

NAG-501

Año 2018

ADENDA N.º 1 Año 2025

Consulta Pública



ENARGAS
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

NOTA

Esta Adenda N.º 1 Año 2025 modifica la norma NAG-501 (2018) “Norma mínima de seguridad para plantas de almacenamiento de gas natural licuado en tierra”, aprobada por la Resolución N.º RESFC-2018-235-APN-DIRECTORIO#ENARGAS.

Esta Adenda, a su vez, incorpora la modificación realizada mediante la Resolución N.º RESFC-2019-218-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, del 15 de abril de 2019, que específicamente rectificó de manera parcial el Capítulo 3 de la NAG-501 (2018), para los términos “Autoridad de Aplicación” y “Aprobación/Aprobado”.

Además, modifica el nombre de la norma, para denominarse en adelante “Adenda N.º 1 Año 2025 - norma NAG-501 (2018) “Norma mínima de seguridad para plantas de almacenamiento de gas natural licuado”.

Sustituir el **Prólogo** por lo siguiente:

PRÓLOGO

La Ley N.º 24.076, en su artículo 50, dispuso la creación del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). En el artículo 52 de la citada norma, se determinan las atribuciones del Organismo, incluyéndose, entre ellas, la potestad de dictar los reglamentos a los que deben ajustarse todos los sujetos alcanzados por la Ley N.º 24.076 en materia de seguridad, así como en lo relativo a normas y procedimientos técnicos. Por su parte, el artículo 21 impone a los sujetos activos de la industria del gas la obligación de operar y mantener sus instalaciones y equipos, de modo tal que no constituyan un riesgo para la seguridad pública, debiendo, asimismo, dar estricto cumplimiento a los reglamentos y disposiciones emanados del ENARGAS.

El Decreto Reglamentario N.º 1738/1992 de la Ley N.º 24.076 establece que corresponde al Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) emitir, con carácter exclusivo, la normativa técnica y de seguridad aplicable a las actividades de transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, incluyendo los procesos de licuefacción y gasificación de gas natural licuado (GNL).

Bajo esta premisa, el ENARGAS promovió la elaboración de la “Norma Mínima de Seguridad para Plantas de Almacenamiento de Gas Natural Licuado en Tierra” (NAG-501), concebida como una adaptación de las disposiciones operativas y de seguridad, de alcance internacional recomendadas por la *National Fire Protection Association* (NFPA) de los Estados Unidos en su norma NFPA-59A, *Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas*, edición 2016. Cabe señalar que la NFPA-59A, en su edición 1979, ya había sido incorporada como norma técnica de carácter obligatorio para los sistemas de GNL, conforme a lo previsto en la Sección 12 de la norma NAG-100.

La norma NAG-501 establece los requisitos mínimos de seguridad aplicables al diseño, emplazamiento, construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones destinadas a la producción, el almacenamiento, la vaporización, transferencia y manipulación de gas natural licuado (GNL). Dentro de su ámbito de aplicación, se incluyen, asimismo, las actividades vinculadas a la transferencia de GNL y de otros fluidos peligrosos entre recipientes contenedores o tanques de almacenamiento, y los puntos de recepción o despacho mediante cañerías, contenedores ISO, vehículos cisterna, vagones cisterna o buques. De este modo, la norma se erige en un marco de referencia único para las instalaciones de almacenamiento de GNL.

A su vez, con el objetivo de proporcionar un conjunto alternativo de requerimientos para plantas de menor tamaño, en su actualización del año 2025, la Norma incorpora una serie de requisitos para plantas satélite de GNL de hasta 1 500 m³ de capacidad, en consonancia con las especificaciones contenidas en la norma europea UNE 60210 *Plantas satélite de gas natural licuado (GNL)*. Por otro lado, también proporciona un conjunto alternativo de requisitos para aplicaciones de pequeña escala, de hasta 3 997 m³ de capacidad total de almacenamiento, conforme a lo establecido por la norma americana NFPA 59A *Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)*, edición 2023.

Este marco normativo, adecuado para instalaciones de baja capacidad de almacenamiento, permitirá el desarrollo de proyectos de abastecimiento del GNL de puntos aislados o áreas con demanda fluctuante, aportando mayor flexibilidad al suministro y la confiabilidad operativa.

El criterio de seguridad adoptado por la norma NAG-501 combina la mayor certidumbre que deriva de adoptar requisitos prescriptivos con la tendencia internacional a realizar análisis de riesgo particulares para cada proyecto.

CAPÍTULO 1 – OBJETO Y ALCANCE

Sustituir el apartado 1.2.1 Alcance por lo siguiente:

1.2.1 La presente norma se aplica a:

- (1) El diseño, el emplazamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de las instalaciones de producción, almacenamiento, vaporización, transferencia y manipulación de gas natural licuado (GNL).
- (2) La capacitación y el entrenamiento de todo el personal involucrado con el GNL.

1.2.2 La presente norma no se aplica a:

- (1) Tanques en suelo congelado.
- (2) Tanques portátiles para almacenamiento utilizados en edificios.
- (3) Todas las aplicaciones vehiculares del GNL, incluido el aprovisionamiento de combustible a vehículos a GNL.
- (4) Sistemas externos que proveen servicios o *utilities* a la instalación de GNL, tales como agua, telecomunicaciones y electricidad.
- (5) Generación de energía en sitio, excluyendo energía de respaldo o de emergencia.
- (6) Cañerías que suministran y reciben gas natural hacia o desde la instalación de GNL.

CAPÍTULO 2 – PUBLICACIONES DE REFERENCIA

Incluir en el apartado 2.4.3 Publicaciones API lo siguiente:

- API STD 520: *Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries. Part I – Sizing and Selection.*
- API STD 520: *Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices. Part II – Installation.*
- API STD 521: *Guide for Pressure-relieving and Depressuring Systems.*
- API STD 526: *Flanged Steel Pressure-relief Valves.*

Sustituir el apartado 2.4.8 por lo siguiente:

2.4.8 Publicaciones ISO

- ISO 1496-3. *Series 1 freight containers — Specification and testing — Part 3: Tank containers for liquids, gases and pressurized dry bulk.*
- ISO 16903. *Petroleum and natural gas industries — Characteristics of LNG, influencing the design, and material selection.*

Eliminar del apartado 2.4.9 lo siguiente:

- NAG-112, Norma para el proyecto, construcción, y operación de plantas de almacenamiento de gases licuados de petróleo.
- NAG-125, Norma de seguridad en plantas de acondicionamiento, tratamiento y proceso del gas natural.

Incorporar al apartado 2.4.9 lo siguiente:

- NAG-602, *Especificaciones de calidad para el transporte y la distribución de gas natural y otros gases análogos.*

Sustituir el apartado 2.4.12 por lo siguiente:

2.4.12 Otras publicaciones

- American Institute of Chemical Engineers (AIChE) “Center for Chemical Process Safety” (CCPS), (Instituto Estadounidense de Ingenieros Químicos), “Directrices para el proceso de Análisis Cuantitativo de Riesgos Químicos”, 2000.
- Health and Safety Executive (HSE), “Criterios de riesgo para la planificación del uso del suelo en las inmediaciones de riesgos industriales graves”, HMSO, HSE 1989” and “Pasos para la evaluación de riesgos en incendios”, INDC 163, rev. 1, HSE 1998,” Reino Unido.
- TNO, “Directrices para la evaluación cuantitativa del riesgo, RIVM, El Libro Púrpura,” Holanda, 2005.
- UNE 60210 “Plantas satélite de gas natural licuado (GNL)”.

CAPÍTULO 3 — DEFINICIONES

Sustituir el apartado 3.1 Generalidades por lo siguiente:

Las definiciones contenidas en el presente capítulo se aplican a los términos utilizados en esta norma. Cuando los términos no estuvieran definidos en este o en algún otro capítulo, deben definirse aplicando los significados regularmente aceptados, según el contexto en el que se utilizan.

Se incorporan por referencia las definiciones de términos de las normas NAG-100 y NAG-602 que sean de aplicación.

Incluir en el apartado 3.2 Definiciones lo siguiente:

Buque: embarcación u otro artefacto utilizado como medio de transporte acuático.

Bunkering: la carga de combustible en el búnker o tanque de un barco para su uso en la propulsión o en otro equipo auxiliar.

Chimenea de venteo: es un elemento destinado a recibir y evacuar el gas proveniente de los venteos de las instalaciones, o de una situación de parada de emergencia de la planta (*emergency shutdown*).

Distancia mínima de seguridad: Es la distancia que deben guardar entre sí los distintos elementos de la planta.

Planta satélite: Conjunto de instalaciones de almacenamiento y regasificación de GNL destinadas a suministrar gas natural a consumos industriales o a redes de distribución.

Recipiente a presión: Recipiente contenedor diseñado y fabricado bajo alguna norma reconocida para almacenamiento de gas natural en estado líquido o gaseoso, en condiciones de presión que difieren de las atmosféricas.

Sistema de Cierre de Emergencia: Sistema diseñado para detener de manera segura y rápida las operaciones o aislar partes del proceso, en respuesta a condiciones peligrosas, evitando la escalada de eventos que puedan provocar incendios, explosiones o liberaciones tóxicas.

Tanque de almacenamiento: Recipiente contenedor de baja presión diseñado para una presión interna de 103kPa bar (15 psi) o menor, de acuerdo con la norma API 620, API 650 u otra norma reconocida para el almacenamiento.

Válvula accionada por potencia: Dispositivo que permite abrir, cerrar o regular el flujo de un fluido mediante un accionamiento que requiere una fuente de energía externa, tal como eléctrica, neumática o hidráulica.

Sustituir en el apartado 3.2 Definiciones las siguientes definiciones:

Aprobación/Aprobado: que se encuentra avalado formalmente por el ENARGAS o por el Organismo de Control/ Entidad/ Prestadora zonal a que se hubiere delegado la facultad en los términos del artículo 21 de la Ley N.º 24.076.

A prueba de fallas/ de falla segura: característica de diseño en la que se ha previsto que se mantengan las condiciones de operación segura, en caso de funcionamiento deficiente de los dispositivos de control o de la interrupción de una fuente de energía.

Autoridad de aplicación: Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) o el Organismo que lo sustituya o reemplace, y que revista la calidad de Autoridad de Aplicación de la Ley N.º 24.076, quien podrá delegar facultades en Organismos de Control/ Entidades /Prestadoras zonales definida por el ENARGAS en la normativa o reglamentación, o en los requisitos específicos aplicables, de acuerdo con el aspecto que requiere aprobación, y/o con el tipo o localización de la instalación o infraestructura, de conformidad con lo establecido en el artículo 21 de la Ley N.º 24.076.

Tanque: En esta norma, se refiere a un recipiente contenedor para almacenar, contener o transportar GNL.

Sistema de Tanques: Equipamiento de baja presión (103 kPA, 15 psi o menor), diseñado para almacenar gas natural licuado u otros líquidos peligrosos, que consiste en uno o más contenedores, junto con diversos accesorios, elementos auxiliares y aislación.

Fluido peligroso: Líquido o gas inflamable, tóxico o corrosivo.

CAPÍTULO 4 – REQUISITOS GENERALES

Sustituir el apartado 4.2 Descripción general del control de la corrosión por lo siguiente:

4.2. Revisión técnica de cambios en la ingeniería

4.2.1. Los componentes no deben ser construidos o alterados en forma significativa, según lo establecido en 4.2.2, hasta que personal calificado de cada una de las disciplinas indicadas a continuación, según corresponda, revise los documentos, planos y especificaciones de diseño, y determine que el diseño no afecta la seguridad o confiabilidad de dicho componente, o de otros componentes asociados:

- (1) Ingeniería de procesos.
- (2) Ingeniería mecánica.
- (3) Ingeniería geotécnica y civil.
- (4) Ingeniería electricista y de instrumentación.
- (5) Ingeniería de materiales y corrosión.
- (6) Ingeniería de protección contra incendios y seguridad.

