

TERCERA SECCION

SECRETARIA DE ENERGIA

NORMA Oficial Mexicana de Emergencia 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.

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

NORMA OFICIAL MEXICANA DE EMERGENCIA 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.

La Secretaría de Energía, con la participación que le corresponde a la Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 14, 16, 17 y 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2, 3 y 7 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 4o. segundo párrafo, 9o., 14 y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 1o., 38, 40, 41, 43 al 51, 61-A último párrafo, 68, 70, 73, 74, 91 al 95, 97, 98, 99 y 112 y demás relativos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 28, 34, 79, 80, 96 a 98 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 7 y 70 fracción VII del Reglamento de Gas Natural; 1, 2, 3 fracción VI, a), 7, 34 fracciones XIX a la XXV y 35 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que es atribución de la Secretaría de Energía conducir la política energética del país; regular y, en su caso, expedir las normas oficiales mexicanas sobre suministro de energía y demás aspectos que promuevan la modernización, eficiencia y desarrollo del sector; así como controlar y vigilar su debido cumplimiento.

SEGUNDO. Que actualmente no se cuenta con la Norma Oficial Mexicana que señale los requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de gas natural licuado (GNL) que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, regasificación y entrega de dicho combustible.

TERCERO. Que de conformidad con el Plan Nacional de Desarrollo 2001-2006, se requiere alentar la inversión privada en proyectos que transformen la industria del gas natural fomentando el desarrollo sustentable de la economía nacional.

CUARTO. Que de conformidad con el Programa Sectorial de Energía 2001-2006, el Gobierno Federal considera que la utilización del GNL es una oportunidad para diversificar las fuentes de suministro de energía en los próximos años, ya que las condiciones de crecimiento económico de nuestro país, estarán ligadas al abastecimiento de energéticos que permitan el eficiente desempeño de la industria nacional, el sector eléctrico y la satisfacción del creciente consumo de los particulares.

QUINTO. Que coincidentemente con las prioridades del Gobierno Federal, diversas empresas han manifestado su interés a esta dependencia para importar GNL y efectuar las inversiones necesarias, a su propio riesgo, para construir y operar plantas de GNL.

SEXTO. Que la oferta nacional de gas natural es insuficiente para satisfacer la demanda de este energético, por lo que se ha considerado que la importación de GNL permitirá cubrir la demanda requerida, entre otras, para la generación de energía eléctrica y múltiples aplicaciones industriales, estimándose conveniente complementar la producción nacional de gas natural.

SEPTIMO. Que las instalaciones de recepción, conducción y almacenamiento de GNL y los equipos para la regasificación de dicho combustible, requieren de una regulación técnica que establezca los requisitos mínimos para su diseño, construcción, operación y mantenimiento en condiciones de seguridad.

OCTAVO. Que es responsabilidad del Gobierno Federal establecer las medidas de seguridad que deban reunir las instalaciones de recepción y conducción de GNL y los equipos para la regasificación de dicho combustible en virtud de que éstos pueden constituir un riesgo para la seguridad de las personas o dañar la salud de las mismas.

NOVENO. Que en virtud de lo anterior, la Secretaría de Energía consideró caso de emergencia establecer la Norma Oficial Mexicana para plantas de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, regasificación y entrega de dicho combustible, para iniciar a la brevedad posible la construcción de dichas plantas considerando el riesgo que significa tener instalaciones de esta índole en ausencia de normas de seguridad, lo que constituye un acontecimiento inesperado que encuadra con las finalidades señaladas en el artículo 40 fracciones XIII y XVII de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, por lo que expide y ordena su publicación como:

**NORMA OFICIAL MEXICANA DE EMERGENCIA 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**

INDICE

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. Operación, mantenimiento y entrenamiento de personal
16. Aprobación del proyecto y auditorías técnicas
17. Procedimiento para la evaluación de la conformidad
18. Bibliografía
19. Concordancia con normas internacionales
20. Vigilancia
21. Vigencia

1. Objetivo

Esta Norma Oficial Mexicana de emergencia (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.

2. Campo de aplicación

Esta Norma se aplica a las plantas de GNL con instalaciones fijas en tierra firme, desde el punto de recepción del GNL que descarga un buque tanque hasta el punto de entrega del combustible en estado gaseoso a un sistema de transporte por ductos, con capacidad total de almacenamiento superior a 1060 m³, y comprende las actividades de descarga, conducción, almacenamiento, regasificación y entrega de gas natural.

El diseño, construcción, operación y mantenimiento de la planta de GNL deben cumplir con los requisitos mínimos que establece esta Norma, 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.

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.

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 enterradas 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).

4. Definiciones

Para efectos de esta Norma y su Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad, los siguientes términos se entenderán como se describe a continuación:

4.1 Área de retención: El área definida mediante el uso de diques y/o por la topografía del lugar con el propósito de contener cualquier derrame de fluidos peligrosos y conducirlos a un confinamiento seguro.

4.2 Área de transferencia: El área de una planta de GNL donde existe un sistema de ductos para introducir o sacar de la planta GNL y líquidos inflamables.

4.3 Comisión: La Comisión Reguladora de Energía.

4.4 Componente: La parte o el sistema que funciona como una unidad de la planta de GNL, entre los que se incluye de manera enunciativa mas no limitativa, la tubería, equipo de proceso, contenedores, mecanismos de control, sistemas de retención, sistemas eléctricos, mecanismos de seguridad, equipo de control de incendios y equipo de comunicaciones.

4.5 Contenedor primario: El recipiente interior hecho de material compatible para su uso con líquidos criogénicos que está en contacto con el GNL almacenado.

4.6 Contenedor secundario: El recipiente exterior que rodea al contenedor primario.

4.7 Dispositivo contra falla: La característica o elemento de diseño que permite mantener en condiciones de seguridad la operación de un sistema en caso de interrupción de suministro de energía o mal funcionamiento de otro componente o de los dispositivos de control.

4.8 Equipos de regasificación: Los sistemas utilizados para llevar a cabo la evaporación del GNL.

4.9 Empresa autorizada: La persona moral autorizada 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.

4.10 Fluido peligroso: Un líquido o gas que es corrosivo, tóxico o inflamable.

4.11 Gas natural licuado (GNL): La mezcla de hidrocarburos en estado líquido compuesta principalmente por metano.

4.12 Gas licuado de petróleo (GLP): El combustible en cuya composición predominan los hidrocarburos propano, butano o sus mezclas.

4.13 Ley: La Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

4.14 Operador de la planta de GNL: La persona moral autorizada por la Comisión para llevar a cabo las actividades de operación y mantenimiento de la planta de GNL.

4.15 Permiso: El permiso de almacenamiento otorgado por la Comisión en los términos del Reglamento de Gas Natural.

4.16 Permisionario: El titular de un permiso de almacenamiento en los términos del Reglamento de Gas Natural.

4.17 Planta de GNL: El sistema compuesto por instalaciones y equipos aptos para descargar GNL de buques tanque, conducirlo a los tanques de almacenamiento y bombearlo a las instalaciones para regasificarlo y entregarlo a un sistema de transporte por ductos.

4.18 Práctica internacionalmente reconocida: Las especificaciones técnicas, metodologías o lineamientos, documentados y expedidos por autoridades competentes u organismos reconocidos en el país de origen, que tienen relevancia en el mercado internacional de la industria del GNL.

4.19 Presión de diseño: La presión utilizada en el diseño de un equipo, contenedor o recipiente con el propósito de determinar el espesor mínimo permisible o las características físicas de sus partes.

4.20 Reglamento: El Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

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 libres 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 Asimismo, deben evaluarse las condiciones locales siguientes:

5.2.1 El impacto de la ubicación de la planta y su operación sobre el medio ambiente y sobre otras instalaciones industriales, públicas o domésticas de la localidad correspondiente.

5.2.2 Para la selección del sitio donde se ubique la planta de GNL, se debe observar lo dispuesto por los ordenamientos jurídicos que resulten aplicables, así como los requisitos que señalen las autoridades federales y locales competentes con relación a la ubicación de la planta y al uso de suelo, entre otros.

5.2.3 La opinión de las autoridades locales relativa al impacto de la planta de GNL en la población y localidades vecinas.

5.3 Para la selección del sitio se deben realizar los estudios que, de manera enunciativa mas no limitativa, se mencionan a continuación:

5.3.1 Del suelo y del subsuelo.

5.3.2 Del riesgo de incendio de la vegetación aledaña, en su caso.

5.3.3 De ríos y mantos acuíferos subterráneos y superficiales.

5.3.4 Oceanográficos y de actividad marítima.

5.3.5 Climatológicos y sismológicos.

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 específico que el permisionario deberá presentar ante las autoridades competentes y de conformidad con la legislación que resulte aplicable.

6.2 Metodología. La metodología del análisis de riesgos aplicada a la planta de GNL puede ser probabilística y/o determinística.

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.
- f) Verificación de que ningún riesgo se clasifica en la categoría de "No aceptable".
- g) Justificación de las medidas necesarias para limitar los riesgos.

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.

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.

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:

- a) Atrake y maniobra de los buques tanque
- b) Radiación de calor debida a incendios
- c) Nubes de gases inflamables, asfixiantes, tóxicos o irritantes
- d) Impacto de barcos y aviones, entre otros
- e) Eventos naturales tales como rayos, inundación, sismos, entre otros
- f) Ondas de radio de alta energía.

6.4 Identificación de riesgos de origen interno. Se deben realizar los estudios para identificar los siguientes riesgos de origen interno:

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) Tipo de fluido, GNL o gas natural

- d) Flujo y duración de la fuga
- e) Condiciones climáticas y factores de dispersión de vapores
- f) Efectos de origen natural, de la topografía del suelo y de temperaturas criogénicas sobre las estructuras de la planta.

6.4.2 Riesgos no específicos del GNL. Son causados por agentes diferentes al GNL, entre los cuales están los siguientes:

- a) Almacenamiento de hidrocarburos diferentes del GNL, tales como GLP y gasolinas
- b) Fallas de comunicación entre el buque tanque y la planta
- c) Tráfico de vehículos dentro de la planta durante la construcción y la operación
- d) Fugas de fluidos peligrosos, tales como líquidos inflamables, entre otros
- e) Compresores y equipos presurizados y maquinaria rotatoria
- f) Instalaciones eléctricas.

7. Principales medidas para control de derrames y fugas

7.1 Aspectos generales:

7.1.1 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, 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.

7.1.2 Las áreas siguientes deben contar con la pendiente, así como el drenaje o un medio de contención adecuado para minimizar la posibilidad de que derrames y fugas accidentales pongan en peligro estructuras y equipos importantes o las propiedades adyacentes o lleguen a vías de agua:

7.1.2.1 Áreas de proceso

7.1.2.2 Áreas de evaporación

7.1.2.3 Áreas de transferencia de GNL, refrigerantes y líquidos inflamables

7.1.2.4 Áreas inmediatas que rodeen tanques de almacenamiento de refrigerantes y líquidos inflamables.

7.1.3 Los tanques de almacenamiento de líquidos no deben ubicarse dentro del área de retención de los recipientes de GNL.

7.2 Diseño y capacidad del área de retención y del sistema de drenaje

Las condiciones establecidas en esta sección, corresponden a un diseño determinado de 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.

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 sean aceptadas por la Comisión.

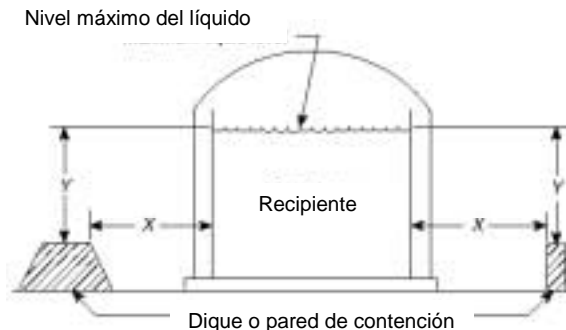
7.2.3 No deben utilizarse los canales de drenaje cerrados para el GNL, excepto aquellos que provienen de los tanques de dicho combustible que se utilizan para alejar rápidamente el GNL derramado de las áreas críticas, en las cuales sí está permitido que sean cerrados sólo si están dimensionados para 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 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 la práctica internacionalmente reconocida y contar con la previa aprobación de la Comisión.

7.2.6 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 7.2.6.

FIGURA 7.2.6 Distancia del dique o pared de contención al recipiente



Notas:

- La dimensión X debe ser igual o exceder la suma de la dimensión Y más la carga equivalente en el GNL debida a la presión del espacio del vapor arriba del líquido. *Excepción:* cuando la altura del dique o de la pared de contención sea igual o mayor que el nivel máximo del líquido, X puede tener cualquier valor.
- La dimensión X es la distancia desde la pared interior del recipiente hasta la cara más cercana del dique o pared de contención.
- La dimensión Y es la distancia desde el nivel máximo del líquido en el recipiente hasta la parte superior del dique o la pared de contención.

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.

7.3 Ubicación del área de retención

7.3.1 Los requisitos de esta sección se aplican únicamente a áreas de transferencia en el borde de agua de terminales marinas.

7.3.2 Se deben establecer las medidas que se indican a continuación para minimizar la posibilidad de que los efectos del fuego se extiendan más allá de la proyección vertical del límite de la planta, lo que resultaría en riesgos sustantivos.

