de ésta, la empresa autorizada, debe elaborar el dictamen con base a las actas circunstanciadas	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: De acuerdo con el artículo 74 quienes podrán evaluar la conformidad son personas acreditadas y aprobadas y no empresas autorizadas...	Sí procede, y se cambia el nombre por Tercero Especialista. En los términos de los artículos 71 y 74 de la Ley sobre Metrología y Normalización, las dependencias podrán de manera directa o con el auxilio de terceros especialistas pueden realizar la evaluación de la conformidad.
Texto actual: 108.5.10. La UV o, a falta de ésta, la empresa autorizada, debe entregar el dictamen de verificación al permisionario que haya contratado sus servicios. El permisionario debe entregar el dictamen a la Comisión, para los efectos legales que correspondan en los términos de la legislación aplicable.	

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: De acuerdo con el artículo 74 quienes podrán evaluar la conformidad son personas acreditadas y aprobadas y no empresas autorizadas...	Sí procede , y se cambia el nombre por Tercero Especialista. En los términos de los artículos 71 y 74 de la Ley sobre Metrología y Normalización, las dependencias podrán de manera directa o con el auxilio de terceros especialistas pueden realizar la evaluación de la conformidad.
Texto actual: 108.5.11. Los gastos que se originen por los servicios de verificación deben ser a cargo del permisionario en conformidad con el artículo 91 de la Ley.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Coincide en que los gastos de verificación corren a cargo del permisionario	Se toma nota
Texto actual: 108.6.2. Verificación en campo de las instalaciones de GNL para evaluar el cumplimiento de dichas instalaciones con la información documental aprobada en el paso anterior. El informe de la auditoría debe tener evidencias objetivas de las inspecciones, mediciones, pruebas y otros medios que se aplicaron para realizar la verificación en campo. Los principales aspectos que se deben inspeccionar en la verificación en campo son, entre otros, los siguientes: a) En la etapa de diseño; que el diseño y capacidad del área de retención y del sistema de drenaje, y la ubicación de la primera, sean las adecuadas para minimizar la posibilidad de que descargas accidentales de los recipientes de GNL pongan en peligro propiedades vecinas o equipo de proceso y estructuras importantes dentro de la planta de GNL o que lleguen a vías de agua; que los contenedores para el almacenamiento del GNL, ya sean de metal o de concreto y, los vaporizadores, hayan sido diseñados según la normativa aplicable; que el equipo eléctrico haya sido especificado en concordancia con la NOM-001-SEDE-1999 o la que la sustituya. b) En la etapa de materiales y equipos; que los materiales y equipos empleados en la construcción, fabricación, o montaje, de los contenedores para el almacenamiento del GNL, ya sean de metal o de concreto y, de los vaporizadores, hayan sido seleccionados según la normativa aplicable. c) En la etapa de construcción y pruebas; que los contenedores para el almacenamiento del GNL, ya sean de metal o de concreto, los vaporizadores, los sistemas de tuberías y sus componentes, hayan sido inspeccionados y probados según la normativa aplicable; que el equipo eléctrico haya sido instalado en concordancia con la NOM-001-SEDE-1999 o la que la sustituya. d) En la etapa de operación y mantenimiento; que el operador de la planta haya llevado a cabo las inspecciones periódicas, pruebas, o ambas, como sea requerido para cada componente y su sistema de soporte en servicio en la planta, en concordancia con las prácticas de ingeniería generalmente aceptadas, tan a menudo como sea necesario para asegurar sus buenas condiciones operativas.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Asociación de Normalización y Certificación, A.C. (ANCE) Comentario: La Unidad de Verificación que evalúa el cumplimiento de esta norma si no se encuentra acreditada y aprobada bajo la NOM-001-SEDE-1999, no puede verificar el cumplimiento con la NOM-001-SEDE, esto de acuerdo con el artículo 84 de la LFMyN. Se propone que sea un requisito previo a la verificación en campo, que el equipo eléctrico cuente con verificación de acuerdo con la NOM-001-SEDE-1999 o la que la sustituya.	No procede porque la NOM-001-SEDE-1999 se aplica para verificar instalaciones para la utilización de energía eléctrica y no equipo eléctrico. El equipo eléctrico deberá demostrar su cumplimiento con las normas aplicables de conformidad con la Ingeniería de Detalle del Proyecto. Las instalaciones eléctricas deben ser verificadas por una UV acreditada y aprobada para la NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas (utilización).

Texto actual: 109. Bibliografía	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Los ordenamientos legales deben estar en español. En el capítulo 107 la ISO 13623: Industrias del Petróleo y del Gas Natural. Sistemas de Transportación por tubería, con su título traducido al español, lo que no se hace con todo el contenido del capítulo en comento.	No procede , porque la bibliografía no forma parte del ordenamiento legal y sólo es información de las fuentes que se consultaron para elaborar la NOM, por lo que se anotan los nombres tal y como se publican y son reconocidas por la industria del gas natural en el ámbito internacional.
Texto actual: 110. Concordancia con normas internacionales La presente Norma Oficial Mexicana no concuerda con ninguna norma internacional y no existir referencia alguna al momento de su publicación.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: Al menos la ISO 13623: Industrias del Petróleo y del Gas Natural. Sistemas de Transportación por tubería, concuerda con el proyecto.	No procede , para la elaboración del proyecto de NOM se consultaron diferentes normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, normas internacionales y códigos o estándares extranjeros, pero no existe concordancia con ninguna norma internacional, ya que de conformidad con lo establecido en la NMX-Z-013/1-1977, no existe una norma internacional sobre el objeto del proyecto que nos ocupa.
Texto actual: 111. Vigilancia La Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía, es la autoridad competente para vigilar, verificar y hacer cumplir las disposiciones contenidas en esta Norma Oficial Mexicana.	
Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Ing. Ricardo Aguirre Beltrán Comentario: "Si la Secretaría de Energía no tiene atribuciones con relación a lo relativo a seguridad, con la excepción expresada antes, resulta inconcuso que tampoco tiene tales atribuciones un órgano administrativo desconcentrado de la propia Secretaría de Energía, reforzándose lo dicho porque a la Comisión Reguladora de Energía no se le dan atribuciones para vigilar lo relativo a seguridad en los centros de trabajo ni en su Ley ni en ninguna otra disposición jurídica aplicable, a no ser la de "solicitar a las autoridades competentes la aplicación de medidas de seguridad, cuando tenga noticia de un hecho que se pretenden en este capítulo".	No procede , de conformidad con el artículo 33 fracciones I y IX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal corresponde a la Secretaría de Energía conducir la política energética del país y regular y, en su caso, expedir normas oficiales mexicanas. Asimismo, el almacenamiento de gas natural es una actividad regulada por la CRE en los términos de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y el Reglamento de Gas Natural.

México, D.F., a 30 de septiembre de 2004.- El Comisionado y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos, **Raúl Monteforte Sánchez**.- Rúbrica.