4.2.2. La reparación, el reemplazo o la alteración significativa de los componentes debe ser revisada únicamente si la acción para ser implementada involucra o se debe a uno de los siguientes motivos:

- (1) Un cambio en los componentes especificados originalmente.
- (2) Una falla provocada por corrosión.
- (3) Una falla que resulta en una pérdida de la contención.
- (4) Una inspección que ponga en evidencia un deterioro significativo del componente.

Sustituir el “CAPÍTULO 5 – EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA” por lo siguiente:

CAPÍTULO 5 – EMPLAZAMIENTO Y DISEÑO DE LA PLANTA

5.1. Alcance

Este capítulo presenta los criterios aplicables para el emplazamiento y diseño de la planta y de los equipos.

5.2. Disposiciones para el emplazamiento de la planta

5.2.1. Se debe realizar y remitir a la Autoridad de Aplicación una evaluación del sitio y de la planta, evaluación que debe identificar y analizar los posibles incidentes que puedan afectar la seguridad del personal, de la planta y del público circundante. Esta también debe identificar las medidas de seguridad para ser incorporadas en el diseño y la operación de la planta. La evaluación debe considerar los siguientes aspectos:

- Análisis de riesgo de procesos (PHA).
- Actividades de transporte que puedan impactar en la planta propuesta.
- Peligros en instalaciones adyacentes.
- Condiciones meteorológicas y geológicas.
- Análisis de vulnerabilidad y amenaza a la seguridad.
- Cumplimiento de las reglamentaciones municipales y provinciales en cuanto al uso del suelo.

5.2.2. En función de la localización, debe procederse de acuerdo con la legislación provincial que reglamente la radicación de la infraestructura en cuestión, acorde con la categorización industrial correspondiente.

5.2.3. Deben cumplirse las normas de protección ambiental provincial, a fin de acceder al visado por parte de la autoridad competente. En caso de existir requisitos ambientales en el municipio donde se encuentre localizada la planta, estos también deben ser cumplidos en forma satisfactoria.

5.2.4. En cada caso que sea exigido, debe presentarse una copia certificada de la autorización, el permiso o certificado emanado de la autoridad pertinente, o, en su defecto, acreditar el cumplimiento de todos los recaudos legales, los requisitos y las tramitaciones tendientes a obtenerlo, hasta el momento de la presentación.

5.2.5. El estudio referido y los fundamentos de respaldo para realizarlo deben ser adecuadamente justificados y documentados para demostrar las consecuencias asociadas con los incidentes potenciales de los riesgos identificados, de acuerdo con los Capítulos 5 y 15.

5.2.6. Debe asegurarse el acceso a la planta bajo todas las condiciones climáticas con el fin de la seguridad del personal y la protección contra incendios.

- 5.2.7.** La preparación del sitio debe incluir las provisiones para retener derrames de fluidos peligrosos dentro de los límites de la planta y para el drenaje del agua de la superficie.
- 5.2.8.** A fin de determinar las bases de diseño de las instalaciones, se deben realizar estudios generales y de suelo del sitio de emplazamiento.

5.3. Disposiciones aplicables en el sitio para el control de derrames y fugas

5.3.1. Generalidades

- 5.3.1.1. Deben tomarse las provisiones necesarias para minimizar el potencial de derrames y fugas accidentales de fluidos peligrosos de tanques, sistemas de cañerías y otros equipos, de modo que tales derrames y fugas no pongan en peligro equipos de proceso y estructuras importantes, o propiedades adyacentes, o que pudieren llegar hasta un curso de agua.
- 5.3.1.2. Los tanques para el almacenamiento de fluidos peligrosos deben ser provistos con alguno de los siguientes métodos de contención de derrames:
- (1) Un área de contención alrededor del/de el/los tanque/es, formada por una barrera natural, un dique, un muro de contención o una combinación de estos, que cumpla con lo establecido en los apartados 5.4 y 5.5.
 - (2) Un área de contención formada por una barrera natural, un dique, una excavación, un muro de contención o una combinación de estos, que cumpla con lo establecido en los apartados 5.4 y 5.5, más un sistema de drenaje natural o artificial alrededor del/los tanque/es que cumpla con lo establecido en las Secciones 5.4 y 5.5.
 - (3) Cuando el tanque se construya debajo o parcialmente debajo del nivel del terreno circundante, un área de contención, formada por una excavación que cumpla con lo establecido en los apartados 5.4 y 5.5.
 - (4) Contención secundaria de acuerdo con lo requerido para sistemas con tanques de contención completa, tanques de doble contención, o tanques de membrana, de acuerdo con los apartados 5.4 y 5.5.
- 5.3.1.3. Las siguientes áreas deben estar niveladas, ser drenadas o provistas de un sistema de contención, de modo que se minimice la posibilidad de liberaciones de fluidos peligrosos que puedan acumularse en el suelo y poner en peligro equipos y estructuras importantes, o propiedades adyacentes, o que pudieren llegar hasta un curso de agua:
- (1) Áreas de proceso.
 - (2) Áreas de vaporización.
 - (3) Áreas de licuefacción.
 - (4) Áreas de transferencia.
 - (5) Áreas de almacenamiento.
- 5.3.1.4. Si además se requieren áreas de contención para cumplir con lo establecido en el apartado 5.2.7, dichas áreas deben cumplir con lo establecido en los apartados 5.4 y 5.5.

5.3.1.5. Los sistemas de contención secundaria diseñados de acuerdo con 9.11.3.2 podrán servir como un área de contención.

5.3.2. Análisis de Riesgo

5.3.2.1. Tipos de riesgos.

Los siguientes tipos de riesgos y los cálculos del alcance de dichos riesgos deben ser evaluados como se indica a continuación, con excepción del gas de alimentación (*feed gas*) y de las líneas de salida (*send out gas lines*):

- (1) Distancia hasta el nivel límite de concentración resultante de la dispersión de gases o vapores inflamables.
- (2) Distancia hasta el nivel límite de concentración resultante de la dispersión de gases o vapores tóxicos.
- (3) Distancia hasta el nivel límite de sobrepresión resultante de una explosión.
- (4) Distancia hasta los niveles límite de flujo térmico o dosis de calor resultantes de incendios de charco (*pool fires*).
- (5) Distancia hasta los niveles límite de flujo térmico o dosis de calor resultantes de incendios de chorro (*jet fires*).
- (6) Distancia hasta los niveles límite de flujo térmico o dosis de calor resultantes de bolas de fuego (*fireballs*).

5.3.2.2. Medidas de mitigación.

5.3.2.2.1. El uso de medidas activas de mitigación en el cálculo de distancias de amenaza y del potencial de efecto en cascada está sujeto a la aprobación de la Autoridad de Aplicación.

5.3.2.2.2. Los efectos de las técnicas de mitigación activas y pasivas aprobadas podrán ser incorporadas en la modelización.

5.3.2.3. Derrames de diseño. Cada planta de GNL debe definir un conjunto de derrames de diseño de acuerdo con la **Tabla 5.3.2.3** y la duración del derrame de diseño definido en 5.3.2.4.

Tabla 5.3.2.3 Derrames de diseño

Fuente del derrame de diseño	Criterio del derrame de diseño	Tasa del derrame de diseño
<i>Contenedores de almacenamiento</i>		
Contenedores con penetraciones por debajo del nivel del líquido y sin válvulas internas de cierre, de acuerdo con 9.4.2.5.	Un derrame de líquido a través de una supuesta abertura, ubicada a la altura de la penetración por debajo del nivel del líquido, y de sección equivalente a la de esta, que resulte en el mayor caudal de salida desde un contenedor inicialmente lleno. Si hay más de un contenedor en el área de contención, utilizar el contenedor con el mayor caudal.	Utilizar la fórmula para unidades del SI: $q = \frac{1,06}{10\,000} d^2 \sqrt{h}$ Hasta que la altura de presión diferencial actuando sobre la abertura sea 0.
Contenedores con penetraciones por debajo del nivel del líquido y con válvulas internas de cierre, de acuerdo con 9.4.2.5.	El derrame de líquido a través de una supuesta abertura, ubicada a la altura de la penetración por debajo del líquido, y de sección equivalente a la de esta, que pueda resultar en el mayor caudal de salida desde un contenedor inicialmente lleno.	Utilizar la fórmula para unidades del SI: $q = \frac{1,06}{10\,000} d^2 \sqrt{h}$
<i>Sistemas de Cañerías y otros equipos</i>		
Sistemas de procesos o áreas de transferencia que involucran fluidos peligrosos.	Para sistemas de cañerías, brazos y mangueras, de acuerdo con lo siguiente: (1) Mayor o igual que 76 mm de diámetro (3 pulgadas), un agujero de 50 mm de diámetro (2 pulgadas) aplicado en cualquier ubicación a lo largo del tramo de cañería. (2) Menor que 76 mm de diámetro (3 pulgadas), una ruptura total de la sección aplicada en cualquier ubicación a lo largo del segmento de cañería.	El caudal de cálculo basado en lo siguiente (1) Las propiedades físicas y termodinámicas del fluido liberado. (2) Las características físicas del proceso o sistema de contención.
Sistemas caño-en-caño diseñados de acuerdo con la Sección 9.11 para servir como contención secundaria.	Sin derrame de diseño – Distancia mínima de separación (retiro) de acuerdo con la Tabla 5.5.3.1, basado en un volumen aislable dentro del sistema caño-en-caño.	

Nota: q = caudal de líquido [m³/min]; d = diámetro [mm] de penetración por debajo el nivel del líquido; h = altura de líquido por encima de la penetración en el contenedor cuando este se encuentra lleno, más la altura equivalente de la presión de vapor sobre líquido.

5.3.2.3.1. Las distancias límite de peligro asociadas con los derrames de diseño definidos en la Tabla 5.3.2.3 deben estar documentadas.

5.3.2.3.2. Debe representarse cada parte de la planta que pueda producir una distancia de amenaza específica.

5.3.2.4. Duración de los derrames de diseño.

La duración de los derrames de diseño debe ser la menor de las siguientes:

- (1) El tiempo de *shutdown* demostrado y aprobado, basado en sistemas automatizados de vigilancia y detección que no requieren intervención humana. Este tiempo debe poder ser verificado en la etapa de diseño y en la operación.
- (2) Diez minutos para sistemas de vigilancia y detección aprobados que requieren de intervención humana para el *shutdown*.
- (3) El tiempo necesario para vaciar el inventario disponible del sistema, en caso de no contar con sistemas de vigilancia y detección aprobados.

5.3.2.5. Modelado del término fuente.

Los modelos del término fuente deben ser aprobados, deben contar con documentación disponible que demuestre su validación frente a datos experimentales; y no deben ignorar los fenómenos que puedan influir en la tasa de evolución de vapor, conforme a lo siguiente:

- (1) Durante la descarga de cañerías o equipos, incluidos los efectos asociados de vaporización instantánea (*flashing*) y proyección por chorro (*jetting*).
- (2) Durante la conducción del líquido hacia un área de contención y su subsecuente vaporización.
- (3) Debido al ingreso y retención del líquido dentro de una contención.

5.3.2.6. Evaluación del modelo.

5.3.2.6.1. Los modelos empleados de 5.3.2.7 a 5.3.2.10 deben ser aprobados y deben contar con la documentación disponible que demuestre lo siguiente:

- (1) La evaluación científica de los fenómenos físicos observados en datos experimentales aplicables a la situación física considerada.
- (2) Procesos de verificación para los detalles de la física, el análisis y el proceso de ejecución.
- (3) Validación con información experimental, incluyendo aquellos disponibles a escala real (*field-scale*), aplicables a la situación física.