7.3.2.1 Deben implantarse medidas para evitar que la radiación térmica debida a un incendio, cuando las condiciones atmosféricas son: velocidad de viento 0 (cero), temperatura de 21°C y humedad relativa de 50%, exceda los límites siguientes:

- a) 5 kW/m² al límite de la planta que pueda ser construido para contener un incendio de un derrame de GNL considerado en el diseño especificado en el inciso 7.3.5.
- b) 5 kW/m² en el punto más cercano fuera del límite de la planta que, al momento de definir la ubicación de la misma, se usa para congregarse en el exterior grupos de 50 o más personas, para un incendio de un área de retención que contiene un volumen, V , de GNL determinado de acuerdo con el párrafo 7.2.
- c) 9 kW/m² en el punto más cercano del edificio o estructura fuera del límite de la planta que, al momento de definir la ubicación de la misma, se usa para congregaciones, escuelas, hospitales, cárceles o zonas residenciales, para un incendio de un área de retención que contiene un volumen, V , de GNL determinado de acuerdo con el párrafo 7.2.
- d) 30 kW/m² al límite de la planta que pueda ser construido para hacer frente a un incendio de un área de retención que contiene un volumen, V , de GNL determinado de acuerdo con el párrafo 7.2.

7.3.2.2 Las distancias de la radiación térmica deben calcularse utilizando modelos que satisfagan los siguientes criterios:

- a) Consideren la configuración del embalse, la velocidad y dirección del viento, la humedad y la temperatura atmosféricas.
- b) Haber sido validados mediante datos de pruebas experimentales apropiadas para el tamaño y las condiciones del peligro por evaluar.

7.3.2.3 Si la proporción entre las dimensiones mayor y menor del embalse no excede de 2, debe usarse la fórmula siguiente:

$$d = F\sqrt{A}$$

Donde:

d = distancia, en m, desde el borde de contención del GNL

A = área de la superficie, en m², de contención del GNL

F = factor de correlación de radiación térmica igual a lo siguiente:

3,0 para 5 kW/m²

2,0 para 9 kW/m²

0,8 para 30 kW/m²

7.3.3 El espaciamiento entre el embalse de un tanque de GNL y el límite de la planta debe ser tal que, en caso de un derrame de GNL especificado en el inciso 7.3.5, no se extienda más allá del límite establecido una concentración promedio de metano en aire, de 50 por ciento del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII), de acuerdo con cálculos realizados con un modelo que incorpore lo siguiente:

7.3.3.1 Los factores físicos que afectan la dispersión del vapor del GNL, lo que incluye, entre otros aspectos, dispersión debida a la gravedad, transferencia térmica, humedad, velocidad y dirección del viento, estabilidad atmosférica, flotabilidad y rugosidad de la superficie.

7.3.3.2 Haber sido validado mediante datos de pruebas experimentales adecuadas a la dimensión y condiciones del riesgo por evaluar.

7.3.3.3 Las distancias determinadas deben incluir cálculos basados en lo siguiente:

- a) La combinación de la velocidad del viento y la estabilidad atmosférica que posiblemente ocurran en forma simultánea y originen la distancia de dispersión más larga predecible con el viento a favor, que es excedida en menos de 10 por ciento del tiempo.
- b) La estabilidad atmosférica de Pasquill-Gifford, categoría F, con una velocidad de viento de 2 m/s.

7.3.3.4 Las distancias calculadas deben basarse en las características reales del líquido y en la rapidez de flujo del volumen de vapor retenido (la rapidez de generación de vapor más el desplazamiento debido a la afluencia de líquido).

7.3.3.5 El cálculo de los efectos de las medidas para detener el vapor, otra forma de mitigar los riesgos del vapor inflamable, por ejemplo, aislamiento de la superficie del embalse, cortinas de agua, entre otros métodos.

7.3.4 Deben tomarse medidas para minimizar la posibilidad de que una mezcla inflamable de vapores proveniente de un derrame de diseño especificado en el inciso 7.3.5, alcance la proyección vertical del límite de la planta y dé lugar a una condición de peligro. Las distancias de dispersión de mezcla inflamable deben calcularse utilizando modelos que consideren los mismos criterios que los subincisos 7.3.3.1 a 7.3.3.6 de esta Norma.

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
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 carga diferencial que actúa sobre la abertura sea 0 (cero).
Recipientes llenos hasta el tope, sin penetraciones debajo del nivel del líquido.	El flujo mayor desde cualquier línea 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 desde cualquier línea 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 vigilancia y el paro, y los aprueba la Comisión. (2) Durante el tiempo necesario para vaciar un recipiente lleno donde no se aprueben la vigilancia 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 GNL.	El flujo desde cualquier fuente simple de fuga accidental.	Durante 10 minutos o un tiempo más corto con base en medidas de vigilancia y paro aceptadas por la Comisión.

Nota: q es flujo de líquido en m^3/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.

7.3.6 Las áreas de retención del recipiente de GNL deben ubicarse de modo que la radiación térmica proveniente de un incendio sobre el área de retención no cause daños estructurales importantes a cualquier buque-tanque de GNL que pudieran limitar su movimiento.

7.3.7 En ningún caso debe ser menor a 15 m la distancia desde el borde más cercano del líquido embalsado hasta el límite de la planta o el borde de una vía navegable.

7.4 Espaciamiento de los recipientes

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

7.4.2 Debe proporcionarse un espacio de paso libre de al menos 0,9 m para el acceso a todas las válvulas de aislamiento que sirven a varios contenedores.

7.4.3 No deben ubicarse dentro de edificios recipientes de GNL de capacidad mayor a 0,5 m³.

7.5 Espaciamiento de los vaporizadores. Véase el capítulo 10 para la clasificación de vaporizadores.

7.5.1 A menos que el fluido de transferencia de calor intermedio no sea inflamable, los vaporizadores y sus fuentes térmicas primarias deben localizarse al menos a 15 m de cualquier otra fuente de ignición. En instalaciones de varios vaporizadores, un vaporizador adyacente o fuente térmica primaria no debe considerarse como una fuente de ignición.

Los calentadores de proceso u otras unidades de equipo con flama no deben considerarse como fuentes de ignición con respecto de la ubicación del vaporizador si cuentan con un control que no permita su operación mientras un vaporizador está operando o mientras el sistema de tuberías que alimenta al vaporizador se enfría o está siendo enfriado.

7.5.2 Los vaporizadores de calentamiento integral deben ubicarse cuando menos a 30 m de la proyección vertical del límite de la planta (véase subinciso 7.5.2.5) y al menos a 15 m de lo siguiente:

7.5.2.1 Cualquier embalse de GNL o líquido inflamable (véase el párrafo 7.4) o las trayectorias de tales fluidos de cualquier fuente de descarga accidental y el área de retención.

7.5.2.2 Recipientes o tanques de almacenamiento de GNL, líquido inflamable o gas inflamable, equipo de proceso sin fuego que contiene este tipo de fluidos o conexiones de carga y de descarga de transferencia de estos fluidos.

7.5.2.3 Edificios de control, oficinas, talleres y otras estructuras para ocupación humana o importantes dentro de la planta.

Excepción: Los vaporizadores utilizados en conjunto con los recipientes de GNL que tienen una capacidad de 265 m³ o menor de acuerdo con la excepción del subinciso 7.5.2.5.

7.5.2.4 Los calentadores o fuentes térmicas de vaporizadores con calentamiento remoto deben cumplir con el inciso 7.5.2.

Excepción: Si el líquido de transferencia térmica intermedio no es inflamable, no debe aplicarse el paso libre del límite de propiedad y subinciso 7.5.2.3.

7.5.2.5 Los vaporizadores de calentamiento remoto, de ambiente y de proceso deben ubicarse al menos a 30 m de la proyección vertical 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.

7.5.2.6 Debe mantenerse un paso libre de al menos 1,5 m entre vaporizadores.

7.6 Espaciamiento del equipo de proceso

7.6.1 El equipo de proceso que contiene GNL, refrigerantes, líquidos inflamables o gases inflamables debe situarse al menos a 15 m de fuentes de ignición, de la proyección vertical del límite de la planta, cuartos de control, oficinas, talleres y otras estructuras para ocupación humana.

Excepción: Se permite que los cuartos de control se sitúen en un edificio que albergue compresores de gases inflamables cuya construcción cumpla con los incisos 7.8.1 y 7.8.2.

7.6.2 El equipo con fuego y otras fuentes de ignición deben ubicarse al menos a 15 m de cualquier área de retención o sistema de drenaje del recipiente.

7.7 Espaciamiento de la instalación de carga y descarga

7.7.1 Debe ubicarse el muelle utilizado para tubería de transferencia de GNL de manera que cualquier buque-tanque que esté cargando o descargando se encuentre al menos a 30 m de cualquier puente que cruce una vía navegable. El cabezal de carga o descarga debe situarse al menos a 61 m de un puente de estas características.

7.7.2 Las conexiones de carga y descarga del GNL deben ubicarse al menos a 15 m de fuentes de ignición no controladas, áreas de proceso, recipientes de almacenamiento, edificios de control, oficinas, talleres y otras estructuras para ocupación humana o importantes de la planta.

Excepción: Este requerimiento no debe aplicarse a estructuras o equipo asociados de manera directa con la operación de transferencia.

7.8 Edificios y estructuras

7.8.1 Los edificios o recintos estructurales en los que se manejen GNL y gases inflamables deben ser de construcción ligera y no combustibles, sin muros de carga.

7.8.2 Si los cuartos que contienen GNL y fluidos inflamables se ubican dentro de edificaciones o adyacentes a construcciones en las cuales no se manejen este tipo de fluidos (por ejemplo, cuartos de control, talleres), las paredes comunes deben limitarse a no más de dos, deben diseñarse para resistir una presión estática de por lo menos 4,8 kPa, no deben tener puertas ni otras aberturas de comunicación y deben tener un valor nominal de resistencia contra el fuego de al menos 1 hora.

7.8.3 Las edificaciones o recintos estructurales en los cuales se manejen GNL y gases inflamables deben tener ventilación para minimizar la posibilidad de acumulación peligrosa de gases o vapores inflamables, de acuerdo con lo siguiente:

7.8.3.1 La ventilación debe realizarse mediante alguno de los medios siguientes:

- a) Un sistema mecánico de operación continua.
- b) Una combinación de sistema de ventilación por gravedad y de sistema de ventilación mecánica que no opere continuamente y que se energice mediante detectores de gas en caso que se detecte gas combustible.
- c) Un sistema mecánico de dos velocidades con la velocidad alta energizada por medio de detectores de gas en caso de que se detecte gas inflamable.
- d) Un sistema por gravedad compuesto de una combinación de aberturas de pared y ventiladores de techo. Si hay sótanos o niveles de piso hundidos, debe proveerse de un sistema de ventilación mecánica complementario.

7.8.3.2 La capacidad de ventilación debe ser por lo menos de 5 l/s de aire por m² de área de piso.

7.8.3.3 Si existe la posibilidad de que estén presentes vapores más pesados que el aire, una parte de la ventilación debe ser del nivel más bajo expuesto a tales vapores.

7.8.4 Las edificaciones o recintos estructurales no cubiertos por los incisos 7.8.1 y 7.8.2 deben ubicarse o contar con otros medios, para minimizar la posibilidad de que entren gases o vapores inflamables (véase el párrafo 14.1.)

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 calentado 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 7.9.4.3 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 la práctica internacionalmente reconocida.

7.8.5.6 El sitio debe atenderse 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.

7.9 Experiencia en el diseño y fabricación de equipos y componentes

7.9.1 Los diseñadores, fabricantes de equipo y constructores de instalaciones de GNL deben contar con experiencia comprobable en el diseño, fabricación y construcción de recipientes de GNL, equipo de proceso, equipo criogénico, equipo de almacenamiento y manejo de refrigerantes, instalaciones de carga y descarga, equipo de contención contra incendio y otros componentes de la instalación. Dichos diseñadores, fabricantes y constructores deberán cumplir con los requisitos establecidos en esta Norma y, en lo no previsto por ésta, con las prácticas internacionalmente reconocidas.

7.9.2 Las pruebas realizadas a los equipos y componentes en fábrica o en planta, así como las de aceptación de los mismos deben ser estructuralmente adecuados y cumplir con esta Norma y, en lo no previsto por ésta, con las prácticas internacionalmente reconocidas.

7.9.3 Los diseñadores, fabricantes de equipo y constructores de instalaciones de GNL deben incorporar las previsiones y características que resulten de los estudios de suelo y generales para determinar que el sitio propuesto de la instalación sea adecuado.

7.9.4 Los diseñadores, fabricantes de equipo y constructores de instalaciones de GNL deben contar con experiencia comprobable en el diseño, fabricación y construcción de sistemas de tuberías y de evaporación, sistemas y equipo de protección contra incendio y otros componentes de la instalación. Las pruebas de fabricación, construcción y aceptación de dichos sistemas y equipos deben mostrar, fehacientemente, que las instalaciones son estructuralmente adecuadas y cumplen con esta Norma y, en lo no previsto por ésta, con las prácticas internacionalmente reconocidas.

7.10 Protección del suelo por el uso de equipo criogénico

Los recipientes de GNL (véase la sección 9.7), cajas frías, soportes de tuberías y tubos, así como otros aparatos de uso criogénico se deben diseñar y construir de manera que se eviten daños a estas estructuras y al equipo por el congelamiento o la escarcha depositada en el suelo, o se deben proporcionar medios para evitar que se desarrollen esfuerzos que dañen el equipo referido.

7.11 Caída de hielo y nieve

Deben tomarse medidas para proteger al personal y al equipo de la caída del hielo y la nieve, en su caso, que se acumulen en estructuras elevadas.

7.12 Materiales de concreto

7.12.1 El concreto que se utiliza en la construcción de recipientes de GNL debe apegarse a la sección 9.9.

7.12.2 Las estructuras de concreto que están normal o periódicamente en contacto con el GNL se deben diseñar para soportar la carga de diseño, cargas ambientales aplicables y efectos de temperatura previstos. Estas estructuras deben incluir, entre otros aspectos, cimientos para equipo criogénico. Las estructuras de concreto deben cumplir con lo siguiente:

7.12.2.1 El diseño de las estructuras debe apegarse a lo establecido en el inciso 9.9.2.

7.12.2.2 Los materiales y la construcción deben apegarse a lo establecido en el inciso 9.9.3.

7.12.3 Los soportes de la tubería deben apegarse al párrafo 11.6.

7.12.4 Todas las demás estructuras de concreto deben investigarse en relación con los efectos del contacto potencial con el GNL. Si la falla de estas estructuras creara una condición peligrosa o empeorara una condición de emergencia existente por la exposición al GNL, la estructura debe protegerse para minimizar los efectos de la exposición mencionada o debe cumplir con los subincisos 7.3.2.1 o 7.3.2.2.

7.12.5 El concreto para usos incidentales no estructurales, tales como la protección de un declive y la pavimentación del área de retención, deben apegarse a 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, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida. El reforzamiento será de un mínimo de 0,5 por ciento del área de la sección transversal del concreto para control de fisuras 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 la práctica internacionalmente reconocida.

7.12.6 El concreto que no está expuesto constantemente al GNL y que ha sido sometido a una exposición repentina de GNL, debe inspeccionarse y repararse, de así requerirlo, a la brevedad posible después de que haya regresado a la temperatura ambiente.

8. Equipo de proceso

8.1 Clasificación de áreas peligrosas. Todas las instalaciones de la planta de GNL deben ser sujetas a un análisis para delimitar áreas peligrosas en las que sólo se puede usar equipo seleccionado de acuerdo con el riesgo presente.

8.2 El equipo de proceso, por ejemplo, bombas y evaporadores, entre otros, que contenga GNL, refrigerantes o gases inflamables debe instalarse al aire libre para facilitar su operación, el combate contra incendios y la dispersión de gases y líquidos inflamables. Puede también instalarse en estructuras cerradas en donde el flujo de aire de ventilación sea de por lo menos 5 l/s por m² de superficie de piso.

8.3 La colocación del equipo de proceso debe ser de acuerdo con el Capítulo 7 de esta Norma.

8.4 Debe instalarse un sistema para el manejo de gas de ebullición y de evaporación súbita, independiente de las válvulas de alivio de los contenedores, para la evacuación segura de los vapores generados en los equipos de proceso y en los tanques de GNL. Los gases de ebullición y de evaporación

súbita deben descargarse de modo seguro a la atmósfera o dentro de un sistema cerrado. Los sistemas de ventilación de gas de ebullición y de evaporación súbita se deben diseñar de modo que no puedan aspirar aire normalmente durante la operación.

8.5 En caso de ser factible la ocurrencia de condiciones de vacío interno en cualquier tubería, recipientes de proceso, cajas frías u otros equipos, dichas instalaciones se deben diseñar para soportar las condiciones de vacío o se tomarán medidas para evitar que se forme un vacío en el equipo que podría crear una condición peligrosa. Si se introduce gas para eliminar ese problema, éste debe ser de determinada composición o introducirse de modo que no cree una mezcla inflamable dentro del sistema.

9. Tanques de almacenamiento de GNL

9.1 Generalidades. Los resultados del análisis de riesgo a que hace referencia la sección 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 las prácticas internacionalmente reconocidas.

9.1.1 Los tanques de almacenamiento deben tener como mínimo las características siguientes:

- a) Estar constituidos por un contenedor primario autosoportado de acero al níquel.
- b) Tener un contenedor secundario de concreto pretensado.
- c) Ambos contenedores deben ser capaces de contener en forma independiente el GNL.

9.1.2 El operador de la planta de GNL debe 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 esta Norma, y en lo no previsto por ésta, con lo establecido en 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 responsabilidad del particular, previa autorización por parte de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.

9.2 Bases de diseño. El operador debe especificar: (1) la presión máxima admisible de trabajo, que incluya un margen por arriba de la presión normal de operación, y (2) el máximo vacío admisible.

9.2.1 Aquellas partes de los tanques de almacenamiento que normalmente están en contacto con el GNL o con el vapor frío de éste, deben ser resistentes al ataque químico y resistentes para servicio a -168°C de temperatura del GNL.

9.2.2 Toda la tubería que forme parte de un tanque de GNL debe cumplir con lo dispuesto en el Capítulo 11 de esta Norma. La tubería del tanque de GNL incluye aquella en el interior del contenedor primario, la que está dentro de los espacios de aislamiento, dentro de los espacios vacíos y la tubería externa fija o conectada al tanque hasta la primera unión circunferencial de la tubería. Los sistemas de purga con gas inerte que estén totalmente dentro de los espacios de aislamiento están exentos de esta disposición.

9.2.3 Los contenedores de GNL deben ser diseñados para facilitar el llenado por la parte superior e inferior del tanque a menos que se cuente con medios eficientes para prevenir la estratificación del líquido.

9.2.4 Toda zona de la superficie externa de un contenedor de GNL que en forma accidental puede ser sometida a bajas temperaturas causadas por GNL o vapores fríos proveniente de fugas de bridas, válvulas, sellos u otras conexiones no soldadas, debe tener características adecuadas para esas temperaturas, o estar protegida contra los efectos que resulten de esa exposición.

9.2.5 Cuando haya dos o más recipientes ubicados dentro de un área de retención común, sus cimientos deben diseñarse para resistir el contacto con el GNL. Dichos cimientos se deben proteger contra el contacto que resulte de una acumulación de GNL que pueda poner en peligro su integridad estructural.

9.2.6 Se debe considerar que la densidad del líquido sea la masa real por unidad de volumen a la temperatura mínima de almacenamiento, pero en ningún caso debe considerarse una densidad menor que 470 kg/m^3 .

9.2.7 Se debe disponer de los medios adecuados para poner fuera de servicio al contenedor de GNL, en caso de así requerirse.

9.3 Diseño sísmico

Para el diseño sísmico se debe considerar lo dispuesto en los ordenamientos jurídicos que resulten aplicables así como, en su caso, los Atlas de Riesgos correspondientes al sitio en donde se ubique la planta de GNL.

9.3.1 Se deben considerar cargas sísmicas en el diseño de los tanques de GNL y de su sistema de retención. El permisionario debe realizar un análisis del sitio cuyo objeto sea determinar las características de los movimientos sísmicos del suelo y los espectros de respuesta asociados. En dicho estudio se debe evaluar la sismicidad y geología regionales, las frecuencias esperadas de recurrencia de los sismos, las magnitudes máximas de los eventos sobre las fallas conocidas y las zonas de origen, la localización del sitio con respecto de dichas fallas, los efectos de fuentes posteriores, en su caso, y las condiciones subsuperficiales del suelo.

9.3.2 Con base en esta investigación, el movimiento de suelo considerando el Sismo Máximo Probable (SMP) será el movimiento que tenga una probabilidad de 2% de ser excedido en un periodo de 50 años (intervalo promedio de recurrencia de 2 475 años), sujeto a la excepción descrita en el punto 9.3.2.1. Se deben construir espectros, usando esta respuesta de aceleración vertical y horizontal al movimiento del suelo en sismo SMP, que cubran todo el intervalo de factores de amortiguamiento y los periodos naturales de vibración, incluyendo el factor de amortiguamiento y el periodo de vibración de ondas de primer modo, del GNL contenido. La aceleración en la respuesta espectral considerando un sismo SMP para cualquier periodo, T , se tomará del espectro de diseño seleccionado con un amortiguamiento que represente óptimamente la estructura que se esté investigando.

Las ordenadas del espectro de respuesta vertical no deben ser menores de 2/3 de las correspondientes al espectro horizontal.

9.3.2.1 Cuando las ordenadas de respuesta espectral probabilística para un espectro de respuesta amortiguada de 5 por ciento, con 2 por ciento de probabilidad de rebasarse en un periodo de 50 años, en periodos de 0,2 segundos o de 1 segundo, excedan las ordenadas correspondientes del límite determinista mencionado en el subinciso 9.3.2.3, se debe suponer que el movimiento del suelo considerando un sismo SMP es el menor de los siguientes:

- a) El movimiento probabilístico del suelo en SMP, definido en el inciso 9.3.2.
- b) El movimiento determinístico del suelo del subinciso 9.3.2.2, pero no será menor que el movimiento determinista límite del suelo mencionado en el subinciso 9.3.2.3.

9.3.2.2 Se debe calcular el espectro determinista de respuesta del movimiento del suelo considerado en un sismo SMP al 50 por ciento de la aceleración de respuesta espectral mediana, 5 por ciento amortiguada, en todos los periodos, que resulte de un sismo característico en una falla activa conocida dentro de la región.

9.3.2.3 Se tomará el límite determinista del movimiento del suelo en un sismo SMP del espectro de respuesta como 1.5 g, y el valor de S_1 (aceleración de respuesta espectral de sismo SMP registrada, a 1 segundo), como 0.6 g, para la clase de sitio más representativa de las condiciones del lugar donde está ubicada la instalación de GNL.

9.3.2.4 El tanque de GNL y el sistema de retención deben ser diseñados para dos niveles de actividad sísmica: el Sismo de Operación Base (SOB) y el Sismo de Paro Seguro (SPS) que se definen como sigue:

9.3.2.5 El sismo SOB debe representar el espectro de respuesta al movimiento del terreno en el que la aceleración espectral en cualquier periodo debe ser igual a 2/3 de la aceleración espectral del movimiento del terreno en un sismo SMP según se definió en el inciso 9.3.2. El movimiento de terreno en un sismo SOB no necesita exceder el movimiento representado por un espectro de respuesta con aceleración atenuada en un 5 por ciento y que tenga una probabilidad de excedencia de un 10 por ciento dentro de un periodo de 50 años.

9.3.2.6 El movimiento de terreno bajo un sismo SPS está representado por un espectro de respuesta con aceleración atenuada de 5 por ciento y 1 por ciento de probabilidad de excedencia dentro de un periodo de 50 años (intervalo medio de recurrencia de 4975 años). Sin embargo, la aceleración del espectro de respuesta del SPS no debe exceder el doble de las aceleraciones espectrales del SOB correspondiente.

9.3.3 Se deben usar los dos niveles de movimiento del suelo, definidos en el inciso 9.3.3 para diseñar las estructuras y sistemas siguientes que sean resistentes a los sismos:

9.3.3.1 El recipiente de GNL con su sistema de retención.

9.3.3.2 Los componentes del sistema necesarios para aislar al recipiente de GNL y mantenerlo en un estado de paro seguro.

9.3.3.3 Las estructuras o sistemas, incluyendo los sistemas contra incendio, cuya falla pudiera afectar la integridad de lo mencionado en los subincisos 8.3.4.1 o 8.3.4.2.

9.3.4 Las estructuras y los sistemas mencionados en los subincisos 9.3.4.1 a 9.3.4.3 se deben diseñar para que permanezcan operables durante y después de un sismo SOB. El diseño debe prever que no haya pérdida en la capacidad de almacenamiento del recipiente primario, y debe ser posible aislar y mantener al recipiente de GNL durante y después del sismo SPS.

9.3.5 El sistema de retención debe diseñarse, como mínimo, para resistir un sismo SPS estando vacío, y un sismo SOB cuando contenga el volumen V especificado en el inciso 7.2.1. Después de un sismo SOB o un sismo SPS no debe haber pérdida de capacidad de almacenamiento de los tanques.

9.3.6 Un recipiente de GNL debe diseñarse para un sismo SOB, y se debe hacer una comprobación de límite de esfuerzos para el sismo SPS, para asegurar que se apegue a lo dispuesto en el punto 9.3.5. Los análisis de sismo SOB y de sismo SPS deben incluir el efecto de la presión del líquido sobre la estabilidad al pandeo. Los esfuerzos para el sismo SOB se deben apegar al documento mencionado en las secciones 9.8; 9.9 u 11.1 correspondiente. Los esfuerzos para el SPS deben tener los límites siguientes:

9.3.6.1 En los recipientes metálicos, se deben dejar que los esfuerzos lleguen a la fluencia mínima de los materiales especificada para las condiciones de tensión y al pandeo crítico para la condición de compresión.

9.3.6.2 En recipientes de concreto pretensado, los esfuerzos circunferenciales axiales debidos a cargas no consideradas no deben exceder el módulo de ruptura, en condiciones de tensión, y el 60 por ciento de la resistencia a la compresión especificada de 28 días, para condición de compresión. Los esfuerzos en fibra extrema debidos a fuerzas axiales y circunferenciales flexionantes combinadas, debidos a cargas no consideradas, no deben exceder el módulo de ruptura para condiciones de tensión, y el 69 por ciento de la resistencia a la compresión especificada de 28 días, para la condición de compresión. Los esfuerzos circunferenciales de tensión no deben exceder el esfuerzo de fluencia en refuerzo no pretensado, y el 94 por ciento del esfuerzo de fluencia suponiendo una sección agrietada.

9.3.6.3 Después de un evento sísmico SPS, se debe vaciar el recipiente de GNL e inspeccionarse, antes de reanudar las operaciones de llenado del recipiente.

9.3.7 El diseño del recipiente de GNL y sus componentes asociados debe incorporar un análisis dinámico de los esfuerzos que incluya los efectos del oleaje y del líquido contenido. Se debe incluir la flexibilidad del recipiente, con la deformación por cortante, en la determinación de la respuesta del recipiente. Para un recipiente no soportado en un estrato de roca, se debe incluir la interacción de la estructura y el suelo. Cuando el recipiente esté soportado en pilotes, en el análisis se debe tener en cuenta la flexibilidad del sistema de pilotes.

9.3.8 Los recipientes y su sistema de soporte construidos en taller o en planta, diseñados y construidos de acuerdo con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia, en su caso, 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 la práctica internacionalmente reconocida. Dichos recipientes, se deben diseñar para soportar las fuerzas dinámicas asociadas con las aceleraciones horizontal y vertical, como sigue:

Fuerza horizontal:

$$F = Z_c \times W$$

en donde:

Z_c = coeficiente sísmico, igual a 0.60 SDS.

SDS = aceleración espectral máxima de diseño de 1.0 para la clase de sitio más representativa de las condiciones del sitio donde esté ubicada la instalación de GNL.