5.3.2.6.2. Los modelos empleados en 5.3.2.7 y 5.3.2.8 deben incorporar lo siguiente:

- (1) Para el cálculo de las distancias de amenaza, debe utilizarse la combinación de la velocidad del viento ajustada a una altura de referencia de 10 m, temperatura ambiente, estabilidad atmosférica y humedad relativa que produzca las distancias máximas, excepto para condiciones que ocurran menos del 10 % del tiempo, según datos registrados para la zona.
- (2) Como alternativa, se podrán calcular las distancias máximas utilizando una velocidad del viento de 2 m/s a una altura de medición de 10 m, estabilidad atmosférica Clase F, temperatura ambiente promedio para la región y 50 % de la humedad relativa.

- (3) Deben considerarse todas las direcciones del viento.
 - (4) Se debe utilizar la rugosidad superficial del área ubicada a barlovento respecto del emplazamiento.
- 5.3.2.6.3. Los modelos de incendio de chorro (*jet fire*) e incendio de charco (*pool fire*) empleados en 5.3.2.10 deben incorporar lo siguiente:
- (1) Para el cálculo de las distancias de amenaza, debe utilizarse la combinación de la velocidad del viento ajustada a una altura de referencia de 10 m, temperatura ambiente, estabilidad atmosférica y humedad relativa que produzca las distancias máximas, excepto para condiciones que ocurran menos del 10 % del tiempo, según datos registrados para la zona.
 - (2) Como alternativa, se podrán calcular las distancias máximas utilizando una velocidad del viento de 9 m/s a una altura de medición de 10 m, temperatura ambiente promedio para la región y 50 % de la humedad relativa, como condiciones predeterminadas.
 - (3) Deben considerarse todas las direcciones del viento.
 - (4) Los efectos de las técnicas activas y pasivas aprobadas de mitigación deben ser incorporadas en el modelo.
- 5.3.2.7. Dispersión de gases o vapores inflamables y combustibles. El emplazamiento de la planta debe ser tal que la concentración prevista en el límite inferior de inflamabilidad (LFL) no se extienda más allá del límite de la propiedad sobre el que se puede construir, ante un evento de la liberación de un fluido inflamable o combustible, conforme a lo especificado en 5.3.2.3.
- 5.3.2.8. Dispersión de gases o vapores tóxicos. El emplazamiento de la planta debe ser tal que la concentración máxima prevista a partir de dicha liberación no exceda los límites indicados en la Tabla 5.3.2.8, ante el evento de la liberación de un fluido tóxico, conforme a lo especificado en 5.3.2.3.
- 5.3.2.9. Explosiones de nubes de vapor. El emplazamiento de la planta debe ser tal que la sobrepresión máxima resultante de una explosión no exceda los límites listados en la Tabla 5.3.2.9, ante el evento de la ignición de una nube inflamable en un área confinada o congestionada, basado en un derrame de diseño, según se especifica en 5.3.2.3.
- 5.3.2.10. Incendios. El emplazamiento de la planta debe ser tal que el máximo flujo radiante de calor resultante de un incendio no exceda los límites establecidos en la Tabla 5.3.2.10, ante el evento de la liberación de un fluido inflamable o combustible, conforme a lo especificado en 5.3.2.3,
- 5.3.2.10.1. Para bolas de fuego, la exposición debe ser calculada utilizando una dosis equivalente a 5 kW/m^2 y un tiempo de exposición de 40 segundos [$341 \text{ (kW/m}^2\text{)}^{43}\cdot\text{s}$].
- 5.3.2.11. Factores de incertidumbre. El área de impacto potencial (*hazard footprint*) calculada de 5.3.2.7 a 5.3.2.10 debe tener en cuenta los factores de incertidumbre determinados en 5.3.2.6.
- 5.3.2.12. Daños en cascada. Los equipos deben estar ubicados o protegidos de modo tal que los impactos resultantes de 5.3.2.9 y 5.3.2.10 no causen daños

estructurales mayores que puedan derivar en la falla de cualquier tanque de almacenamiento de GNL; buque transportador de GNL; recipiente de almacenamiento de fluidos peligrosos; edificios importantes o equipos requeridos para la parada segura (*shutdown*) y para el control del evento que podría exacerbar el peligro inicial.

Tabla 5.3.2.8 Límites de concentración tóxica en el límite de propiedad y ocupación

Niveles de Guía de Exposición Aguda (AEGL)	Descripción	Exposición
AEGL-1	Concentración tóxica debido a la cual se produce un malestar notable, irritación o ciertos efectos asintomáticos no sensoriales; sin embargo, estos efectos no son incapacitantes y son transitorios y reversibles al cesar la exposición.	El área que será potencialmente notificada por nubes tóxicas en el plan de respuesta ante emergencias requerido en la Sección 14.4.
AEGL-2	Concentración tóxica debido a la cual se producen efectos irreversibles en la salud u otros efectos adversos serios, o de larga duración, o una capacidad reducida para escapar.	El punto más cercano en el edificio o estructura fuera del límite de propiedad que exista al momento del emplazamiento de la planta y sea utilizado para ocupaciones destinadas a congregaciones, educación, cuidado de la salud, detención y corrección, o residenciales.
AEGL-3	Concentración tóxica por la que pueden ocurrir efectos graves para la salud con riesgo de vida o muerte.	El límite de propiedad sobre el que se puede construir.

Tabla 5.3.2.9 Límites de sobrepresión en el límite de propiedad y ocupaciones

Sobrepresión		
Sobrepresión	Descripción	Exposición
6.9 kPa (1psi)	Sobrepresión por la cual las personas pueden ser afectadas en forma indirecta	El punto más cercano en el edificio o estructura fuera del límite de propiedad que exista al momento del emplazamiento de la planta y sea utilizado para ocupaciones destinadas a congregaciones, educación, cuidado de la salud, detención y corrección, o residenciales.
20.7 kPa (3 psi)	Sobrepresión por la cual las personas pueden ser afectadas en forma directa	El límite de propiedad sobre el que se puede construir.

Tabla 5.3.2.10 Límite del Flujo Radiante de Calor en el límite de propiedad y ocupaciones

Flujo Radiante de calor		Exposición
W/m ²	Btu/hr/ft ²	
5 000	1 600	Línea de propiedad a nivel del suelo sobre la cual se puede construir, para el caso de la ignición de un derrame de diseño, que resulte en una bola de fuego ^a , un incendio de chorro o un incendio de charco.
5 000	1 600	El punto más cercano ubicado al nivel del suelo fuera del límite de propiedad que, al momento del emplazamiento de la planta, es utilizado como lugar de reunión al aire libre por grupos de 50 o más personas, en caso de un incendio de charco, en un área de contención ^b de un tanque de almacenamiento de GNL.
9 000	3 000	El punto más cercano en el edificio o estructura fuera del límite de propiedad que exista al momento del emplazamiento de la planta y sea utilizado para ocupaciones destinadas a congregaciones, educación, cuidado de la salud, detención y corrección, o residenciales, para el caso de un incendio de charco en un área de contención ^b de un tanque de almacenamiento de GNL ^{b,c} .
30 000	10 000	El límite de propiedad al nivel del suelo sobre el que se puede construir, para el caso de un incendio de charco sobre el área de contención de un tanque de almacenamiento de GNL ^b .

Notas:

^a Ver 5.3.2.10.1.

^b Los requerimientos para las áreas de contención de tanques de almacenamiento de GNL se encuentran en la Sección 5.4.

^c Ver NFPA 101 o NFPA 5000 para definiciones de ocupaciones.

5.4. Diseño y capacidad del área de contención y del sistema de drenaje

5.4.1. Áreas de contención de un contenedor. Las áreas de contención para un tanque de GNL deben tener una capacidad volumétrica mínima de retención V, equivalente a una de las siguientes:

- (1) V = 110 % de la capacidad de líquido máxima del tanque.
- (2) V = 100 % cuando la contención haya sido diseñada para soportar la sobrecarga dinámica, en el caso de una falla catastrófica del tanque.
- (3) V = 100 % cuando la altura de la contención sea equivalente o superior al nivel de líquido máximo del tanque.

La altura del talud y la distancia entre el tanque y el talud deben cumplir lo especificado en 5.4.15, a fin de evitar que un gran derrame pueda generar una ola que supere el endicamiento.

5.4.2. Áreas de contención de múltiples contenedores. Las áreas de contención para múltiples tanques de GNL deben tener una capacidad volumétrica mínima de contención V , equivalente a una de las siguientes:

- (1) $V = 100 \%$ de la capacidad de líquido máxima de todos los tanques que se encuentren en el área de contención.
- (2) $V = 110 \%$ de la capacidad máxima de líquido del tanque más grande que se encuentre en el área de contención, siempre que se pueda acreditar documentadamente que se han tomado las previsiones necesarias para evitar que las fugas desde cualquier tanque, debidas a la exposición al fuego, a la baja temperatura o a ambas, provoquen subsiguientes fugas en cualquiera de los otros tanques en el área compartida de contención.

5.4.3. Los cálculos de capacidad volumétrica para las áreas de contención deben considerar los equipos ubicados dentro del área de contención que puedan afectar la capacidad de esta.

5.4.4. La topografía del suelo del área de contención debe estar nivelada de manera que el terreno drene alejándose del contenedor, para evitar que se acumule líquido debajo o alrededor de este.

5.4.5. Otras áreas de contención. Otras áreas de contención, además de las que se destinan para almacenamiento de GNL, deben contar con una capacidad volumétrica mínima de contención que sea equivalente al volumen del líquido que pueda acumularse en el suelo debido una liberación, considerando el mayor de los siguientes valores:

- (1) El volumen del tanque contenedor o recipiente a presión más grande asociado a dicha área de contención.
- (2) El volumen derivado del mayor caudal en cualquier cañería asociada a dicha área de contención para un derrame de 10 minutos de duración o un tiempo menor basado en previsiones demostrables de vigilancia y cierre de emergencia aceptables para la Autoridad de Aplicación, o si el inventario disponible se agotara en menos de 10 minutos.

5.4.6. Canales cerrados de drenaje. Se prohíben los canales cerrados de drenaje para fluidos inflamables, excepto cuando se cumplan los siguientes requisitos:

- (1) Cuando los canales cerrados de drenaje se usen para conducir de manera rápida el fluido inflamable derramado hacia afuera de las áreas críticas y hayan sido diseñados de un tamaño adecuado para el flujo de líquido, y las tasas de formación de vapor previstas.
- (2) Cuando los canales cerrados de drenaje estén inertizados o purgados con un gas inerte y se encuentren monitoreados en forma continua para detectar fluidos inflamables, y la instrumentación y el control es provista para mantener las presiones dentro del canal cerrado de drenaje en un nivel seguro.
- (3) Cuando los canales cerrados de drenaje estén provistos de ventilación para deflagraciones de acuerdo con NFPA 68.
- (4) Cuando se instale un sistema caño en caño de acuerdo con 9.11.3.2 y cuente con la adecuada instrumentación y el control para mantener la presión dentro del canal en un nivel seguro.