W = el peso total del recipiente y de su contenido.

Fuerza vertical de diseño:

$$P = (2/3) \times Z_c \times W$$

Se debe usar este método de diseño sólo cuando el periodo natural T de vibración del recipiente construido en taller o en planta y su sistema de soporte, sea menor de 0.06 segundos. Para periodos de vibración mayores de 0.06 segundos, se debe seguir el método de diseño descrito en los puntos 9.3.1 a 9.3.6.

9.3.9 El recipiente y sus soportes se deben diseñar para resistir las fuerzas sísmicas resultantes en combinación con las cargas de operación, usando los esfuerzos admisibles 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 la práctica internacionalmente reconocida.

9.3.10 En el sitio de ubicación de la planta se debe contar con instrumentación capaz de medir el movimiento del suelo al cual estén sometidos los recipientes.

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.

9.5 Aislamiento del recipiente

9.5.1 Todo aislamiento expuesto debe ser incombustible, contener una barrera de vapor, o ser barrera de vapor en forma inherente; no debe contener agua y debe resistir la desintegración ocasionada por los chorros de las mangueras contra incendio. Cuando se use un cascarón externo para retener el aislamiento suelto, el cascarón debe ser de acero o de concreto. El aislamiento expuesto al ambiente no debe tener un valor de difusión de llama mayor que 25.

9.5.2 El espacio entre el tanque interno y el externo debe contener aislamiento incombustible que sea compatible con el GNL y el gas natural. El aislamiento debe ser tal que un incendio exterior al tanque externo no pueda causarle deterioro importante a su conductividad térmica, por causas tales como fusión o asentamiento. El aislamiento del fondo, que soporte la carga, se debe diseñar e instalar de tal manera que su agrietamiento debido a esfuerzos térmicos y mecánicos no ponga en riesgo la integridad del recipiente.

Excepción: No se exigirá que los materiales usados entre los fondos de los tanques interno y externo (pisos) cumplan con los requisitos de combustibilidad, siempre y cuando que el diseño y la instalación se apeguen a lo siguiente:

- a) La calificación de difusión de llama del material no sea mayor de 25, y el material no soporte la combustión continua y progresiva en el aire.
- b) El material tenga una composición tal que las superficies que podrían estar expuestas al penetrar el material en cualquier plano tengan una calificación de difusión de llama no mayor de 25, y no soporten la combustión continua y progresiva.
- c) Se demuestre con una prueba que las propiedades de combustión del material no cambien en forma sustancial como resultado de una exposición prolongada al GNL o al gas natural a la presión y temperatura anticipadas de servicio.
- d) Se demuestre que los materiales, una vez instalados, pueden ser purgados de gas natural. La cantidad de gas natural que quede después del purgado debe ser insignificante y no debe aumentar la combustibilidad del material.

9.6 Volumen de llenado. Los recipientes diseñados para trabajar a presiones mayores de 100 kPa deben tener uno o varios dispositivos que eviten que el recipiente se llene totalmente de líquido, o que cubra con líquido la entrada a los dispositivos de alivio, cuando la presión en el recipiente alcance la presión prestablecida en los dispositivos de alivio bajo todas las condiciones de operación.

9.7 Cimientos. Los recipientes de GNL se deben instalar sobre cimientos diseñados por un ingeniero calificado y experto en la materia y estar contruidos de acuerdo con las prácticas reconocidas de la ingeniería estructural. Antes de iniciar el diseño y la construcción del cimiento, un ingeniero en mecánica de suelos calificado debe hacer una investigación subsuperficial, para determinar las propiedades estratigráficas y físicas de los suelos subyacentes al sitio.

9.7.1 El fondo del tanque externo debe estar sobre el nivel freático, o bien protegerse del contacto del agua freática en cualquier momento. El material del fondo externo del tanque, en contacto con el suelo, debe tener las características siguientes:

- a) Seleccionarse para minimizar la corrosión.
- b) Estar recubierto o protegido para minimizar la corrosión.
- c) Contar con un sistema de protección catódica.

9.7.2 Cuando un tanque externo esté en contacto con el suelo, se debe instalar un sistema de calentamiento que evite que la isoterma de 0°C penetre al suelo. El sistema de calentamiento se debe diseñar para permitir la verificación, al menos una vez por semana, del funcionamiento y de la eficiencia de dicho sistema. Se debe dar atención especial y tratar por separado, al sistema de calefacción en zonas donde haya una discontinuidad en los cimientos, por ejemplo, para tuberías en el fondo del tanque. El sistema de calefacción se debe instalar de manera que se pueda reemplazar cualquier elemento de calefacción o sensor de control de temperatura. Se deben incorporar medios de protección para los efectos adversos de la acumulación de humedad, que puedan causar corrosión galvánica u otras formas de deterioro dentro del conducto o del elemento calefactor.

9.7.3 Cuando los cimientos se diseñen de manera tal que proporcionen circulación de aire, en vez del sistema de calefacción, el fondo del tanque externo debe ser de un material compatible con las temperaturas a las que pueda estar sometido.

9.7.4 Se debe instalar un sistema de monitoreo de la temperatura en el fondo del tanque, con capacidad para medir la temperatura en puntos predeterminados sobre toda el área superficial, para verificar la eficiencia del aislamiento del fondo y, en su caso, del sistema de calentamiento de los cimientos del tanque. Este sistema se usará para efectuar un estudio de temperaturas del fondo del tanque a los seis meses de que éste haya sido puesto en servicio, y después cada año, posterior a un SOB y después de que haya indicios de un área anormalmente fría.

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.

9.8 Recipientes metálicos

9.8.1 Los recipientes metálicos deben tener pared doble, con el tanque interno para contener el GNL rodeado por aislamiento contenido en el tanque externo. Las especificaciones del metal y sus aleaciones, para el tanque interno tanto como para el externo, deberán cumplir con lo establecido por esta Norma y, en lo no previsto por ésta, con la práctica internacionalmente reconocida.

9.8.2 Recipientes diseñados para operar a 100 kPa o menos. Los recipientes soldados, diseñados para una presión no mayor de 100 kPa ($1 \text{ kPa} = 0.0102 \text{ kg/cm}^2$), deben apegarse a 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida. Los recipientes requieren la inspección radiográfica del 100 por ciento de la longitud de todas las soldaduras a tope, horizontales y verticales, relacionadas con la pared del recipiente.

9.8.3 Recipientes diseñados para operar a más de 100 kPa.

9.8.3.1 El tanque interno debe ser de construcción soldada, apegarse a 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida. Asimismo, debe tener un sello que señale este cumplimiento y estar registrado, en su caso, en la Secretaría de Trabajo y Previsión Social.

- a) En caso de aislamiento por vacío, la presión de diseño debe ser la suma de la presión de trabajo requerida, más 101 kPa para tener en cuenta el vacío, más la carga hidrostática del GNL.
- b) En caso de un aislamiento que no esté al vacío, la presión de diseño debe ser la suma de la presión de trabajo requerida más la altura hidrostática del GNL.
- c) El tanque interno se debe diseñar para la combinación más crítica de cargas que resulte de la presión interna y de la altura del líquido, la presión estática del aislamiento, la presión del aislamiento al dilatarse el tanque después de un periodo en servicio, la presión de purga, la de operación del espacio entre los tanques interno y externo, y la relativa a las cargas sísmicas.

9.8.3.2 El tanque externo debe ser de construcción soldada y se permite utilizar cualquiera de los aceros al carbón a temperatura igual o mayor que la temperatura mínima admisible de uso, de conformidad 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión,

y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida, exceptuando aquellos materiales con un punto de fusión inferior a 1093°C, cuando el recipiente esté enterrado o se encuentre arriba del nivel del suelo.

- a) Cuando se use aislamiento por vacío, el tanque externo debe diseñarse de conformidad 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida, usando una presión externa no menor de 100 kPa. Las tapas y los tanques externos esféricos, formados por segmentos o gajos y armados con soldadura, se deben diseñar apegándose a 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida, usando una presión externa de 100 kPa.

9.8.3.3 La presión máxima admisible de trabajo se debe especificar para todos los componentes.

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 cm²/kg de la capacidad en agua del tanque interno, pero esa área no debe ser mayor que 2 000 cm². 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.

9.8.3.5 Se deben instalar barreras térmicas para evitar que la temperatura del tanque externo sea menor que su temperatura de diseño.

9.8.3.6 Las patas y sus apoyos se deben diseñar 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida. Se debe tener en cuenta las cargas relativas al transporte, la construcción, las sísmicas, eólicas y térmicas.

9.8.3.7 Los cimientos y los soportes se deben diseñar y proteger, para tener una calificación de resistencia al fuego no menor que 2 horas. Si se usa aislamiento para satisfacer este requisito, debe ser resistente a la desintegración debida a los chorros de las mangueras contra incendio.

9.8.4 Se deben minimizar las concentraciones de esfuerzos debidas al sistema de soporte usando dispositivos tales como planchas y anillos de carga. Se debe tener en cuenta la dilatación y la contracción del tanque interno y se debe diseñar el sistema de soporte para que se mantengan dentro de los límites admisibles los esfuerzos resultantes impartidos a los tanques interno y externo.

9.8.5 La tubería interna entre los tanques interno y externo y dentro del espacio del aislamiento, se debe diseñar para la presión de trabajo máxima permisible del tanque interno, teniendo en cuenta los esfuerzos térmicos. No se permitirán fuelles dentro del espacio del aislamiento.

9.8.6 La tubería debe ser de materiales adecuados para operar a -168°C. Ninguna tubería que conduce líquido, externa al tanque externo, debe ser de aluminio, cobre o aleación de cobre, a menos que esté protegida contra exposición al fuego durante 2 horas. No se prohíben las juntas de transición.

9.8.7 El tanque interno se debe soportar en forma concéntrica al tanque externo, mediante un sistema que puede ser metálico o no metálico, pero que sea capaz de sostener la carga máxima descrita en cualquiera de los siguientes puntos:

9.8.7.1 Para cargas de transporte, los soportes se deben diseñar para el valor máximo de aceleración de la gravedad (g) esperado, multiplicada por la masa vacía del tanque interno.

9.8.7.2 Para la carga de operación se deben diseñar los soportes para la masa total del tanque interno, más las cargas máximas adicionales. Asimismo, se deben incluir los factores sísmicos adecuados que resulten del estudio sísmico correspondiente. La masa del líquido contenido se debe basar en la densidad máxima del líquido especificado, dentro del intervalo de las temperaturas de operación, pero la densidad mínima debe ser 470 kg/m³.

9.8.8 El esfuerzo de diseño máximo admisible en los elementos de soporte debe ser el menor de 1/3 de la resistencia mínima especificada a la tensión, o 5/8 de la resistencia mínima especificada a la fluencia, a temperatura ambiente. Para los elementos roscados, se debe usar el área mínima en la raíz de las roscas.

9.9 Recipientes de concreto

9.9.1 Alcance. Esta sección se debe aplicar al diseño y la construcción de recipientes de concreto pretensado para cualquier presión de operación, tenga aislamiento externo o interno, y para paredes protectoras de concreto pretensado que rodeen cualquier tipo de recipiente.

9.9.2 Estructura del recipiente.

9.9.2.1 El diseño de los recipientes de concreto se debe apegar a los puntos 9.9.3.1 a 9.9.3.6

9.9.2.2 Los esfuerzos admisibles en las consideraciones normales de diseño se deben basar en los valores mínimos especificados de resistencia a temperatura ambiente.

9.9.2.3 Los esfuerzos de tensión (sin tener en cuenta los efectos directos de temperatura y de contracción) en las varillas de refuerzo de acero al carbón, cuando se sometan a las temperaturas del GNL bajo las condiciones de diseño, se deben limitar a los esfuerzos admisibles mencionados en la tabla 9.9.2.3.

Tabla 9.9.2.3 Esfuerzo admisible en las varillas de refuerzo

Descripción y No. de varilla ASTM A 615	Esfuerzos máximos admisibles
	MPa
No. 4 y menores	82,7
Nos. 5, 6 y 7	68,9
No. 8 y mayores	55,2

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

9.9.2.5 Se deben tener en cuenta las fuerzas internas que actúen sobre el recipiente, debidas a la restricción de relleno durante el calentamiento.

9.9.3 Materiales sometidos a la temperatura del GNL

9.9.3.1 El concreto debe cumplir con lo establecido en 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida. Se deben realizar mediciones de la resistencia a la compresión y del coeficiente de contracción para el concreto a la temperatura baja de diseño, a menos que se disponga de datos de mediciones anteriores de estas propiedades.

9.9.3.2 El agregado debe cumplir con lo especificado en 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida. El agregado será denso, y química y físicamente adecuado para obtener un concreto de alta resistencia y duración.

9.9.3.3 El mortero neumático debe apegarse a 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.

9.9.3.4 Los elementos de resistencia alta a la tensión, en el concreto pretensado, deben apegarse a 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.

9.9.3.5 Se puede usar todo el material aceptable para el funcionamiento a la temperatura del GNL o todo material que se demuestre aceptable, con una prueba, para el servicio con GNL. Los materiales para anclajes permanentes de extremos deben mantener sus propiedades estructurales a las temperaturas del GNL.

9.9.3.6 El acero reforzado para el concreto reforzado debe apegarse a 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.

9.9.3.7 Las barreras metálicas no estructurales incorporadas en el concreto pretensado en contacto directo con el GNL durante las operaciones normales, deben ser de un metal aceptable para "componentes primarios" o para "componentes secundarios" si la sección compuesta está pretensada de tal modo que no se desarrollen esfuerzos de tensión apreciables bajo cualquier condición de cargas de diseño.

9.9.3.8 Las barreras metálicas no estructurales incorporadas en el concreto pretensado, que sirvan principalmente como barreras de humedad para tanques aislados internamente, deben ser de un metal admisible como "componente primario" o como "componente secundario" si la sección compuesta está pretensada de tal modo que no se desarrollen esfuerzos apreciables de tensión bajo cualquier condición de cargas de diseño.

9.9.4 Construcción, inspección y pruebas.

9.9.4.1 Los recipientes de concreto para GNL se deben construir 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.

9.9.4.2 Los recipientes de concreto para GNL se deben inspeccionar 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.

9.9.4.3 Los componentes metálicos se deben construir y probar 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.

9.9.4.4 Los demás materiales que se usen en la construcción de recipientes de concreto para GNL se deben calificar antes de usarlas, 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.

9.10 Identificación de los recipientes de GNL

9.10.1 Se debe identificar cada uno de los recipientes mediante una placa de datos hecha de material anticorrosivo, ubicada en un lugar accesible y que contenga la información siguiente:

- a) Nombre del fabricante y fecha de fabricación
- b) Capacidad líquida nominal en metros cúbicos
- c) Presión de diseño para gas metano en la parte superior del recipiente
- d) Densidad máxima permitida del líquido que se almacenará
- e) Nivel máximo de llenado con el líquido que se almacenará (ver 9.6)
- f) Nivel máximo de llenado con agua para prueba hidrostática, en su caso.
- g) Temperatura mínima en grados Celsius para la cual se diseñó el recipiente.

9.10.2 Los recipientes de almacenamiento deben tener todas las penetraciones marcadas con la función de la penetración. Las marcas deben permanecer visibles aun en caso de que se presente una helada.

9.11 Verificación de los recipientes de GNL. Se debe hacer una verificación a fin de comprobar que los recipientes no presentan fugas conforme 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida. Deben repararse todas las fugas identificadas en los recipientes.

9.12 Los recipientes diseñados para presión manométrica hasta de 103 kPa se deben probar 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.

9.13 Los recipientes diseñados para presiones manométricas superiores a 103 kPa deben pasar por una prueba que comprenda lo siguiente:

- a) Los recipientes fabricados en taller o en planta deben pasar por una prueba de presión realizada por el fabricante antes de ser embarcados al sitio donde van a instalarse.
- b) El tanque interior debe pasar una prueba de conformidad 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida. El tanque exterior debe pasar la prueba de fugas.
- c) Los recipientes y la tubería asociada deben pasar la prueba de fugas antes de llenar el recipiente con GNL.

9.14 Después de que hayan concluido las pruebas de aceptación, no se debe realizar ningún trabajo de soldadura en campo en los recipientes de GNL. Se tendrá que volver a realizar una prueba conforme a un método apropiado para una reparación o modificación cuando dicha reparación o modificación sea de naturaleza tal que se requiera una prueba nueva para verificar el elemento afectado y sea necesario demostrar lo adecuado de la modificación o reparación.

Excepción No. 1: Se permitirá realizar un trabajo de soldadura en campo en las placas delanteras o en los soportes proporcionados para ese fin.

Excepción No. 2: Se permitirá realizar un trabajo de soldadura en campo siempre que las reparaciones o modificaciones cumplan con las normas bajo las cuales originalmente se fabricó el recipiente.

9.15 Purgado y enfriado de recipientes. Antes de que el recipiente de GNL se ponga en servicio, se debe purgar y enfriar conforme a los incisos 15.3.5 y 15.3.6

9.16 Dispositivos de alivio

9.16.1 Generalidades. Todos los recipientes deben estar equipados con dispositivos de alivio de presión y vacío, de conformidad con lo siguiente:

- a) Para recipientes diseñados para operar a 103 kPa y a niveles inferiores. Los dispositivos de seguridad deben tener el tamaño indicado 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.
- b) Para recipientes diseñados para operar a niveles superiores 103 kPag. Los dispositivos de seguridad deben tener el tamaño indicado 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.

9.16.2 Los dispositivos de seguridad deben comunicarse directamente con la atmósfera. Se deben instalar dispositivos rompedores de vacío si el recipiente puede estar expuesto a una condición de vacío que sobrepase aquella para la que fue diseñado. Estos dispositivos se deben instalar de conformidad con lo siguiente:

9.16.2.1 Cada válvula de alivio o rompedora de vacío de los recipientes de GNL debe poder aislarse del recipiente para mantenimiento o para cualquier otro fin por medio de una válvula manual de cierre de tipo paso completo. Estas válvulas de cierre deben poder ajustarse o bloquearse en la posición abierta. Se debe instalar el número suficiente de válvulas de alivio de presión y de vacío en el recipiente de GNL para permitir que cada una se aisle individualmente a fin de realizar pruebas o dar mantenimiento a la vez que se conservan las condiciones de equilibrio requeridas. En caso de requerirse sólo una válvula de seguridad, se debe instalar ya sea un puerto de apertura con una válvula de tres vías que conecte la válvula de alivio y su reserva al recipiente, o dos válvulas de alivio conectadas por separado al recipiente, cada una con una válvula.

9.16.2.2 No se debe cerrar más de una válvula de cierre a la vez.

9.16.2.3 Se deben diseñar e instalar chimeneas o respiraderos de descarga de la válvula de alivio a fin de evitar la acumulación de agua, hielo, nieve, o cualquier otro material y la descarga debe ser vertical hacia arriba.

9.16.3 Tamaño del dispositivo de alivio

9.16.3.1 Alivio de presión. La capacidad de los dispositivos de alivio de presión se debe basar en lo siguiente:

- a) Exposición al fuego
- b) Alteración en la operación, como falla en el dispositivo de control
- c) Otras circunstancias resultado de fallas en el equipo o errores de operación
- d) Desplazamiento de vapores durante el llenado
- e) Vaporización súbita durante el llenado, como resultado del llenado o a consecuencia de la mezcla de productos de composición diferente
- f) Pérdida de refrigeración
- g) Flujo de calor por la bomba de recirculación
- h) Caída de la presión barométrica

9.16.3.2 Los dispositivos de alivio de presión deben tener el tamaño suficiente para liberar la capacidad de flujo determinada por la contingencia aislada mayor o por cualquier combinación de contingencias razonable y probable.

9.16.4 Capacidad mínima. La capacidad de alivio de presión mínima en kg/h no debe ser menor a 3% del contenido total del tanque en 24 horas.

9.16.5 Rompimiento de vacío. La capacidad de los dispositivos de rompimiento de vacío se debe basar en lo siguiente:

- a) Retiro de líquido o vapor a velocidad máxima
- b) Elevación en la presión barométrica
- c) Reducción en la presión espacial de vapores como resultado del llenado con un líquido subenfriado

9.16.5.1 Los dispositivos rompedores de vacío deben tener el tamaño suficiente para aliviar la capacidad del flujo determinada por la contingencia aislada mayor o por cualquier combinación de contingencias razonable y probable, menos la velocidad de vaporización que se produce por la ganancia de calor normal mínima en el contenido del tanque. No se permitirá acreditar la capacidad de alivio de vacío por la represurización de gas ni por los sistemas de acumulación de vapores.

9.16.6 Exposición al fuego. La capacidad de alivio de presión requerida por exposición al fuego se debe calcular conforme a la fórmula siguiente:

$$H = 71,000FA^{0.82} + H_n$$

en donde:

H = entrada total de calor, Watt

H_n = flujo normal de calor en tanques refrigerados, Watt

A = área de superficie húmeda expuesta del recipiente, m²

F = factor ambiental (de la tabla 9.16.6)

En caso de recipientes grandes el área húmeda expuesta será el área que llegue a una altura de 9.15 m sobre el nivel del suelo.

Tabla 9.16.6 Factores ambientales

Base	Factor F
Recipiente base	1,0
Instalaciones para la aplicación de agua	1,0
Instalaciones para el despresurizado y vaciado	1,0
Recipiente subterráneo	0
Aislamiento o protección térmica (métrica)	$F=U(904-T_f)/71\ 000$

Nota: U es el coeficiente total de transferencia de calor en [W/(m²•°C)] del sistema de aislamiento usando el valor promedio para el rango de temperatura de T_f a +904°C. T_f es la temperatura del contenido en condiciones de alivio, °C.

9.16.6.1 También aplicará lo siguiente:

El aislamiento debe ser incombustible, resistir la fuerza del chorro ocasionada por el equipo contra incendio y no descomponerse a temperaturas superiores a 538°C. Si el aislamiento no se ajusta a estos criterios, no se considerará efecto por el aislamiento.

La capacidad de alivio se debe determinar por la siguiente fórmula:

$$W = \frac{H}{L}$$

en donde:

W = capacidad de alivio en g/s del vapor producido en condiciones de alivio

L = calor latente de la vaporización del líquido almacenado a la presión y temperatura de alivio, J/g

Una vez que se ha determinado la capacidad de alivio, W , se debe calcular el flujo de aire equivalente a partir de la fórmula siguiente:

$$Q_a = 0.93W \frac{\sqrt{TZ}}{\sqrt{M}}$$

en donde:

Q_a = la capacidad de flujo equivalente del aire, m³/h a 15°C y 101 kPa

Z = factor de compresibilidad del vapor producido en condiciones de alivio

T = temperatura absoluta del vapor producido en condiciones de alivio, K

M = masa molecular del vapor producido, g/gmol

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 intermedio, 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 el vaporizador 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 GNL.

10.2 Diseño y materiales. Los vaporizadores deben ser diseñados, fabricados e inspeccionados de acuerdo con esta Norma y en lo previsto por ella, con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previa autorización de la Comisión, y de conformidad con las prácticas internacionalmente reconocidas.

10.2.1 Los vaporizadores deben operar en un rango de temperaturas de -162°C a + 37.7°C.

10.2.2 Los intercambiadores de calor del vaporizador deben estar diseñados para una presión de operación cuando menos igual a la presión de descarga máxima de la bomba de GNL o del sistema del recipiente presurizado que los alimenta, el que sea mayor.

10.3 Tubería de los vaporizadores

10.3.1 Cada vaporizador conectado en paralelo debe tener una válvula de bloqueo a la entrada y a la salida.

10.3.2 La válvula de descarga de cada vaporizador, las válvulas de alivio y los componentes de la tubería instalados corriente arriba desde dicha válvula de descarga, deben ser diseñadas para operar a la temperatura del GNL (-168°C).

10.3.3 El sistema debe contar con un equipo automático para prevenir la descarga de GNL o de gas dentro del sistema de distribución a una temperatura inferior o superior a la temperatura de diseño del sistema de salida. Este sistema debe ser independiente de cualquier otro sistema de control de flujo y debe contar con válvulas en la línea para usarse sólo en una emergencia.

10.3.4 Para aislar un vaporizador conectado en paralelo cuando no opera, éste debe contar con dos válvulas de entrada para evitar la fuga de GNL en su interior y contar con los medios para evacuar el GNL o el gas que pueda acumularse entre dichas válvulas. Este requisito no se aplica para vaporizadores con fuente de calor ambiental con entrada menor o igual de 50 mm.

10.3.5 Cada vaporizador con fuente de calor propia debe contar con un dispositivo para interrumpir el calentamiento. Este dispositivo debe contar con control local y remoto. El control remoto debe estar a una distancia no menor de 15 m del vaporizador.

10.3.6 Cada vaporizador con fuente de calor propia debe contar con una válvula de corte en la línea de GNL a una distancia no menor de 15 m del vaporizador. Si el vaporizador está dentro de un edificio, la distancia se mide desde dicho edificio. Esta válvula debe contar con control local y remoto; asimismo, debe estar protegida contra congelamiento externo que pueda hacerla inoperable.

10.3.7 Cuando en un vaporizador con fuente de calor remota se utiliza un fluido intermedio inflamable, dicho vaporizador debe contar con válvulas de corte en ambas líneas, caliente y fría, del sistema de fluido intermedio. El control de las válvulas debe estar a una distancia no menor de 15 m del vaporizador.

10.4 Dispositivos de alivio de vaporizadores. Cada vaporizador debe contar con válvulas de alivio de seguridad dimensionadas de acuerdo con los requisitos siguientes:

10.4.1 Para vaporizadores con fuente de calor propia o con fuente de calor de proceso, las válvulas de alivio deben descargar el 110% de la capacidad nominal de flujo de gas sin que la presión exceda 10% arriba de la presión de operación máxima permisible del vaporizador.

10.4.2 Para vaporizadores con fuente de calor ambiental, las válvulas de alivio deben descargar el 150% de la capacidad nominal de flujo de gas (especificada para condiciones de operación normal) sin que la presión exceda 10% arriba de la presión de operación máxima permisible del vaporizador.

11. Sistemas de tubería y sus componentes

11.1 Generalidades. El diseño de los sistemas de tubería debe apegarse a lo establecido en esta Norma y en lo previsto por ella, en 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida, en prácticas internacionalmente reconocidas. 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. Para el diseño de la tubería se debe aplicar el movimiento sísmico de terreno SOB.

11.2 Tubería, accesorios y uniones

11.2.1 Los sistemas de tubería y sus componentes deben estar diseñados para soportar los efectos de la fatiga resultantes del ciclo térmico a los que están sujetos. Se debe poner especial atención a los efectos de fatiga ocurridos en cambios de espesor de pared entre tubos, accesorios, válvulas y componentes.

11.2.2 Para tubos de diámetro nominal menor o igual de 50 mm, las uniones pueden ser roscadas, soldadas o bridadas. Para tubos de diámetro mayor de 50 mm las uniones deben ser soldadas o bridadas.

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 nipples roscados deben ser al menos cédula 80.

11.3 Materiales. Todos los materiales de tuberías, inclusive empaques y compuestos para sellar uniones roscadas deben poder usarse con los líquidos y gases manejados a través del rango de temperaturas al que estén sujetos. El material de los empaques debe ser no combustible.