- 5.4.7. Sistemas cerrados de contención.** Se prohíben los sistemas cerrados de contención para cañerías, excepto cuando cumplan las siguientes condiciones:
- (1) El sistema está sellado con gas inerte y cuenta con la adecuada instrumentación y el control para mantener la presión dentro del canal en un nivel seguro, y para monitorear las concentraciones de gas.
 - (2) El sistema caño en caño está instalado de acuerdo con 9.11.3.2.
- 5.4.8.** Se prohíbe el recubrimiento con membrana no metálica inflamable en un sistema cerrado.
- 5.4.9.** Los sistemas de contención cerrados deben contar con adecuada resistencia estructural para soportar las cargas externas que puedan causar la falla del sistema.
- 5.4.10. Diques y muros de contención.** Los diques y muros de contención deben cumplir los siguientes requisitos:
- (1) Los diques; los muros de contención; los sistemas de drenaje y las penetraciones de estos deben estar diseñados para soportar la presión hidrostática completa del GNL contenido, o de otros líquidos peligrosos; el efecto de enfriamiento rápido de la temperatura del líquido que sea confinado; cualquier exposición al fuego; y fuerzas naturales, como terremotos, viento y lluvia.
 - (2) Cuando el contenedor externo de un sistema de tanques cumpla con los requisitos establecidos en el apartado 5.3.1.1 y 5.3.1.2, el dique debe ser la pared externa o según lo especificado en el apartado 5.3.1.1 y 5.3.1.2.
 - (3) Los diques y muros de contención que son parte de la pared externa de contención deben resistir los requerimientos especificados de carga de impacto sin perforarse.
 - (4) La carga de impacto especificada, incluyendo la carga de objetos impulsados por el viento y las explosiones de nubes de vapor deben basarse en condiciones específicas y aprobadas del sitio.
- 5.4.11.** Los tanques de doble contención deben estar diseñados y construidos de manera que, en el caso de un derrame y de un incendio en el recipiente secundario, la pared del tanque secundario contenga al GNL mientras dure el incendio.
- 5.4.12. Contención secundaria.** Los sistemas de tanques de doble contención deben ser diseñados y construidos de tal forma que, en caso de un derrame y un incendio en el contenedor secundario, la contención secundaria retenga la integridad estructural suficiente como para prevenir el colapso y contenga el GNL durante toda la duración del incendio.
- 5.4.13. Penetraciones de cañerías.** Los tanques de contención doble, contención completa y contención mediante membrana no deben tener perforaciones para cañerías por debajo del nivel de líquido.
- 5.4.14. Diques, muros de contención e instalaciones de drenaje.** Los diques, muros de contención y canales de drenaje para la contención de líquidos inflamables o combustibles deben cumplir con lo establecido en NFPA 30.

5.4.15. Sistemas de aislamiento térmico. Los sistemas de aislamiento que se usen para superficies de embalse deben ser, una vez instalados, no combustibles y adecuados para el servicio previsto, tomando en consideración las tensiones y cargas térmicas, y mecánicas anticipadas. Si la flotación del aislamiento puede comprometer su fin previsto, deben implementarse medidas de mitigación.

5.4.16. La altura del dique o del muro de contención, y la distancia desde los tanques diseñados para menos de 103kPa deben ser determinadas de acuerdo con lo especificado en la Figura 5.4.16.

p = Tensión de vapor de GNL

$H = p/\rho$

ρ = Densidad de GNL

$X = Y + H$

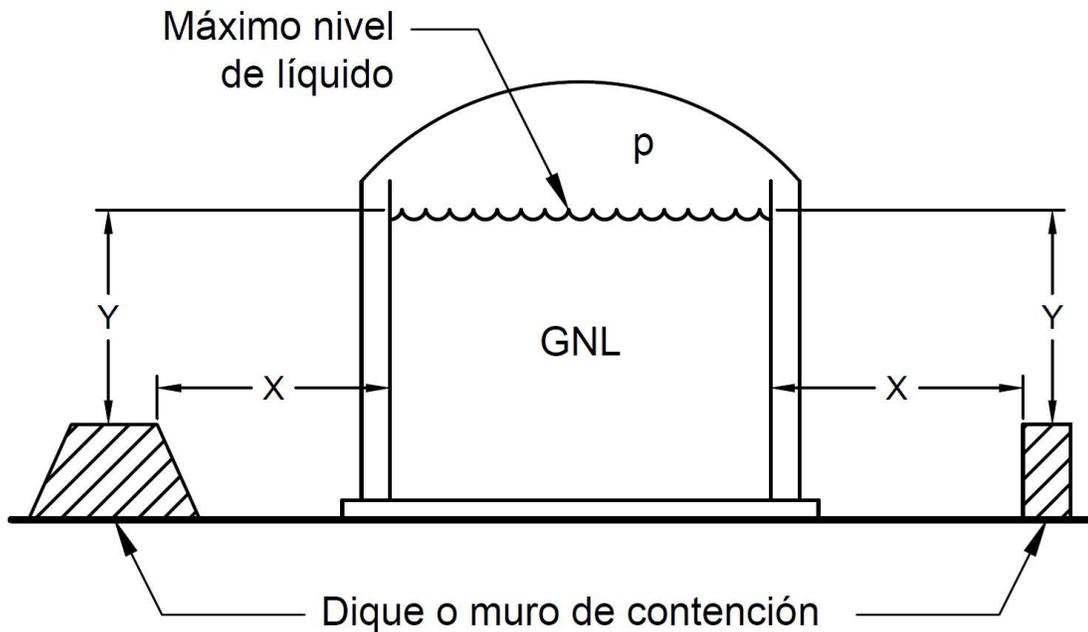


FIGURA 5.4.16 Proximidad a los tanques del dique o del muro de contención.

Notas:

- X es la distancia desde el muro interior del tanque hasta la cara más cercana del dique o muro de contención.
- Y es la distancia desde el máximo nivel de GNL en el tanque hasta la parte superior del dique o muro de contención.
- X debe ser igual o mayor que la suma de Y más la altura equivalente en GNL de la presión en el espacio de vapor ubicado por encima del líquido.

Excepción: Cuando la altura del dique o muro de contención es igual a o mayor que el nivel máximo de líquido, X puede tener cualquier valor.

5.4.17. Remoción del agua para áreas de contención de líquidos peligrosos

5.4.17.1. Las áreas de contención deben estar provistas de un sistema de remoción de agua capaz de extraer agua a un mínimo del 25 % de la tasa alcanzada en la tormenta de mayor frecuencia durante un período de 10 años y de 1 h de duración, excepto si el diseño del dique no permite la entrada de agua de lluvia.

5.4.17.2. El sistema de remoción de agua debe cumplir con los siguientes requisitos:

- (1) Debe ser operado, según sea necesario para mantener el área de contención tan seca como sea factible.
- (2) Si el sistema es diseñado para funcionamiento automático, debe contar con controles automáticos redundantes de cierre de emergencia, a fin de evitar su operación en presencia de fluidos peligrosos.
- (3) Si el sistema es diseñado para funcionamiento manual, debe contar con un medio o procedimiento para evitar que los fluidos peligrosos escapen a través de las cañerías y válvulas.

5.5. Disposición de la Planta

5.5.1. Alcance

Este apartado presenta el criterio para la disposición de la planta y el equipamiento.

5.5.2. Disposición general de la planta

5.5.2.1. La disposición de los componentes e instalaciones debe garantizar el acceso adecuado para las tareas de operación y mantenimiento de la planta, así como el acceso y egreso del personal de respuesta ante emergencias.

5.5.2.2. La disposición de los componentes e instalaciones debe considerar la dirección predominante del viento y fuentes de ignición.

5.5.2.3. Si se requiere la instalación de cámaras por motivos de seguridad u operativos, su disposición debe permitir al personal el correcto monitoreo de las instalaciones.

5.5.3. Espaciamiento de los tanques

5.5.3.1. La distancia mínima de separación asociada con cualquier tipo de tanque de GNL o con tanques que contengan refrigerantes inflamables debe cumplir con lo especificado en la Tabla 5.5.3.1. Si cuenta con la aprobación de la Autoridad de Aplicación, la distancia puede ser menor desde edificios o muros construidos con hormigón o mampostería, aunque nunca inferior a 3 m desde cualquiera de las aberturas de un edificio.

Tabla 5.5.3.1 Distancias desde tanques contenedores y materiales expuestos

Capacidad de agua del tanque contenedor	Distancia mínima desde el extremo del embalse o sistema de drenaje del tanque contenedor hasta el límite de la propiedad sobre el que se puede construir	Distancia mínima entre contenedores de almacenamiento
m ³	M	m
< 0,5	0	0
≤ 0,5-1,9	3	1
≤ 1,9-7,6	4,6	1,5
≤ 7,6-68.1	7,6	1,5
≤ 68.1-114,0	15	1,5
≤ 114,0-265,0	23	¼ de la suma de los diámetros de dos tanques adyacentes [1,5m mínimo]
> 256,0	0,7 veces el diámetro del contenedor pero no menos de 30m	¼ de la suma de los diámetros de dos tanques adyacentes [1,5m mínimo]

* Si la capacidad de agua agregada de una instalación de tanques múltiples es de 1.9 m³ o más, la distancia mínima debe cumplir con la sección apropiada de esta tabla, aplicando la capacidad agregada en lugar de la capacidad por tanque. Si se efectúa más de una instalación, cada instalación debe estar separada de cualquier otra por una distancia de, al menos, 7,6 m. No aplican las distancias mínimas entre los tanques adyacentes a dicha instalación.

5.5.3.2. Los sistemas de tanques de contención doble, completa y de membrana deben estar separados de un incendio en un área adyacente de contención, simple o doble, de tal manera que un incendio dentro de la contención adyacente o de un derrame de diseño no provoque la pérdida de la contención.

5.5.3.2.1. Ello debe lograrse garantizando que el techo, las paredes, la aislación del tanque de almacenamiento o su estructura de contención no alcancen temperaturas a las cuales las propiedades mecánicas de dichos componentes se reduzcan a niveles que puedan provocar el colapso o la explosión del sistema de tanques de GNL —incluyendo el techo, la aislación o el embalse—, o bien, se produzca la liberación no controlada de líquido o vapor del producto.

5.5.3.2.2. Esto debe ser determinado aplicando un análisis de ingeniería que incluya las siguientes condiciones:

- (1) Los análisis deben llevarse a cabo para un incendio que involucre la pérdida completa del contenido de un tanque primario hacia un área de embalse que cumpla con los requisitos establecidos en el apartado 5.4.1.

- (2) Los análisis deben contemplar lo siguiente:
- (a) La duración del incendio; las características de emisión de calor radiante del incendio; y los atributos físicos del fuego, bajo las condiciones atmosféricas previstas.
 - (b) Las condiciones atmosféricas que generen las distancias de separación máximas, excepto aquellas condiciones que ocurran menos del 10 % del tiempo, según los datos registrados para el área y mediante el uso de un modelo de incendio provocado por GNL, conforme a lo establecido en el apartado 5.3.2.
 - (c) Sistemas activos o pasivos para reducir los incidentes por flujo térmico de calor sobre la superficie o para limitar la temperatura de la superficie.
 - (d) Los materiales, el diseño y los métodos de construcción del tanque de GNL que está siendo analizado.
- 5.5.3.2.3. El recipiente externo de hormigón debe ser diseñado para resistir un incendio externo de acuerdo con la norma ACI 376, salvo que se implementen medidas de protección contra incendios.
- 5.5.3.2.3.1. Se debe realizar un análisis térmico del tanque externo a fin de determinar la distribución de temperaturas correspondiente al flujo térmico y duración de la exposición, según especificado por el diseñador de la instalación.
- 5.5.3.2.3.2. Los componentes de carga aplicables y los factores de carga de resistencia última para las combinaciones de carga por incendio deben cumplir con lo establecido en la Tabla 7.3 de la norma ACI 376.
- 5.5.3.2.3.3. En el caso de sistemas de tanque con membrana, debe incluirse una carga adicional por presión de líquido, conforme a la Tabla 7.2 de la norma ACI 376.
- 5.5.3.2.3.4. En todos los tanques, durante la evaluación en condiciones de incendio, se debe considerar como condición aplicable de diseño una presión interna de gas positiva.
- 5.5.3.2.3.5. El diseño del tanque externo de hormigón debe tener en cuenta los siguientes factores:
- (1) Reducción del postensado en las paredes, debida a la diferencia entre el coeficiente de dilatación térmica del acero postensado y el hormigón de la pared a la temperatura a la que esté expuesto el acero postensado, considerando, además, los efectos del tipo de árido del hormigón sobre su coeficiente de expansión térmica.
 - (2) Reducción de la resistencia y del módulo de elasticidad del hormigón del tanque externo, así como del acero de refuerzo y del acero postensado, debido a la exposición a temperaturas elevadas.
 - (3) Reducción del postensado en las paredes como resultado del ablandamiento y la relajación del acero pretensado a temperaturas elevadas.
- 5.5.3.3. Debe proveerse un espacio libre, como mínimo, de 0,9 m para el acceso a todas las válvulas de bloqueo que se usen para múltiples tanques.