11.3.1 En caso que la tubería pueda estar expuesta a la temperatura del GNL o de algún refrigerante o al calor de un derrame que produzca flama durante una emergencia, y esto pueda resultar en una falla de la tubería que incremente la emergencia de manera significativa, dicha tubería debe cumplir con alguno de los puntos siguientes:

11.3.1.1 Ser fabricada con materiales que puedan soportar tanto la temperatura normal de operación como las temperaturas extremas a la que podrían estar sujetos durante una emergencia.

11.3.1.2 Estar protegida por aislamiento térmico u otro medio para retrasar la falla provocada por dichas temperaturas extremas hasta que el operador pueda efectuar una acción correctiva.

11.3.1.3 Ser capaz de mantenerse aislada y detener el flujo donde la tubería esté expuesta sólo al calor de un derrame con flama durante una emergencia.

11.3.2 El aislamiento de la tubería usado para mitigar la exposición al fuego debe ser de materiales que no propaguen el fuego y que conserven todas las propiedades necesarias durante una emergencia cuando estén expuestos al fuego, al calor, al frío o al agua, según aplique.

11.3.3 En los tubos con soldadura longitudinal o espiral, tanto la soldadura como la zona afectada por el calor deben cumplir 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida. No se permite usar tubos con soldadura en horno traslapada ni a tope.

11.3.4 No se permite usar tubos, válvulas, ni accesorios de fierro fundido, dúctil o maleable.

11.4 Válvulas

11.4.1 Válvula de bonete. Las válvulas de bonete extendido se deben instalar con sellos de empaque en una posición que evite la filtración o el mal funcionamiento provocado por la congelación. Si el bonete extendido en una línea de líquido criogénico se instala a un ángulo mayor de 45° de la vertical, se debe mostrar evidencia de servicio satisfactorio en la posición instalada. Las válvulas deben cumplir 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.

11.4.2 Las conexiones de contenedores, tanques y recipientes deben contar con válvulas de corte tan cerca de ellos como sea posible y deben estar dentro del área de retención. Este requisito no se aplica para conexiones de válvulas de alivio, conexiones para alarmas de nivel y conexiones con brida ciega o tapón.

11.4.3 El diseño e instalación de una válvula interna debe ser tal que cualquier falla de la boquilla de penetración resultado de deformación del tubo externo, esté más allá del asiento de cierre de dicha válvula interna.

11.4.4 Los recipientes con conexiones mayores de 25 mm de diámetro nominal a través de las cuales pueda escapar el líquido, deben estar equipadas cuando menos con alguno de los dispositivos siguientes:

11.4.4.1 Una válvula de cierre automático en caso de estar expuesta al fuego.

11.4.4.2 Una válvula de cierre rápido, de control remoto que permanezca normalmente cerrada, con excepción del periodo de operación.

11.4.4.3 Una válvula de no retorno en las conexiones de llenado.

11.4.5 En el sistema de tuberías se deben instalar válvulas de cierre para limitar el volumen de fluido que pueda descargarse en caso de falla de dicho sistema.

11.4.6 El sistema de tuberías debe contar con suficientes válvulas que puedan ser operadas en el sitio donde se encuentran y a control remoto, de manera que permitan cerrar el proceso y los sistemas de transferencia por sistema o por área, o para permitir el paro completo en caso de emergencia.

11.4.7 Las válvulas y sus controles deben diseñarse para permitir la operación a bajas temperaturas.

11.4.8 Las válvulas de cierre de emergencia que pudieran requerir de un tiempo excesivo para operar durante una emergencia o si la válvula es de 200 mm o mayor deben ser operadas con actuador. Se deben proporcionar los medios para una operación manual.

11.5 Soldadura: La calificación y el desempeño de los soldadores deben estar en conformidad 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.

11.5.1 En donde se sueldan materiales probados contra impacto, se deben seleccionar procedimientos de soldadura calificados para minimizar la degradación de las propiedades a baja temperatura del material de la tubería.

11.5.2 Cuando se tienen que soldar aditamentos a una tubería extremadamente delgada, se deben seleccionar procedimientos y técnicas para minimizar el peligro de quemaduras y picaduras que traspasen la pared de la tubería.

11.5.3 No se permite el uso de soldadura de oxiacetileno.

11.6 Soportes de tubería

11.6.1 Los soportes de tubería, incluyendo cualquier sistema de aislamiento usado para sostener la tubería cuya estabilidad es esencial para la seguridad de la planta, deben ser resistentes a o estar protegidos contra la exposición al fuego, el escape de líquido frío, o a ambos, en caso de estar sujetos a dicha exposición.

11.6.2 Los soportes para tubería para líneas frías deben estar diseñados para evitar la transferencia excesiva de calor, que puede dar como resultado restricciones en la tubería provocadas por la formación de hielo o por fragilidad del acero del soporte.

11.7 Identificación de la tubería. La tubería se debe identificar con los colores y señalización que en materia de seguridad establezcan las disposiciones jurídicas aplicables.

11.8 Inspección y pruebas de la tubería

11.8.1 Prueba de presión. Se deben realizar pruebas de presión 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida. Para evitar una posible falla por ruptura, la tubería de carbón y acero de baja aleación se debe probar a presión a temperaturas del metal encima de su temperatura de transición de ductilidad cero.

11.8.2 Registros. Se deben mantener registros de la presión, temperatura del medio de prueba, y de la temperatura ambiente durante la duración de cada prueba y dichos registros se deben mantener durante la vida de la instalación o hasta que se realice una nueva prueba.

11.8.3 Pruebas de la tubería soldada

11.8.3.1 La tubería con soldadura longitudinal o espiral sujeta a temperaturas de servicio menores a -29°C debe tener una presión de diseño menor a $2/3$ de la prueba de presión en planta o de las pruebas de presión subsecuentes en el taller o hidrostáticas en el campo, excepto cuando el 100 por ciento de la soldadura longitudinal o espiral haya sido sometida a inspección radiográfica o ultrasónica.

11.8.3.2 En todas las soldaduras circunferenciales a tope se deben 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.

11.8.3.3 Todas las soldaduras de enchufe y soldaduras fileteadas se deben examinar totalmente con líquidos penetrantes o con partículas magnéticas.

11.8.3.4 Todas las soldaduras de penetración completa en ranura para conexiones de ramales se deben examinar en su totalidad en proceso, y también con líquidos penetrantes o partículas magnéticas después del paso final de soldadura.

11.8.4 Criterios de inspección. Los métodos de verificación no destructivos, las limitaciones en los defectos, la calificación del inspector autorizado y del personal que realiza el examen, deben cumplir 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida. Está prohibida la sustitución del examen durante el proceso por un examen radiográfico o ultrasónico.

11.8.5 Mantenimiento de registros. Los registros de las pruebas y los procedimientos por escrito requeridos cuando se realiza un examen no destructivo se deben mantener durante la vida del sistema de tuberías o hasta el momento en que se vuelva a realizar una prueba. Los registros y los certificados de materiales, componentes y tratamientos térmicos se deben mantener durante la vida del sistema.

11.9 Válvulas de seguridad y de alivio

11.9.1 Los dispositivos de seguridad para alivio de presión deben estar dispuestos de tal manera que la posibilidad de daño a la tubería o al inmueble se reduzca a un mínimo. Los medios para ajustar la presión de alivio deben estar sellados.

11.9.2 Se debe instalar una válvula de alivio de expansión térmica conforme se requiera para evitar la sobrepresión en cualquier sección de una tubería que lleva líquidos o vapores fríos que se puedan aislar por medio de válvulas.

11.9.2.1 Se debe ajustar la válvula de alivio de expansión térmica de manera tal que dispare a una presión menor o igual que la presión de diseño de la línea que protege.

11.9.2.2 La descarga de dichas válvulas se debe dirigir para minimizar el riesgo al personal y a cualquier otro equipo.

11.10 Control de corrosión

11.10.1 Las tuberías enterradas y/o sumergidas deben estar protegidas y mantenerse conforme a los principios establecidos en la NOM-008-SECRE-1999.

11.10.2 Los aceros inoxidables austeníticos y las aleaciones de aluminio se deben proteger para minimizar la corrosión y las picaduras provocadas por sustancias atmosféricas e industriales corrosivas 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 inoxidables.

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.

13. Transferencia de GNL y refrigerantes

13.1 Esta sección aplica a la transferencia de GNL, refrigerantes, líquidos inflamables y gases inflamables entre los contenedores o tanques de almacenamiento y los puntos de recepción o embarque por ducto o embarcaciones.

13.2 Las instalaciones de transferencia deben también cumplir, en lo conducente, con los requisitos de esta Norma.

13.3 Sistema de tubería

13.3.1 Se deben instalar válvulas de aislamiento, para que cada sistema de transferencia se pueda aislar en sus extremos. Cuando se instalen válvulas eléctricas de aislamiento, se debe hacer un análisis para determinar si el tiempo de cierre no produce un golpe de ariete capaz de causar la falla de la tubería o del equipo.

13.3.2 Se debe instalar un método de enfriamiento en una tubería para transferencia periódica de fluidos criogénicos, para preenfriarla antes de usarla.

13.3.3 Se deben instalar las válvulas de no retorno que sean necesarias en los sistemas de transferencia, para evitar el contraflujo; deben estar tan cerca como sea posible del punto de conexión a cualquier sistema en el que pudiera causarse dicho contraflujo.

13.4 Control de bombas y compresores

13.4.1 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 cargar o descargar embarcaciones, deben tener controles para detener su operación desde la zona de carga o descarga, así como en el lugar donde están localizados la bomba o compresor. Los controles a bordo de un barco deben apegarse a esta disposición. Se deben instalar luces de señal en la zona de carga y descarga, para indicar cuando están parados o funcionando una bomba o compresor remoto de carga o descarga.

13.5 Recepción de GNL del buque-tanque.

13.5.1 El diseño, construcción y operación de los muelles y atracaderos deben cumplir con los requisitos de las autoridades competentes en la materia.

13.5.2 Se deben instalar válvulas de aislamiento y conexiones de purga en el cabezal de descarga de los tubos de líquido y de retorno de vapores, para poder bloquear, drenar o sacar por bombeo el contenido de mangueras y brazos, y poder bajarles la presión antes de desconectarlos. Las válvulas de aislamiento de líquido, independientemente del tamaño, y las válvulas de vapores 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 tener válvulas. Las purgas o respiraderos deben descargar a una zona segura.

13.5.3 Cada tubería de retorno de vapor y de transferencia de líquido 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 una operación manual.

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

13.6 Tubería de recepción de GNL

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

13.6.2 Se deben tener medios para asegurar que las transferencias a sistemas de tubería de entrega no puedan rebasar las limitaciones de presión o temperatura de esos sistemas.

13.6.3 Se deben instalar conexiones de purga o de ventilación para poder drenar y despresurizar los brazos y mangueras de carga, antes de desconectarlos. Se permitirá que el gas o el líquido se ventilen a la atmósfera si descargan en un área segura.

13.7 Mangueras y brazos

13.7.1 Las mangueras o brazos que se usen para transferencias deben estar diseñadas para las condiciones de temperatura y de presión requeridas. Las mangueras deben estar aprobadas para el servicio y diseñadas para una presión de ruptura no menor que cinco veces la presión de servicio.

13.7.2 Se deben usar mangueras metálicas flexible o tubos y conexiones giratorias, cuando se esperen temperaturas de operación menores que -51°C.

13.7.3 Los brazos de carga o descarga de buques-tanque deben tener alarmas que indiquen cuándo se está llegando a su alcance el límite de extensión.

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

13.7.5 Se deben probar las mangueras, al menos cada año, con la presión máxima de la bomba o del ajuste de la válvula de alivio. Se deben inspeccionar visualmente antes de cada uso, para ver si tienen daños o defectos.

13.8 Comunicaciones y alumbrado

13.8.1 Se debe disponer de comunicaciones en los lugares de carga y descarga del GNL, para que el operador pueda estar en contacto con personal localizado remotamente relacionado con dicha operación de carga y descarga. Se permiten comunicaciones por teléfono, altavoces, radio o señales luminosas.

13.8.2 Las instalaciones donde se transfiere GNL durante la noche deben tener alumbrado en la zona de transferencia.

14. Protección y seguridad contra incendios

14.1 Alcance. La protección contra incendios debe ser proporcionada para todas las plantas e instalaciones de GNL. El alcance del sistema de protección debe ser determinado por una evaluación basada en principios de ingeniería de protección contra incendios, análisis de condiciones locales y riesgos dentro de las instalaciones y exposición hacia o desde otra propiedad. La evaluación debe determinar como mínimo lo siguiente:

14.1.1 Tipo, cantidad y ubicación del equipo necesario para la detección y control de incendios, derrames y fugas de GNL, líquidos inflamables o gases inflamables.

14.1.2 Tipo, cantidad y ubicación del equipo necesario para la detección y control de incendios potenciales eléctricos y no relacionados con procesos.

14.1.3 Métodos necesarios para aislar el equipo y estructuras de los efectos de la exposición al fuego.

14.1.4 Sistemas de agua para protección contra incendios.

14.1.5 Extintores y demás equipo contra incendios.

14.1.6 Equipo y procesos que se incorporarán en el sistema de Paro de Emergencias (PDE), incluyendo el análisis de subsistemas, si existen, y la necesidad de equipos específicos de despresurización durante una emergencia por incendio.

14.1.7 Tipo y ubicación de los sensores necesarios para iniciar la operación automática del sistema PDE o de sus subsistemas.

14.1.8 Disponibilidad y responsabilidades del personal de planta y disponibilidad de personal externo a la planta para dar respuesta externa durante una emergencia.

14.1.9 Equipo de protección manual sobre entrenamiento especial y características requeridas para las respectivas tareas de emergencia.

14.2 Sistema de Paro de Emergencia (PDE). En caso de emergencia, el sistema PDE debe cerrar la fuente de suministro de GNL, líquidos y gases inflamables. El sistema PDE, debe parar la operación de cualquier equipo cuya operación continua pueda aumentar o sostener la condición de emergencia.