- 5.5.3.4. Los tanques de GNL con una capacidad superior a 0,5 m³ no deben instalarse en edificios.
- 5.5.3.5. Los contenedores de fluido inflamable o combustible no deben ubicarse dentro del área de contención de un tanque de GNL.
- 5.5.3.6. El espacio entre ISO contenedores de un almacenamiento multicelular podrá variar respecto de lo indicado en este apartado, debiendo utilizarse equipos diseñados a tal fin, en cumplimiento de normativa de reconocimiento internacional. Las distancias deben estar dadas de acuerdo con la norma de diseño. Dicho almacenamiento debe estar dotado de equipamiento de seguridad individual para cada equipo, del tipo primario (ej. válvulas de seguridad) y del tipo secundario (ej. sensores de nivel de presión y temperatura). Deben, además, poseer válvulas de corte para ser aislados del resto de los elementos del conjunto.

5.5.4. Espaciamiento entre vaporizadores

- 5.5.4.1. Los vaporizadores que utilicen fluidos inflamables o combustibles como fuentes de calor primarias en la transferencia de calor deben estar ubicados, como mínimo, a una distancia de 15 m de cualquier otra fuente de ignición.
 - 5.5.4.1.1. Cuando en un solo lugar se instale más de un vaporizador, los vaporizadores o las fuentes primarias de calor adyacentes no deben ser consideradas como fuentes de ignición.
 - 5.5.4.1.2. Los calentadores de proceso u otras unidades de equipos sometidos a fuego no deben ser considerados como fuentes de ignición con respecto al emplazamiento del vaporizador si están enclavados de modo que no puedan ser puestos en funcionamiento mientras un vaporizador está en funcionamiento o mientras el sistema de cañerías que usa el vaporizador está frío o está siendo enfriado.
- 5.5.4.2. Los componentes sometidos a fuego de un vaporizador de calentamiento integral deben estar ubicados como se indica a continuación:
 - (1) Al menos a 15 m de cualquier área de contención de fluidos combustibles o inflamables (ver sección 5.5.3 – Espaciamiento de los tanques), o los recorridos de dichos fluidos entre cualquier otra fuente de derrame accidental y el área de contención.
 - (2) Al menos a 15 m desde tanques o contenedores de almacenaje de fluidos inflamables o combustibles, equipos de proceso sin exposición a llamas que contengan esos fluidos, o conexiones de carga y descarga que se utilicen en la transferencia de dichos fluidos.
 - (3) Al menos a 15 m desde edificios de control, oficinas, talleres y otras estructuras ocupadas, o importantes de la planta.
 - (4) Al menos a 30 m del límite de la propiedad autorizado para la construcción.
- 5.5.4.3. Los calentadores o las fuentes de calor de vaporizadores calentados en forma remota deben cumplir con lo establecido en el apartado 5.5.4.2.

- 5.5.4.4. Los vaporizadores calentados en forma remota, los vaporizadores ambientales y de procesos deben estar ubicados, como mínimo, a 30 m del límite de propiedad sobre el que se puede construir.
- 5.5.4.5. Los vaporizadores que se utilicen conjuntamente con tanques de GNL con una capacidad de 265 m³ o menos deben estar ubicados, con respecto a la línea de construcción autorizada, de acuerdo con lo especificado en la Tabla 5.5.3.1, asumiendo que el vaporizador es un tanque con una capacidad equivalente a la del tanque más grande al cual está conectado.
- 5.5.4.6. Debe mantenerse un espacio libre, como mínimo, de 1,5 m entre los vaporizadores.

5.5.5. Espaciamento de los equipos de proceso

- 5.5.5.1. Los equipos de proceso que contengan fluidos inflamables o combustibles deben estar ubicados, como mínimo, a 15 m de fuentes de ignición, del límite de propiedad sobre el que se puede construir, de centros de control, oficinas, talleres y otras estructuras ocupadas.
- 5.5.5.2. Cuando los centros de control estén ubicados en un edificio que aloje compresores de gases inflamables, la construcción del edificio debe cumplir con lo establecido en el apartado 5.6.1.8.
- 5.5.5.3. Los equipos sometidos a fuego y otras fuentes de ignición deben estar ubicados, como mínimo, a 15 m de cualquier área de contención o sistema de drenaje del tanque.

5.5.6. Espaciamento de las instalaciones de carga y descarga

- 5.5.6.1. El muelle o la dársena que se utilice para la transferencia de GNL por cañería debe estar ubicado de manera que todo buque que esté siendo cargado o descargado se encuentre, como mínimo, a 30 m de cualquier puente que cruce un curso de agua navegable.
- 5.5.6.2. El *manifold* de carga o descarga debe estar, como mínimo, a 61 m de dicho puente.
- 5.5.6.3. Las conexiones de carga y descarga de GNL, y refrigerantes inflamables deben estar, como mínimo, a 15 m de fuentes de ignición; áreas de procesos; tanques para almacenamiento; edificios de control; oficinas; talleres y otras estructuras de la planta ocupadas o importantes, a menos que el equipo estuviera relacionado directamente con la operación de transferencia.
- 5.5.6.4. Las áreas de contención deben estar ubicadas de modo tal que el flujo de calor proveniente de un incendio sobre dicha área no cause un daño estructural mayor a ningún buque de GNL ni impida su desplazamiento.

5.5.7. Edificios y estructuras

- 5.5.7.1. Los edificios y recintos estructurales no contemplados en los apartados 5.6.1.8 y 5.6.1.9, así como en 5.6.2, deben estar ubicados de modo de minimizar la posibilidad de ingreso de gases o vapores inflamables, o se deben prever las medidas necesarias a estos efectos.

5.5.7.2. Los edificios no contemplados en los apartados 5.6.1.8 y 5.6.1.9, así como en 5.6.2, deben estar ubicados, al menos, a 15 m de los tanques, recipientes y conexiones —con juntas o selladas— a los equipos que contengan fluidos inflamables.

5.5.8. Espaciamiento entre áreas de contención

5.5.8.1. Las áreas de contención deben ubicarse de modo que los riesgos del derrame de diseño no se extiendan por fuera del sitio, de acuerdo con lo establecido en los puntos 5.1 a 5.3.

5.5.8.2. Las áreas de contención deben ubicarse de modo que se cumplan los requerimientos de espaciamiento establecidos en la Tabla 5.5.3.1.

5.5.8.3. Las áreas de embalse deben ubicarse, al menos, a 15 m de las fuentes de ignición, edificios de control, oficinas, talleres y otras estructuras de la planta ocupadas o importantes.

5.6. Diseño de las instalaciones de la Planta

5.6.1. Edificios y estructuras

5.6.1.1. Categorías de diseño. Los edificios y las estructuras se clasifican de acuerdo con lo siguiente:

(1) Clasificación I – Edificios y estructuras definidas en 7.4.4.6(3).

(2) Clasificación II – Edificios y estructuras de soporte, o revestimiento de equipos y cañerías que contengan materiales inflamables o tóxicos.

(3) Clasificación III – El resto de edificios y estructuras.

5.6.1.2. Los edificios y las estructuras deben estar diseñados para acciones sísmicas, viento, hielo y nieve, de conformidad con los apartados 5.6.1.3 a 5.6.1.5.

5.6.1.3. Clasificación I. Para diseño sísmico, se debe utilizar el terremoto base de operación (OBE) y el terremoto de parada segura (SSE), cuyos movimientos de suelo se definen en 7.4.4.3 y 7.4.4.4.

5.6.1.4. Para determinar las cargas mínimas de diseño según CIRSOC 102 y 104 para viento y nieve, respectivamente, se debe utilizar la naturaleza de ocupación categoría IV.

5.6.1.5. Clasificación II. Para determinar las cargas mínimas de diseño según CIRSOC 102 y 104 para viento y nieve, respectivamente, se debe utilizar la naturaleza de ocupación categoría III.

5.6.1.6. Para determinar la acción sísmica según el Reglamento INPRES-CIRSOC 103, se debe clasificar la construcción como Grupo A.

5.6.1.7. Clasificación III. Para determinar las cargas mínimas de diseño según CIRSOC 102 y 104 para viento y nieve, respectivamente, se debe utilizar la naturaleza de ocupación categoría II.

Para determinar la acción sísmica según el Reglamento INPRES-CIRSOC 103, se debe clasificar la construcción como Grupo B.

- 5.6.1.8. Los edificios o cerramientos estructurales en los que se manipulen GNL, refrigerantes inflamables y gases inflamables deben ser construcciones livianas, no combustibles, con paredes que no cumplan la función estructural de soportar cargas.
- 5.6.1.9. Si las salas que contienen fluidos inflamables o combustibles están ubicadas en el interior o son contiguas a edificios en los que no se manipulen dichos fluidos (como centros de control, talleres), los muros en común deben limitarse a un máximo de dos; deben estar diseñados de manera que resistan una presión estática no inferior a 4.8 kPa; no deben tener puertas ni otras aberturas de comunicación; y deben tener una certificación de resistencia al fuego, como mínimo, de 1 hora.
- 5.6.1.10. Los edificios o cerramientos estructurales no contemplados en los apartados 5.6.1.8 y 5.6.1.9, así como en 5.6.2, deben estar ubicados de modo que se minimice la posibilidad de ingreso de vapores o gases inflamables.
- 5.6.1.11. Los edificios o recintos estructurales no contemplados en los apartados 5.6.1.8 y 5.6.1.9, así como en 5.6.2, deben ser diseñados, construidos e instalados de manera de proteger a los ocupantes contra peligros, incluyendo explosiones, incendios y liberaciones de materiales tóxicos, según corresponda, basado en una evaluación de riesgo.

5.6.2. Ventilación

- 5.6.2.1. Los edificios o cerramientos estructurales en los que se manipulen GNL, refrigerantes y gases inflamables deben estar ventilados a fin de minimizar la posibilidad de acumulaciones peligrosas de gases o de vapores inflamables, de acuerdo con lo establecido en los apartados 5.6.2.2 a 5.6.2.5.
- 5.6.2.2. La ventilación debe efectuarse a través de alguno de los siguientes medios:
- (1) Un sistema de ventilación mecánica de funcionamiento continuo.
 - (2) Un sistema de ventilación por gravedad, combinado con un sistema de ventilación mecánica que no opere normalmente, sino que se active por detectores de gas combustible, en el caso de detectarse dicho gas.
 - (3) Un sistema de ventilación mecánica de velocidad dual, en el que la velocidad alta se active por medio de detectores de gas inflamable.
 - (4) Un sistema de ventilación por gravedad, compuesto por una combinación de aberturas en muros y ventiladores de techo.
 - (5) Otros sistemas de ventilación que deben ser adecuadamente justificados y documentados, y aprobados por la Autoridad de Aplicación.
- 5.6.2.3. Si hay sótanos o hundimientos en los niveles del piso, debe proveerse un sistema de ventilación mecánica complementario.
- 5.6.2.4. La tasa de ventilación debe ser de, como mínimo, 5 l/s de aire por m² de superficie cubierta.
- 5.6.2.5. Si fuera posible la presencia de vapores más pesados que el aire, una parte de la ventilación debe efectuarse desde el nivel más bajo expuesto a dichos vapores.

5.6.3. Competencia del diseñador y del fabricante

- 5.6.3.1. Deben supervisarse la fabricación y las pruebas de aceptación de los componentes de las instalaciones, en la medida necesaria para garantizar que son estructuralmente adecuados y que cumplen con las restantes disposiciones establecidas en la presente norma. Todos los componentes de las instalaciones deben contar con certificaciones de calidad y aptitud para el servicio previsto, emitidos por fabricantes u organismos de certificación reconocidos.
- 5.6.3.2. Deben realizarse estudios generales y de suelo para determinar la adecuación del sitio previsto para las instalaciones.
- 5.6.3.3. Los diseñadores, fabricantes y constructores de sistemas y equipos para instalaciones de GNL deben ser competentes en sus respectivos campos.
- 5.6.3.4. Deben supervisarse la fabricación, la construcción y las pruebas de aceptación de los componentes de las instalaciones, a fin de verificar que estas son estructuralmente adecuadas y que cumplen con las restantes disposiciones establecidas en la presente norma.

5.6.4. Protección de suelo para equipos criogénicos

Los tanques de GNL (ver apartado 7.3.7), cámaras de frío, cañerías y soportes para cañerías, y otros equipos criogénicos deben estar diseñados y construidos de modo que no se produzcan daños en estas estructuras y equipos, debido a la congelación o al levantamiento del suelo por congelamiento, o deben proveerse los medios adecuados para evitar el desarrollo de fuerzas que pudieran ocasionar daños.

5.6.5. Caída de hielo y nieve

Deben tomarse las medidas adecuadas para la protección del personal y de los equipos contra la caída de hielo o nieve acumulados sobre estructuras altas.

5.6.6. Diseño con hormigón y materiales

- 5.6.6.1. El hormigón que se utilice para la construcción de tanques de GNL debe cumplir con lo establecido en el apartado 7.4.3.
- 5.6.6.2. Las estructuras de hormigón que estén normalmente o en forma periódica en contacto con GNL, incluidos los cimientos de los tanques criogénicos, deben estar diseñadas de manera que soporten la carga de diseño; las cargas ambientales aplicables; y los efectos de la temperatura previstos.
 - 5.6.6.2.1. El diseño de las estructuras debe cumplir con lo establecido en las disposiciones del apartado 7.4.3.2.
 - 5.6.6.2.2. Los materiales y la construcción deben cumplir con las disposiciones del apartado 7.4.3.2.
- 5.6.6.3. Los soportes para cañerías deben cumplir con lo establecido en el apartado 9.5.

5.6.6.4. Otras estructuras de hormigón.

- 5.6.6.5. Todas las estructuras de hormigón restantes deben ser evaluadas para determinar los efectos del potencial contacto con el GNL.
- 5.6.6.6. Si la falla de estas estructuras pudiera generar una condición peligrosa o empeorar una condición de emergencia existente por la exposición al GNL, las estructuras deben estar protegidas con el fin de minimizar los efectos de dicha exposición o deben cumplir con lo establecido en el apartado 7.4.3.2.
- 5.6.6.7. El hormigón para usos no estructurales, como la protección de taludes y la pavimentación de áreas de embalse, debe cumplir con lo establecido en ACI 304R, “Guía para la medición, mezcla, transporte y colocación del hormigón”.

5.6.6.8. Armadura mínima.

- 5.6.6.9. Las armaduras de estructuras de hormigón diseñadas para la contención del GNL o para la contención del vapor frío, distintas de las indicadas en 5.6.6.1 y 5.6.6.2, o las estructuras de hormigón indicadas en 5.6.6.3 y 5.6.6.4 deben satisfacer una cuantía mínima del 0,5 % del área de la sección transversal de hormigón para el control de fisura, de conformidad con el Apéndice G del ACI 350, “Requisitos del Código para estructuras de concreto diseñadas mediante normas de ingeniería ambiental”.
- 5.6.6.10. La armadura mínima para el hormigón, para usos no estructurales, tratados en 5.6.6.4.3, debe satisfacer los requisitos de cuantía mínima y de separación prescriptos para las tensiones por contracción y temperatura del CIRSOC 201, “Reglamento Argentino de Estructuras de Hormigón”.
- 5.6.6.11. El hormigón que no esté constantemente expuesto al GNL y que ha estado sujeto a una exposición al GNL en forma repentina e inesperada debe ser inspeccionado y reparado, si fuera necesario, tan pronto como fuera factible, luego de que retorne a la temperatura ambiente.

5.6.7. Instalaciones de GNL portátiles

- 5.6.7.1. Cuando se usen equipos de GNL portátiles en forma temporaria, para el mantenimiento del servicio durante la reparación o alteración de los sistemas de gas, o para otras aplicaciones de corto plazo, deben cumplirse los siguientes requisitos:
 - (1) Como tanque de suministro, deben usarse vehículos de transporte de GNL que cumplan con la normativa para el transporte de combustibles líquidos vigente.
 - (2) Todos los equipos de GNL portátiles deben ser operados por, al menos, una persona calificada por su experiencia y entrenamiento en el funcionamiento seguro de estos sistemas.
 - (3) Todo el personal operativo restante debe, como mínimo, estar calificado mediante un adecuado entrenamiento.

- (4) Cada operador debe suministrar e implementar un plan por escrito de entrenamiento inicial, para instruir a todo el personal operativo y de supervisión designado, sobre las características y los riesgos del GNL que se utilice o manipule en el sitio, entre los que se incluyen la baja temperatura del GNL; la inflamabilidad de las mezclas con el aire; los vapores inodoros; las características de evaporación y reacción al agua, y a la pulverización de agua (*spray*); los potenciales riesgos involucrados en las actividades operativas; y el modo de llevar a cabo los procedimientos de emergencia relacionados con las funciones del personal, y de proveer instrucciones detalladas sobre las operaciones con GNL móviles.
- (5) Deben tomarse las previsiones adecuadas para minimizar la posibilidad de descarga accidental de GNL de los tanques que ponga en peligro las propiedades adyacentes o los equipos de proceso, y las estructuras importantes, o que llegue hasta el drenaje del agua superficial.
- (6) Está permitido el uso de medios de contención portátiles o temporarios.
- (7) Los controles de los vaporizadores deben cumplir con lo establecido en los apartados 8.4.1, 8.4.2 y 8.5.
- (8) Cada vaporizador calentado debe contar con un medio para el cierre de la fuente de combustible de manera remota y en el lugar en que esté instalado.
- (9) Los equipos y las operaciones deben cumplir con lo establecido en los apartados 14.6.1, 14.6.2, 11.8, 11.9.1, 12.2.1, 12.3, 12.3.3, 12.3.4, 12.3.5 y 5.6.7.1 (4), con excepción de las disposiciones sobre distancias de espacios libres.
- (10) El espaciamiento de las instalaciones de GNL especificado en la Tabla 5.5.3.1 debe mantenerse, excepto cuando fuera necesario proveer un servicio temporario en una servidumbre de paso pública o en propiedades en las que los espacios libres especificados en la Tabla 5.5.3.1 no sean factibles, y cuando se cumplan los siguientes requisitos adicionales:
 - (a) Deben colocarse barreras para el tránsito en todos los laterales de las instalaciones por los que pase el tránsito vehicular.
 - (b) La operación debe contar con la presencia continua de personal, a fin de que sea monitoreada toda vez que hubiera GNL en las instalaciones.
 - (c) Si las instalaciones o la operación ocasionan alguna restricción en el flujo normal del tránsito vehicular, además del personal responsable de la supervisión requerida en el inciso anterior, debe haber una presencia continua de personas portando banderas indicadoras para dirigir dicho tránsito.
- (11) Deben tomarse las previsiones adecuadas para minimizar la posibilidad de una ignición accidental, en el caso de que se produzca una fuga.

- (12) En los lugares estratégicos, debe disponerse de extintores de incendios portátiles y con ruedas, recomendados por sus fabricantes para incendios por gas, los que deben ser provistos y mantenidos, conforme a lo establecido en las Normas IRAM de aplicación.
 - (13) El sitio debe contar con presencia permanente de personal y deben tomarse las previsiones adecuadas para restringir el acceso del público al sitio, toda vez que hubiera GNL.
- 5.6.7.2. Si se requiere la odorización de las instalaciones temporarias, las restricciones mencionadas en el apartado 5.5.3.1 no deben aplicarse al lugar de los equipos de odorización que contengan 76 litros o menos de odorantes inflamables dentro del sistema de retención.

CAPÍTULO 6 – EQUIPOS DE PROCESO

Sustituir el punto 6.2 por lo siguiente:

- 6.2.1 Los equipos de sistemas de proceso que contengan fluidos inflamables o combustibles deben ser instalados conforme a lo establecido en uno de los siguientes ítems:
- (1) En espacios exteriores, para facilitar la operación, el combate manual de incendios y la dispersión de líquidos, y gases provenientes de liberaciones accidentales.
 - (2) En espacios interiores, en estructuras con cerramientos que cumplan con lo establecido en los apartados 5.6.1.8 y 5.6.1.9, así como en 5.6.2.
- 6.2.2 La soldadura, incluida la soldadura no ferrosa, de los equipos de proceso debe cumplir con lo siguiente:
- (1) Con los requisitos de la norma, en virtud de la cual se diseñan y construyen (ver apartados 6.5.2 a 6.5.4). Cuando los equipos no se diseñen en virtud de una norma específica, la soldadura, incluida la soldadura no ferrosa, debe llevarse a cabo conforme a los requisitos establecidos en el apartado 6.2.2(2).
 - (2) Todas las operaciones de soldadura, o de soldadura no ferrosa, deben llevarse a cabo conforme a los procedimientos calificados para la Sección IX del Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME. Los procedimientos de soldadura, como la calificación de Soldadores, deben estar avalados por un Ente reconocido.
 - (3) Todas las operaciones de soldadura, o soldadura no ferrosa, deben llevarse a cabo por personal calificado, según los requisitos del Código para Calderas y Recipientes a Presión de ASME, Sección IX.

Eliminar el punto 6.4.2.

CAPÍTULO 9 – SISTEMAS DE CAÑERÍAS Y SUS COMPONENTES

Sustituir el apartado 9.2.1 por lo siguiente:

- 9.2.1** El sistema de cañerías de proceso que es parte de un tanque contenedor de GNL, incluyendo las cañerías, las válvulas y los accesorios entre el tanque interior y exterior deben cumplir con la Norma ASME B31.3, ASME BPVC Sección VIII u otra norma reconocida internacionalmente. Todo otro sistema de cañerías debe cumplir con lo establecido en la norma ASME B31.3.

Sustituir el apartado 9.2.1.1 por lo siguiente:

- 9.2.1.1 Las disposiciones adicionales del presente capítulo complementan las disposiciones de la norma ASME B 31.3 y deben aplicarse a los sistemas de cañerías y sus componentes para el servicio de fluidos peligrosos.

Eliminar el apartado 9.2.1.3.

Sustituir el apartado 9.3.2.2 por lo siguiente:

- 9.3.2.2 Todas las cañerías deben cumplir los requisitos establecidos en el Capítulo III de ASME B 31.3, o bien, cumplir con ASME B 31.3, apartados 323.1.2 y 323.2.3, y estar documentados en el diseño de ingeniería.

Sustituir el apartado 9.3.2.3 por lo siguiente:

- 9.3.2.3 Todos los componentes del sistema de cañerías deben cumplir los requisitos establecidos en el capítulo III de ASME B 31.3, o bien, cumplir con ASME B31.3, apartados 326.1.2 y 326.2.2, y estar documentados en el diseño de ingeniería.