14.2.1 Los sistemas PDE deben basarse en diseño a prueba de falla o se deben instalar, localizar o proteger para minimizar la posibilidad de que no funcionen en caso de una emergencia o falla en el sistema de control normal. Los sistemas de paro de emergencia que no sean del tipo a prueba de falla deben tener todos sus componentes ubicados a menos de 15 m del equipo a controlar, en una de las formas siguientes:

14.2.1.1 Instalados o ubicados donde no puedan quedar expuestos a un incendio.

14.2.1.2 Protegidos contra falla debida a la exposición al fuego, durante un mínimo de 10 minutos.

14.2.2 Las instrucciones de operación que identifiquen la ubicación y el funcionamiento de los controles de emergencia, se deben mostrar en lugares sobresalientes en el área de la instalación.

14.2.3 El inicio de el o los sistemas de paro de emergencia puede ser manual, automático, o manual y automático, dependiendo de los resultados de la evaluación hecha de acuerdo con el párrafo 14.1 de esta NOM. Los actuadores manuales deben estar en una zona accesible durante una emergencia, deben estar a un mínimo de 15 m del equipo que sirven, y se deben indicar sus funciones designadas en forma distinta y resaltadas.

14.3 Control de incendios y fugas

14.3.1 Aquellas zonas, incluyendo los edificios cerrados, que tengan potencial de tener concentraciones peligrosas de gas inflamable, de GNL o de derrames de, o de incendio, deben ser vigiladas de conformidad con los resultados de la evaluación realizada de acuerdo con el párrafo 14.1 de esta Norma.

14.3.2 Los sensores a baja temperatura y sistemas de detección de gas inflamable en la zona deben estar activados permanentemente y deben accionar una alarma audible y visual en el centro de vigilancia permanente de la planta. Los sistemas de detección de gas inflamable deben activar dicha alarma antes de que la concentración de gas exceda 25 por ciento del límite inferior de inflamabilidad del gas o vapor que se vigila.

14.3.3 Los detectores de fuego deben activar una alarma en la planta y en el centro de vigilancia permanente de la planta. Además, si así lo determina una evaluación hecha de acuerdo con el párrafo 14.1 de esta Norma se puede permitir que los detectores de fuego activen partes del sistema de paro de emergencia.

14.3.4 La planta debe contar con un sistema de suministro, distribución y aplicación de agua contra incendios para protección contra la exposición al fuego, para enfriar los tanques de almacenamiento, equipo y tubería, y para el control de fugas y derrames sin ignición.

14.3.5 Deben estar disponibles en ubicaciones estratégicas dentro de la planta de GNL y de acuerdo con el párrafo 14.1 de esta Norma, extintores portátiles o sobre ruedas recomendados por el fabricante para combatir incendios por gas natural.

14.3.6 Los vehículos automotores asignados a la planta deben tener por lo menos un extintor de polvo químico portátil, con capacidad no menor de 8,2 kg.

14.3.7 Se debe preparar e implantar un programa de mantenimiento escrito para todo el equipo contra incendio de la planta.

14.3.8 La indumentaria y equipo especial para el personal que proporcionará protección contra los efectos de la exposición al GNL debe estar disponible y accesible a todo el personal en las instalaciones.

14.3.9 Los empleados que intervengan en actividades de emergencia, determinadas de acuerdo con el párrafo 14.1 de esta Norma, deben tener la ropa y el equipo de protección necesarios y estar calificados para este tipo de actividades.

14.3.10 Se deben establecer prácticas y procedimientos, por escrito, para proteger a los empleados de los peligros al entrar en espacios confinados o peligrosos.

14.3.11 Deben estar fácilmente disponibles al menos tres indicadores portátiles de gas inflamable en la planta.

14.3.12 El operador de las instalaciones debe proporcionar un sistema de seguridad de acceso controlado que esté diseñado para evitar la entrada a la planta a personas sin autorización. Se deben proporcionar rutas de evacuación controlada en caso de emergencia.

15. Operación, mantenimiento y entrenamiento de personal

15.1 El permisionario debe desarrollar procedimientos documentados de operación, mantenimiento y entrenamiento de personal basados en la experiencia, en el conocimiento de sus plantas de GNL y de las condiciones bajo las cuales será operada la planta de GNL. Esta sección contiene los requisitos básicos y los estándares mínimos para los aspectos de seguridad de la operación y el mantenimiento de las plantas de GNL, y también para el entrenamiento del personal.

15.1.1 El operador de la planta debe poner en práctica un plan de capacitación para instruir a todo el personal de operación y supervisión designado, respecto de las características y peligros del GNL utilizado o manejado en el sitio, que incluye: GNL de baja temperatura, inflamabilidad de mezclas con aire, vapor inodoro, características de ebullición y reacción al agua y al rocío de agua; riesgos potenciales implícitos en las actividades de operación; procedimientos de emergencia que se relacionan con las funciones del personal; e instrucciones detalladas durante operaciones móviles de GNL.

15.2 Requisitos básicos. El permisionario debe cumplir con los requisitos siguientes:

15.2.1 Tener procedimientos documentados que cubran operación, mantenimiento y entrenamiento para el personal calificado.

15.2.2 Mantener disponibles diagramas, planos de ingeniería y registros del equipo de la planta de GNL.

15.2.3 Revisar los planes y procedimientos de acuerdo con la experiencia y los cambios requeridos en las condiciones de operación y el equipo de la planta.

15.2.4 Establecer un plan documentado de emergencia.

15.2.5 Establecer comunicación con las autoridades locales como el departamento de policía, H. Cuerpo de Bomberos y Protección Civil para informarles acerca de los planes de emergencia del permisionario con el fin de coordinar las acciones que deban tomar en caso de presentarse algún incidente.

15.2.6 Analizar y documentar todos los eventos o incidentes relacionados con seguridad con el propósito de determinar sus causas y prevenir sus posibilidades de recurrencia.

15.3 Documentación de los procedimientos de operación

15.3.1 Manual de procedimientos de operación. El permisionario debe tener un manual de procedimientos de operación, basados en la experiencia, en el conocimiento de las instalaciones y los fluidos que se manejen, en las buenas prácticas técnicas y en la seguridad. El permisionario debe operar todos los componentes de acuerdo con el manual. El manual debe estar accesible a todo el personal de la planta y debe estar fácilmente disponible en el cuarto de control. Se debe actualizar cuando se requiera debido a cambios de equipos o de procedimientos.

15.3.2 Contenido del manual. El manual debe contener procedimientos para lo siguiente:

15.3.2.1 El arranque y el paro correctos de todos los componentes de la planta, incluyendo los procedimientos de arranque inicial de la planta de GNL, que aseguren que todos los componentes funcionen en forma satisfactoria.

15.3.2.2 La purga de los componentes y la desactivación de los mismos, de acuerdo con lo establecido en el inciso 15.3.6.

15.3.2.3 El aseguramiento del enfriamiento de los componentes, de acuerdo con lo establecido en el inciso 15.3.5.

15.3.2.4 El aseguramiento de que cada sistema de control esté ajustado en forma correcta para funcionar dentro de sus límites de diseño.

15.3.2.5 Mantener la capacidad, temperatura y presión de vaporización para que el gas resultante esté dentro de la tolerancia de diseño del vaporizador y de la tubería siguiente.

15.3.2.6 Determinar la existencia de cualquier condición anormal, y la reacción a esas condiciones en la planta, apeándose a lo establecido en el Capítulo 15 de esta Norma.

15.3.2.7 Mantener la seguridad del personal y de la propiedad mientras se hacen las reparaciones, esté o no el equipo en operación.

15.3.2.8 Mantener la transferencia segura de líquidos peligrosos, como se detalla en el párrafo 13.5 de esta Norma.

15.3.2.9 Mantener la seguridad en la planta de GNL.

15.3.2.10 Prever y reaccionar en caso de emergencias en la planta de GNL y los lugares donde se puedan presentar esas emergencias.

15.3.2.11 Verificar que el volumen máximo de llenado de un recipiente de GNL esté de acuerdo con lo establecido en el párrafo 9.6.

15.3.2.12 Vigilar que la operación se haga de acuerdo con lo establecido en el inciso 15.3.4.

15.3.3 Procedimientos de emergencia. Los tipos de emergencia mencionados en el subinciso 15.3.2.10 de esta Norma deben incluir como mínimo, los que se prevean por un mal funcionamiento en operación, el colapso estructural de parte de la planta de GNL, error de personal, fuerzas de la naturaleza y actividades efectuadas junto a la planta. A manera enunciativa, mas no limitativa se debe tener en cuenta lo siguiente:

15.3.3.1 Procedimientos para responder a emergencias controlables, incluyendo la notificación al personal y uso del equipo adecuado para manejar la emergencia, y el paro o aislamiento de diversas partes del equipo, y otras medidas aplicables para asegurar que el escape de gas o líquido se interrumpa de inmediato o se reduzca hasta donde sea posible.

15.3.3.2 Procedimientos para reconocer una emergencia no controlable y para efectuar las acciones que tengan por objeto lo siguiente:

- a) Minimizar el daño al personal en la planta de GNL y al público.
- b) Notificar de inmediato la emergencia a las autoridades locales correspondientes, incluyendo la posible necesidad de evacuar personas de la cercanía de la planta de GNL.

15.3.3.3 Procedimientos de coordinación con las autoridades locales correspondientes en la preparación de un plan de evacuación de emergencia que establezca los pasos necesarios para proteger al público en caso de una emergencia.

15.3.3.4 Los procedimientos y pasos mencionados en el inciso 15.3.3 de esta Norma, deben incluir métodos para asesorar a las autoridades locales correspondientes acerca de lo siguiente:

- a) Cantidad y ubicación del equipo contra incendio en la planta de GNL.
- b) Riesgos potenciales de la planta de GNL.
- c) Posibilidades de comunicaciones y de control de emergencia en la planta de GNL.
- d) Estado de cada emergencia.

15.3.3.5 Por lo general no se deben extinguir incendios de gas, incluyendo de GNL, sino hasta haber cerrado la fuente del combustible, a menos que el incendio provoque un riesgo mayor que la dispersión del gas.

15.3.4 Vigilancia de la operación

15.3.4.1 La vigilancia de la operación incluye poner atención a las alarmas de advertencia desde el centro de vigilancia permanente y hacer inspecciones cuando menos en los intervalos establecidos en los procedimientos escritos de operación mencionados en el párrafo 15.3 de esta Norma, y semanalmente, como mínimo.

15.3.4.2 Cuando el fondo del tanque externo esté en contacto con el suelo, se debe monitorear el sistema de calefacción cuando menos una vez a la semana, para asegurar que la isoterma de 0°C no se localice en el subsuelo.

15.3.5 Procedimiento de enfriamiento

15.3.5.1 El operador debe asegurar que en el sistema de componentes bajo su control, que es sometido a temperaturas criogénicas, el proceso de enfriamiento se realice con la rapidez y distribución adecuadas para que los esfuerzos térmicos debidos a dicho proceso se mantengan dentro de los límites de diseño del sistema, considerando el funcionamiento de los dispositivos de expansión y de contracción.

15.3.5.2 Cada operador debe revisar cada sistema de tubería criogénica bajo su control, durante y después de la estabilización del enfriamiento, para verificar si hay fugas en áreas donde haya bridas, válvulas y sellos.

15.3.6 Purgado. La temperatura del gas o líquido de purga debe ser igual o mayor que la temperatura mínima de diseño del recipiente.

15.3.6.1 Generalidades. Cada operador debe asegurar que se purguen los componentes de la planta de GNL, que pudieran acumular mezclas combustibles, después de sacarlos de servicio y antes de ponerlos nuevamente en servicio.

15.3.6.2 Procedimientos para purgar recipientes

- a) Diversos métodos son usados para purgar los recipientes grandes cuando son sacados o puestos en servicio. Esta Norma no limita a los constructores u operadores al uso de alguna técnica en especial. Sólo personal con experiencia y entrenamiento de acuerdo con lo establecido en la Sección 15.6 de esta Norma puede ser responsable de estas actividades.
- b) Antes de poner en servicio un recipiente de GNL, se debe desplazar el aire de acuerdo con un método aceptable de purga.
- c) Antes de sacar de servicio un recipiente, debe purgarse del gas natural que contenga de una manera segura, con un método de purga aceptable.
- d) Durante las operaciones de purga, se debe determinar el contenido de oxígeno en el recipiente usando un analizador aceptable de oxígeno.

15.3.6.3 Purga de los sistemas de tubería. Los sistemas se deben purgar de aire o gas de una manera segura.

15.3.7 Transferencia de producto. Cuando se hagan transferencias a granel a recipientes estacionarios de almacenamiento, el GNL que se está transfiriendo debe cumplir con uno de los siguientes requisitos:

15.3.7.1 El GNL debe ser compatible, en composición o temperatura y densidad, con el GNL que se encuentra en el recipiente.

15.3.7.2 Cuando no sea compatible la composición, temperatura o densidad, se debe contar con los medios para evitar la estratificación, que pueda causar desplazamientos sucesivos y una liberación excesiva de vapores. Si se cuenta con una boquilla de mezclado o sistema de agitación, debe estar diseñado con suficiente capacidad para tal efecto.

15.3.8 Mantenimiento de registros. Se debe mantener un registro de cada inspección, prueba o verificación realizada a las instalaciones. La bitácora de tales actividades debe ser conservada cuando menos cinco años y ser presentada a la Comisión en caso de requerirlo ésta.

15.4 Embarque y recepción marinos

15.4.1 Carga general. No se debe manejar carga general distinta del GNL en el muelle a menos de 30 m del punto de conexión de transferencia mientras se esté transfiriendo GNL o fluidos inflamables a través de sistemas de tubería. Se permite el abastecimiento del barco si ese abastecimiento se hace con una tubería y no con una barcaza.