Sustituir el apartado 9.3.2.5 por lo siguiente:

- 9.3.2.5 Una línea para líquidos de un tanque para almacenamiento, cámaras de frío u otros equipos aislados externos a la envoltura o camisa exterior, cuya falla pueda liberar una cantidad significativa de fluido peligroso, no debe estar hecha de aluminio, ni de cobre, ni aleación de cobre, ni de ningún material con un punto de fusión inferior a 1093 °C.

Sustituir el apartado 9.4.1.8 por lo siguiente:

- 9.4.1.8 Cuando se utilicen juntas roscadas, estas deben estar selladas por soldadura o a través de otros medios comprobados por pruebas, excepto en los siguientes casos:
- (1) Conexiones de instrumentación, cuando el calor proveniente de la soldadura pudiera provocar daños en los instrumentos.
 - (2) Donde el sello soldado pudiera evitar el acceso para el mantenimiento.
 - (3) En transiciones de material, donde el sello por soldadura no fuera factible.
 - (4) Sistemas de cañerías con una temperatura mínima de diseño mayor o igual a -29°C (-20°F).

Incluir los apartados 9.4.1.11 y 9.4.1.12:

- 9.4.1.11 Las conexiones bridadas deben estar de acuerdo con la norma ASME B31.3, Sección 335.
- 9.4.1.12 Cuando se utilicen arandelas elásticas u otros métodos similares para alcanzar y mantener las fuerzas de sujeción durante las transiciones de temperatura, el conjunto de perno, tuerca y arandela debe instalarse de manera adecuada según el tamaño del perno, dentro de los niveles de esfuerzo aceptables para dicho perno y conforme a las instrucciones específicas de instalación del fabricante de la arandela elástica o del dispositivo similar.

Sustituir el apartado 9.4.2.3 por lo siguiente:

- 9.4.2.3 Deben instalarse válvulas de cierre en las conexiones de los tanques y recipientes, excepto en los siguientes casos:
- (1) Conexiones para válvulas de alivio que no se gestionen conforme a la Sección VIII, UG-125(d) y el Apéndice M-5 del Código ASME de Calderas y Recipientes a Presión.
 - (2) Conexiones a líneas de líquido con un tamaño de tubería de 12.5 mm (1/2" pulgada) o menor, y líneas de vapor de 50 mm (2 pulgadas) o menor.
 - (3) Conexiones con bridas ciegas o taponadas.

Sustituir el apartado 9.4.2.6 por lo siguiente:

- 9.4.2.6 Además de la válvula de cierre del tanque requerida en el apartado 9.4.2.3, las conexiones del tanque de más de 12,7 mm (1/2") de diámetro nominal, y a través de las cuales pueda fugarse el líquido, deben estar equipadas con, al menos, una de las siguientes válvulas:
- (1) Una válvula que se cierre automáticamente al quedar expuesta al fuego.

- (2) Una válvula de cierre rápido, controlada de manera remota, que permanezca cerrada, excepto durante el período de funcionamiento.
- (3) Una válvula de retención en las conexiones de llenado.

Sustituir el apartado 9.4.2.12 por lo siguiente:

9.4.2.12 Los elementos sensibles a la temperatura de las válvulas de cierre de emergencia no deben ser pintados ni se les debe aplicar ningún acabado ornamental después de su fabricación.

Sustituir el apartado general del punto 9.4.3 Soldadura y soldadura fuerte por lo siguiente:

9.4.3 Soldadura y soldadura fuerte

Las soldaduras de todos los tanques a presión, de las cañerías de proceso y de los componentes soldados en o para cualquier instalación de GNL deben responder a la Sección IX del Código ASME para calderas y recipientes a presión. Los procedimientos de soldadura, como la calificación de Soldadores, deben estar avalados por un Ente reconocido.

Sustituir el apartado 9.4.3.1 por lo siguiente:

9.4.3.1 Las calificaciones y el desempeño de los soldadores deben cumplir con lo establecido en la Sección 328.2 de ASME B 31.3, en el apartado 9.4.3.2 de la presente norma, y los requerimientos de la Parte E de las normas NAG-100, en lo que sea de aplicación.

Sustituir el apartado 9.4.4 Marcación de las cañerías por lo siguiente:

9.4.4 Marcación de las cañerías

La marcación de las cañerías debe cumplir con lo siguiente:

- (1) Las marcas deben hacerse con un material que sea compatible con el material de la cañería.
- (2) Los materiales de menos de 6,4 mm de espesor no deben ser estampados en bajo relieve.
- (3) No deben utilizarse materiales de marcación que sean corrosivos para el material de las cañerías.
- (4) La marcación debe estar de acuerdo con la especificación de fabricación de la cañería.

Sustituir el apartado 9.5.1 por lo siguiente:

- 9.5.1** Los soportes de cañerías que estén sujetos a la exposición al fuego o a la fuga de líquidos fríos, incluido cualquier sistema de aislamiento que se utilice para sostener cañerías cuya estabilidad fuera esencial para la seguridad de la planta, deben ser resistentes a o estar protegidos contra la exposición al fuego, la fuga de líquidos fríos, o ambos. La protección contra incendios de estos soportes debe ser diseñada de acuerdo con estándares reconocidos internacionalmente.

Sustituir el apartado 9.6.2 por lo siguiente:

- 9.6.2** El etiquetado de la cañería debe indicar servicio y dirección normal de flujo.

*Sustituir el apartado 9.8 Purga de los sistemas de cañerías por lo siguiente:***9.8 Purga de los Sistemas de Cañerías**

- 9.8.1** Se deben prever conexiones de venteo y purga para permitir la purga de todas las cañerías de proceso y de las cañerías de gases inflamables.
- 9.8.2** Se deben instalar conexiones de purga a ambos lados de una válvula de bloqueo de línea cuando se prevea que estas válvulas permanecerán cerradas durante la purga, con el fin de evitar tramos muertos sin purgar.

Incluir el apartado 9.9.1.2:

- 9.9.1.2** Las válvulas de seguridad y las válvulas, y otros dispositivos de alivio de presión deben cumplir con lo establecido en las normas API STD 520, API STD 521 y API STD 526, en lo que corresponda.

Sustituir el punto 9.10.3 por lo siguiente:

- 9.10.3** Toda cañería, tanques, recipientes y accesorios expuestos a la acción erosiva o corrosiva deben estar controlados periódicamente por medio de instrumentos específicos de medición para evitar el desarrollo de una condición peligrosa.
- 9.10.3.1** Cuando se corte una tubería por cualquier razón, la superficie interna debe ser cuidadosamente inspeccionada para ver si existe evidencia de erosión o corrosión.
- 9.10.3.2** En caso de disminución de espesor mayor de los límites establecidos en el diseño, debe procederse al reemplazo o reparación del elemento afectado.

Sustituir los apartados 9.11.3, 9.11.3.1 y 9.11.3.2 por lo siguiente:

- 9.11.3** Cañería externa. El conjunto de la cañería externa debe estar diseñado, fabricado, examinado y ensayado conforme a los requisitos establecidos en ASME B 31.3.
- 9.11.3.1 Deben cumplirse, como mínimo, los requisitos del Servicio de Fluido Normal, a menos que se especifique de otra manera en la ingeniería de diseño.
- 9.11.3.2 Si la cañería externa también funciona como sistema de contención secundaria, aplica lo siguiente:
- (1) La cañería externa debe ser diseñada para evitar la pérdida del producto contenido en la cañería interna ante una fuga de esta última.
 - (2) La cañería externa ser diseñada, fabricada, examinada y ensayada de acuerdo con los requerimientos establecidos en ASME B31.3.
 - (3) La cañería externa debe contar con un análisis de esfuerzos (*Stress Analysis*) de las fuerzas mecánicas y el choque térmico ocasionados por una fuga de la cañería interna.

Incluir el apartado 9.11.3.3:

- 9.11.3.3 El diseño del separador de soporte de la cañería interna debe garantizar que no exista riesgo de que el separador perforo o dañe la cañería interna ante la deformación de la cañería externa.

Eliminar los puntos 9.11.9 Instalación, 9.11.9.1, 9.11.9.2 y 9.11.9.3.***Incluir el punto 9.12 Instalación de cañería subterránea o submarina:***

- 9.12.1** Cuando la cañería esté enterrada en tierra firme debe instalarse con una tapada mínima de 0.9 m y cumplir con estándares reconocidos aplicables.
- 9.12.2** Cuando la cañería esté enterrada en vías navegables, debe instalarse con una tapada mínima de 1,2 m y cumplir con estándares reconocidos aplicables.
- 9.12.3** La tapada debe medirse desde la parte superior de la cañería exterior o del caño camisa.
- 9.12.4** El diseño de ingeniería de cañerías enterradas en vías navegables debe evaluar, y en caso de ser necesario, implementar una cobertura adicional para minimizar la posibilidad de daños por caída o arrastre de anclas, y eventos de varado de embarcaciones.
- 9.12.5** Cuando la cañería sea instalada dentro de un caño camisa, esta última debe cumplir con los siguientes requisitos:
- (1) El caño camisa debe diseñarse para soportar adecuadamente las cargas impuestas.
 - (2) Si hay posibilidad de ingreso de agua dentro del caño camisa, los extremos deben sellarse.

- (3) Si se instalan venteos en el caño camisa, estos deben estar protegidos de la intemperie, a fin de evitar la entrada de agua.
- (4) Si los extremos de un caño camisa sin venteos se encuentran sellados, el sello debe ser capaz de soportar la máxima presión de trabajo permitida del caño.
- (5) Cada cañería debe estar eléctricamente aislada de los caños camisa metálicos que son parte de sistema enterrado. En caso de que el aislamiento no sea posible, deben implementarse otras medidas que minimicen la corrosión de la cañería en el interior del caño camisa.

Incluir el punto 9.13 Aislamiento de equipos y sistemas con fluidos peligrosos:

- 9.13.1 El diseño para aislar equipos, sistemas o cañerías con servicio de fluidos peligrosos, con objeto de su mantenimiento, funcionamiento sin carga o en vacío, o paradas estacionales, debe considerar las propiedades y la presión de operación del fluido peligroso.
- 9.13.2 Cuando una fuga de fluido peligroso en un dispositivo de aislamiento primario, como una válvula, pueda generar un riesgo en la seguridad o en la operación, se debe instalar un segundo dispositivo de aislamiento.
 - 9.13.2.1 En estos casos, se debe proveer un medio para ventear o drenar en forma segura el espacio entre el primero y el segundo dispositivo de aislamiento.
 - 9.13.2.2 Una válvula de retención no podrá ser utilizada como dispositivo de aislamiento.

Incluir el punto 9.14 Antorchas y chimeneas de venteo:

9.14 Antorchas y chimeneas de venteo

Las antorchas y las chimeneas de venteo deben estar diseñadas de acuerdo con estándares reconocidos. Se debe evitar que vapores inflamables con concentraciones iguales o superiores al Límite Inferior de Inflamabilidad (LFL) alcancen el nivel del suelo, así como que el calor radiante exceda de 5 kW/m² en áreas no restringidas, equipos adyacentes o edificios ocupados.

Sustituir el “CAPÍTULO 11 – TRANSFERENCIA DE GNL, REFRIGERANTES Y OTROS FLUIDOS INFLAMABLES” por lo siguiente:

CAPÍTULO 11 — TRANSFERENCIA DE GNL, REFRIGERANTES Y OTROS FLUIDOS INFLAMABLES

11.1 Alcance

Este capítulo se aplica al diseño, a la construcción y a la instalación de sistemas involucrados en la transferencia de GNL, y otros fluidos peligrosos entre recipientes contenedores, o tanques de almacenamiento y puntos de recepción, o envío por medio de cañerías, ISO contenedores, vehículos cisterna, vagones cisterna o buques.

11.2 Requisitos generales

11.2.1 En las áreas de carga y descarga, deben colocarse carteles con la inscripción “**Prohibido fumar**”.

11.2.2 Cuando se carguen o descarguen múltiples productos en el mismo lugar, los brazos de carga, mangueras o *manifolds* deben estar identificados o marcados para indicar el o los productos que se van a manejar en cada sistema.