15.4.2 Tráfico de vehículos. Se prohíbe el tráfico de vehículos sobre el muelle a menos de 30 m del cabezal de carga y descarga mientras se estén efectuando operaciones de transferencia. Se deben usar letreros o barricadas para indicar que se están realizando operaciones de transferencia.

15.4.3 Transferencia de carga. Antes de la transferencia, el oficial al mando de la transferencia de carga del barco, y la persona a cargo de la terminal en tierra, deben inspeccionar sus instalaciones respectivas para asegurarse que el equipo de transferencia esté en condiciones adecuadas de operación. Después de esta inspección se deben reunir y determinar el procedimiento de transferencia, verificar que existan comunicaciones adecuadas entre el barco y tierra, y repasar los procedimientos de emergencia.

15.5 Cuando menos una persona calificada debe estar presente constantemente cuando se realicen maniobras de descarga de GNL. Los procedimientos documentales deben estar disponibles para cubrir todas las operaciones de transferencia así como aquellos correspondientes a las operaciones normales y de emergencia de la planta. Dichos procedimientos deben estar actualizados y disponibles para todo el personal involucrado en las operaciones de transferencia, normales y de emergencia de la planta.

15.6 El operador de la planta de GNL debe realizar inspecciones periódicas de mantenimiento, pruebas o ambas según lo requiera cada componente o sistema de soporte de la planta. Las inspecciones periódicas y las pruebas deben efectuarse 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida, para asegurar que cada componente está en condiciones óptimas de operación.

15.7 Los procedimientos de emergencia deben incluir, como mínimo, aquellos anticipados por un mal funcionamiento operativo, por colapso estructural relacionado con los tanques de almacenamiento de GNL, errores humanos, fuerzas de la naturaleza y actividades realizadas dentro de la planta.

15.8 El monitoreo de operaciones debe realizarse en forma congruente con las indicaciones de las alarmas de advertencia desde un centro de control. Se deben realizar inspecciones a equipos y sistemas cuando menos en los intervalos definidos en los procedimientos de operación y mantenimiento por escrito y como mínimo de manera semanal.

15.9 El operador de la planta de GNL debe preparar, por escrito, un manual de mantenimiento que defina el programa de inspección y mantenimiento para cada componente o sistema utilizado en la planta de GNL, de conformidad con lo establecido en esta Norma y, en lo no previsto por ésta, con lo establecido en 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 responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.

15.10 El operador de la planta de GNL debe asegurarse que el sistema de control que esté fuera de servicio por 30 días o más sea probado antes de incorporarlo nuevamente a servicio para asegurarse que se encuentra operando adecuadamente.

15.11 El operador de la planta de GNL debe desarrollar, implementar y mantener actualizado un plan de entrenamiento para instruir al personal de la misma respecto de la ejecución de procedimientos de emergencia relativos a sus tareas en la planta. Los procedimientos deben hacer referencia a las características y riesgos potenciales del GNL, los métodos para realizar labores de operación y mantenimiento, los procesos de transferencia de GNL, prevención y combate de incendios, cuyo propósito será, entre otros, reconocer situaciones de emergencia en donde sea necesario que el personal obtenga asistencia para mantener la seguridad de la planta de GNL.

15.12 El operador de la planta de GNL puede en algún momento requerir dejarla fuera de servicio por un periodo largo de tiempo y posteriormente reiniciar sus operaciones. La presencia de hidrocarburos y de bajas temperaturas requiere de procedimientos especiales de puesta en marcha, dejar fuera de servicio y reinicio de operaciones. Los procedimientos operativos correspondientes deben ser considerados e implementados, en su caso, por el operador de la planta. Se deben aplicar criterios análogos, cuando el operador cierre permanentemente una planta de GNL.

16. Aprobación del proyecto y auditorías técnicas

16.1.1 El permisionario es el responsable de que los desarrolladores y constructores de plantas de GNL cuenten con amplia experiencia comprobable en el diseño y construcción de las instalaciones que las integran, en la aplicación de esta Norma y, en lo no previsto por ésta, en la aplicación de las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, en la aplicación de prácticas internacionalmente reconocidas, propuestas bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión.

16.1.2 El permisionario debe contar con la aprobación del proyecto correspondiente emitida, por parte de una empresa con amplia experiencia en el diseño e ingeniería de plantas de GNL. Dicha aprobación deberá ser presentada a la Comisión con cuando menos sesenta días antes del inicio de la construcción de una planta de GNL. Esta aprobación deberá incluir la verificación de que el proyecto cumple con lo establecido por esta Norma y, en lo no previsto por ésta, con las normas y disposiciones técnicas en la materia vigentes en México. A falta de éstas, el permisionario deberá someter a la Comisión para su aprobación, la tecnología propuesta bajo su responsabilidad, misma que debe ser acorde con las prácticas internacionalmente reconocidas.

16.1.3 El permisionario debe presentar para aprobación de la Comisión, dentro de los sesenta días posteriores a la fecha en que se le otorgó el permiso: a) un programa de auditorías técnicas que serán realizadas por una Unidad de Verificación o a falta de ésta, por una empresa autorizada por la Comisión, con amplia experiencia internacional en la materia, que cubra la fase de construcción, pruebas preoperativas y puesta en marcha de la planta de GNL; b) el programa de auditorías que serán realizadas en forma anual a partir de la entrada en operación de la misma y que cubran un periodo de cinco años. Dicho programa deberá ser elaborado y presentado a la Comisión cada cinco años.

16.1.4 Previo a la fecha de inicio de operación comercial de la planta de GNL y con cuando menos sesenta días de anticipación a esa fecha, el permisionario debe presentar a la Comisión, como requisito indispensable, un dictamen favorable emitido por una empresa auditora con amplia experiencia internacional en el diseño y construcción de plantas de GNL que manifieste que la planta de GNL se encuentra diseñada y construida de acuerdo con esta Norma y, en lo no previsto por ésta, con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previa autorización de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.

17. Procedimiento para la evaluación de la conformidad

17.1 Objetivo

El presente Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad (PEC), tiene por objeto establecer la metodología que facilite a las Unidades de Verificación (UV), y a falta de éstas a las empresas autorizadas por la Comisión, así como a los usuarios de esta Norma, la determinación del grado de su cumplimiento.

17.2 Referencias

Para la correcta aplicación de este PEC es necesario consultar la Norma Oficial Mexicana de Emergencia 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.

17.3 Definiciones

Para efectos de este procedimiento, los siguientes términos se entenderán como se describen a continuación:

17.3.1 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.

17.3.2 Dictamen: El documento que emite la UV o a falta de ésta, una empresa autorizada por la Comisión mediante el cual se determina el grado de cumplimiento con esta Norma Oficial Mexicana y en lo no previsto por ésta, con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.

17.3.3 Empresa autorizada: La persona moral autorizada por la Comisión para verificar el cumplimiento con esta Norma Oficial Mexicana, en los términos del artículo 74 de la ley, y en lo no previsto por ésta, con las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular, previo visto bueno de la Comisión, y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.

17.3.4 Evaluación de la conformidad: La determinación del grado de cumplimiento con la Norma.

17.3.5 Evidencia objetiva: La información que puede ser probada como verdadera, basada en hechos obtenidos por medio de observación, medición, prueba u otros medios.

17.3.6 Unidad de Verificación (UV): La persona acreditada y aprobada conforme lo establece la Ley, que realiza actos de verificación.

17.3.7 Verificación: La constatación ocular, comprobación mediante medición y examen de documentos que se realizan para evaluar la conformidad con esta Norma.

17.4 Procedimiento

Las disposiciones de carácter obligatorio indicadas en este PEC se caracterizan por el uso de la palabra "debe".

La evaluación de la conformidad con la Norma debe realizarse:

- a) Antes de que se inicie la operación del sistema, y
- b) Periódicamente, conforme con el programa que al efecto presente el permisionario, durante la operación del sistema de acuerdo con lo estipulado en el Título de permiso correspondiente.

17.5 La Comisión o el permisionario pueden solicitar la evaluación de la conformidad con la Norma cuando lo requieran para dar cumplimiento a las disposiciones legales o para otros fines de su propio interés. La evaluación de la conformidad con la Norma debe ser realizada por la Comisión o por una UV, o a falta de ésta, por una empresa autorizada.

17.6 La UV, o a falta de ésta, la empresa autorizada, establecerá de acuerdo con el permisionario, los términos y condiciones de los trabajos de verificación, excepto cuando la verificación sea requerida por la Comisión.

17.7 La UV, o a falta de ésta, la empresa autorizada, debe realizar las visitas de verificación en los términos de la Ley y su Reglamento, para evaluar el grado de cumplimiento del sistema de control de la corrosión externa con lo dispuesto en la Norma.

17.8 En cada visita de verificación la UV, o a falta de ésta, la empresa autorizada, debe levantar un acta circunstanciada, en la cual debe asentar los cumplimientos con la Norma y, en su caso, los incumplimientos, para que el permisionario haga las correcciones en el plazo que se le fije en dicha acta.

17.9 El permisionario puede formular las observaciones que estime pertinentes y ofrecer pruebas a la UV, o a falta de ésta, la empresa autorizada, durante la visita de verificación o dentro del plazo máximo de cinco días hábiles siguientes a la fecha en que se haya levantado el acta circunstanciada.

17.10 La UV, o a falta de ésta, la empresa autorizada, debe elaborar el dictamen con base a las actas circunstanciadas.

17.11 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.

17.12 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.

17.13 Disposiciones generales

17.13.1 Aspectos técnicos que debe verificar la Unidad de Verificación.

La UV, o a falta de ésta, la empresa autorizada, debe realizar la evaluación de la conformidad de la Planta de GNL, considerando las etapas siguientes:

- a) Revisión de información documental, y
- b) Verificación en campo.

En cada una de estas etapas la UV, o a falta de ésta, la empresa autorizada, debe verificar los aspectos siguientes:

- A. Diseño
- B. Materiales y equipos
- C. Construcción y pruebas
- D. Operación y mantenimiento
- E. Seguridad

17.13.2 Revisión de información documental

La UV, o a falta de ésta, la empresa autorizada, debe recabar y revisar la información, que de manera enunciativa mas no limitativa, se menciona a continuación:

- a) Título de permiso y sus anexos;
- b) La información especificada en la Norma;
- c) Los manuales, planes, procedimientos que se mencionan en la Norma, y
- d) Los diagramas de flujo y planos de ingeniería que forman parte integral del proyecto en sus diferentes etapas: diseño, construcción, pruebas preoperativas, operación y mantenimiento.

17.13.3. Verificación en campo

La UV, o a falta de ésta, la empresa autorizada, debe verificar en campo que las especificaciones y criterios establecidos en los documentos examinados en conformidad con el inciso 17.13.2 de esta Norma, se aplican en la construcción, pruebas preoperativas, operación y mantenimiento de la planta de GNL, para lo cual, una vez que termine la revisión documental, la UV, o a falta de ésta, la empresa autorizada, debe identificar el estado que guarda la planta de GNL a fin de efectuar las verificaciones que procedan.

18. Bibliografía

De la siguiente lista de referencias, los códigos NFPA 59A, BS EN 1473 y EN 1160 constituyen los documentos fundamentales en materia de diseño, seguridad, construcción, operación y mantenimiento sobre los cuales se basó esta Norma.

18.1. Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

18.2. Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

18.3. Reglamento de Gas Natural.

18.4. NFPA 59A Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG) 2001 Edition.

18.5. BS EN 1473: 1997 Installation and equipment for liquefied natural gas-Design of onshore installations. Se han reproducido secciones de esta Norma con la autorización de BSI bajo la licencia número 2002SK/0261. Las normas de British Standards pueden ser obtenidas en BSI Customer Services, 389 Chiswick High Road, London W4 4AL (teléfono 44 (0) 20 8996 9001).

18.6. EN 1160 Installation and equipment for liquefied natural gas-General characteristics of liquefied natural gas.

18.7. prEN 1474 Installation and equipment for liquefied natural gas-Design and testing of loading/unloading arms.

18.8. prEN 1532 Installation and equipment for liquefied natural gas-Ship to shore interface for liquefied natural gas.

18.9. ASTM E 380 Standard practice for the use of the International System of Units (SI).

18.10. GRI 0242 LNG vapor dispersion prediction with the DEGADIS Dense Gas Dispersion Model.

18.11. GRI 0176 LNGFIRE: A thermal radiation model for LNG fires.

18.12. ASME Boiler and Pressure Vessel Code Section VIII.

18.13. API 620 Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks.

18.14. ASME B 31.3 Process Piping.

18.15. ASME B 31.5 Refrigeration Piping.

18.16. ASME B 31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems.

18.17. API 6D, Specification for Pipeline Valves.

18.18. NACE RP 0169 Control of External Corrosion of Underground or Submerged Metallic Piping Systems.

18.19. NFPA 70 National Electrical Code.

18.20. NFPA 600 Standard on Industrial Fire Brigades.

18.21. NFPA 78 National Fire Alarm Code.

18.22. NFPA 1221 Standard for the Installation, Maintenance and Use of Emergency Services Communications Systems.

18.23. NFPA 10-Standard for Portable Fire Extinguishers.

18.24. ANSI/NFPA 72. National Fire Alarm Code.

19. Concordancia con normas internacionales

La presente Norma Oficial Mexicana no concuerda con ninguna norma internacional por no existir referencia alguna al momento de su publicación.

20. 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.

21. Vigencia

Esta Norma Oficial Mexicana de Emergencia entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el **Diario Oficial de la Federación** y su vigencia está sujeta a lo dispuesto por la ley.

México, D.F., a 31 de julio de 2002.- El Secretario de Energía, **Ernesto Martens Rebolledo**.- Rúbrica.- El Presidente de la Comisión Reguladora de Energía, **Dionisio Pérez-Jácome Friscione**.- Rúbrica.