11.2.3 La purga de los sistemas mencionados en el apartado 11.1, cuando fuera necesaria para llevar a cabo las operaciones o el mantenimiento, debe cumplir con los requisitos establecidos en el apartado 14.5.5.

11.3 Sistema de cañerías

11.3.1 Deben instalarse válvulas de bloqueo en el extremo de cada sistema de transferencia.

11.3.2 Cuando se instalen válvulas de bloqueo accionadas por potencia, se debe realizar un análisis para determinar que el tiempo de cierre no produzca un golpe de ariete (choque hidráulico) que pueda provocar fallas en la línea o en los equipos.

11.3.3 Si el análisis realizado de acuerdo con el apartado 11.3.2 indica la presencia de tensiones excesivas, se debe aumentar el tiempo de cierre de la válvula o aplicar otros métodos alternativos para reducir las tensiones a un nivel seguro.

11.4 Control de bombas y compresores

11.4.1 Además de un dispositivo instalado localmente para detener el accionamiento de la bomba o del compresor, debe proveerse un dispositivo de fácil acceso, ubicado en forma remota, a una distancia mínima de 7,6 m del equipo para apagar la bomba o el compresor en una emergencia.

- 11.4.2 Las bombas y los compresores ubicados en forma remota que se utilicen para la carga o descarga de vehículos cisterna; vagones cisterna; ISO contenedores o buques deben estar provistos de controles para detener su funcionamiento. Estos controles estarán ubicados en el área de carga o descarga, y en el sitio de la bomba o del compresor.
- 11.4.3 Los controles ubicados a bordo de un buque deben estar de acuerdo con el artículo 11.4.2.
- 11.4.4 Se deben instalar luces de señalización en el área de carga o descarga para indicar si una bomba o compresor ubicado en forma remota, y que sea utilizado para la carga o descarga, está inactivo o en funcionamiento.

11.5 Envío y recepción marítimos

11.5.1 Requisitos de diseño de atracaderos

El diseño de muelles, embarcaderos, espigones y atracaderos debe incorporar lo siguiente:

- (1) Características de las olas.
- (2) Características del viento.
- (3) Corrientes predominantes.
- (4) Rango de mareas.
- (5) Profundidad del agua en el atracadero y en el canal de acceso.
- (6) Máxima energía admisible absorbida durante el atraque y máxima presión frontal sobre las defensas.
- (7) Disposición de los *dolphins* de empuje lateral.
- (8) Velocidad de aproximación del buque.
- (9) Ángulo de aproximación del buque.
- (10) Requisitos mínimos del remolcador, incluyendo la potencia.
- (11) Rango de operación seguro de la envolvente de alcance de los brazos de carga y descarga.
- (12) Disposición de los *dolphins* de amarre.
- (13) Resistencia a fuerzas sísmicas, incluidos terremotos y tsunamis.
- (14) Resistencia a vientos huracanados, marejadas ciclónicas y oleaje extremo.

11.5.2 Cañerías (o ductos)

- 11.5.2.1 Los brazos, las mangueras y las cañerías deben ubicarse en el muelle o embarcadero de manera que no estén expuestos a daños por tráfico vehicular u otras posibles causas de daño físico.
- 11.5.2.2 Las cañerías submarinas deben ubicarse o protegerse de modo tal que no estén expuestas a daños por tráfico marítimo. Su ubicación debe estar señalizada o identificada adecuadamente, y debe cumplir con normas o estándares reconocidos.

- 11.5.2.3 Las válvulas de bloqueo y las conexiones de purga deben instalarse en el *manifold* de carga o descarga, tanto para las líneas de líquido como de retorno de vapor, de modo que los brazos y las mangueras puedan ser bloqueados, drenados o vaciados, y despresurizados antes de su desconexión.
- 11.5.2.3.1 Las válvulas de bloqueo de líquido, sin importar su tamaño, y las válvulas de vapor de 200 mm (8 pulgadas) o mayores deben contar con actuadores accionados por potencia además de un mecanismo de operación manual.
- 11.5.2.3.2 Las válvulas accionadas por potencia deben ser capaces de cerrarse tanto localmente como desde una estación remota de control, ubicada al menos a 15 m del área del *manifold*.
- 11.5.2.3.3 A menos que la válvula se cierre automáticamente cuando falla el suministro de energía, el actuador de la válvula y su fuente de alimentación, ubicada a 15 m de distancia, deben estar protegidos contra fallas operacionales ocasionadas por la exposición al fuego, por un tiempo de, al menos, 10 minutos.
- 11.5.2.3.4 Las válvulas deben estar ubicadas en el punto de conexión de la manguera o del brazo de carga al *manifold*.
- 11.5.2.3.5 Las purgas o venteos deben descargar en un lugar seguro ubicado al aire libre, lejos de personas, áreas congestionadas y fuentes de ignición.
- 11.5.2.4 Además de las válvulas de bloqueo en el *manifold*, cada línea de retorno de vapor y de transferencia de líquido debe contar con una válvula de bloqueo fácilmente accesible, ubicada en tierra, cerca del acceso al canal de agua, muelle o embarcadero.
- 11.5.2.4.1 Cuando haya más de una línea, las válvulas deben agruparse en una única ubicación.
- 11.5.2.4.2 Las válvulas deben estar identificadas según su servicio.
- 11.5.2.4.3 Las válvulas de 200 mm (8 pulgadas) o mayores deben ser accionadas por potencia.
- 11.5.2.4.4 Se debe proporcionar un mecanismo para la operación manual.
- 11.5.2.5 Los sistemas de cañerías que se utilicen solo para la descarga de líquidos deben contar en el *manifold* con una válvula de retención, ubicada en forma adyacente a la válvula de bloqueo de este.
- 11.5.2.6 Los terminales marítimos utilizados para la carga de buques o barcasas deben contar con una línea de retorno de vapor diseñada para conectarse con las conexiones de retorno de vapor de la embarcación.

11.5.3 Sistema de Cierre de Emergencia (ESD)

Los sistemas de transferencia de GNL en terminales marítimos deben contar con un sistema de cierre de emergencia (ESD) que cumpla con lo siguiente:

- (1) Pueda ser activado manualmente.
- (2) Proporcione un sistema de apagado seguro y coordinado de todos los componentes relevantes de la transferencia de GNL en el buque, el atracadero y dentro de la planta de GNL.

- (3) Se active automáticamente cuando los sensores de gas fijos detecten concentraciones de gas que superen el 50 % del Límite Inferior de Inflamabilidad (LFL).

11.6 Instalaciones de carga y descarga de vehículos cisterna, vagones cisterna e ISO contenedores

- 11.6.1 La transferencia debe hacerse solo a vehículos cisterna habilitados para prestar este servicio.
- 11.6.2 Los vehículos cisterna deben cumplir con las normas de seguridad vigentes.
- 11.6.3 El bastidor o estructura autoportante, en caso de ser utilizado, debe estar construido con un material no combustible.
- 11.6.4 El área de carga y descarga de vehículos cisterna debe ser de un tamaño suficiente como para acomodar los vehículos sin movimientos o giros excesivos de estos.
- 11.6.5 Las cañerías de transferencia, bombas y compresores deben estar protegidos por barreras, o estar ubicadas de modo de evitar que sean dañados por los movimientos de los ferrocarriles o vehículos.
- 11.6.6 Deben instalarse válvulas de bloqueo y conexiones para purga en los *manifolds* de carga y descarga para las líneas de retorno de líquidos y vapores, de modo que las mangueras y los brazos puedan ser bloqueados, drenados de líquidos y despresurizados antes de desconectarse.
- 11.6.7 Las purgas o venteos deben descargarse hacia un área segura, ubicada al aire libre, lejos de personas, áreas congestionadas y fuentes de ignición.
- 11.6.8 Además de las válvulas de bloqueo del *manifold*, debe instalarse una válvula de cierre de emergencia en cada línea de líquido y vapor que esté, al menos, a 7,6 m, pero a no más de 30 m de cada área de carga o descarga.
- 11.6.8.1 Las válvulas de emergencia o los dispositivos de accionamiento remoto de emergencia deben ser visibles, y fácilmente accesibles para su uso en emergencias, y su ubicación debe estar señalizada o identificada.
- 11.6.8.2 Cuando una línea común se utilice para múltiples áreas de carga o descarga, debe requerirse una sola válvula de emergencia.
- 11.6.8.3 Cuando el área de carga o descarga esté a menos de 7,6 m del lugar de envío o recepción de un tanque, debe instalarse una válvula que pueda ser operada de manera remota desde un punto situado a una distancia entre 7,6 m y 30 m del área.
- 11.6.9 Los sistemas de cañerías que se utilicen solo para la descarga de líquidos deben tener una válvula de retención en el *manifold*, adyacente a la válvula de bloqueo de este.

11.7 Envío y recepción por cañerías

- 11.7.1 Deben instalarse válvulas de bloqueo en todos los puntos en los que los sistemas de transferencia se conecten a sistemas de cañerías.
- 11.7.2 El sistema de redes de cañería debe estar diseñado de manera que no pueda exceder sus límites de temperatura o presión.
- 11.7.3 Cuando se carguen o descarguen múltiples productos en el mismo lugar, los brazos de carga, mangueras y *manifolds* deben estar identificados, o marcados para indicar el o los productos que se van a manipular en cada sistema.
- 11.7.4 Deben proveerse conexiones para purga o venteo, de modo que los brazos de carga y las mangueras puedan ser drenados y despresurizados antes de desconectarse.
- 11.7.5 Si se los ventea hacia un lugar seguro, se permite que el gas o el líquido sean venteados a la atmósfera, a fin de contribuir con la transferencia del contenido de un tanque a otro.

11.8 Mangueras y brazos

- 11.8.1 Las mangueras o brazos que se utilicen para la transferencia deben estar diseñados para las condiciones de temperatura y presión del sistema de carga o descarga.
- 11.8.2 Las mangueras deben ser aptas para el servicio y deben estar diseñadas para una presión de estallido no inferior a 5 veces la presión de trabajo.
- 11.8.3 Deben usarse juntas flexibles metálicas para mangueras o cañerías, y juntas giratorias, cuando las temperaturas operativas puedan ser inferiores a -51 °C.
- 11.8.4 Los brazos de carga utilizados para carga o descarga marítima deben tener alarmas para indicar que los brazos se están acercando a los límites de su envolvente de alcance.
- 11.8.5 Deben seleccionarse contrapesos para el funcionamiento con formaciones de hielo en mangueras o brazos no aislados.
- 11.8.6 Las mangueras deben ser probadas con una frecuencia mínima anual a la presión máxima de la bomba o de la presión de *seteo* de la válvula de alivio, y deben ser inspeccionadas visualmente antes de cada uso, a fin de detectar si presentan daños o defectos.
- 11.8.7 Las operaciones de carga o descarga marítima deben ser ensayadas periódicamente según lo requiera la autoridad competente.

11.9 Sistemas de comunicación e iluminación

- 11.9.1 Deben proveerse sistemas de comunicación en los lugares de carga y descarga, con el fin de permitir que el operador esté en contacto con el resto del personal vinculado con la operación de carga o descarga.

- 11.9.2 Las instalaciones en el área de transferencia deben contar con iluminación de no menos de 54 lux en la conexión de transferencia y 11 lux en todas las demás áreas de trabajo.
- 11.9.3 El área de transferencia marina de GNL debe contar con un sistema de comunicación de barco a tierra y un sistema de comunicación separado de emergencia de barco a tierra que permita la comunicación por voz entre la persona a cargo de las operaciones de transferencia en el buque, la persona a cargo de la operación costera de transferencia y el personal en la sala de control.
- 11.9.4 El sistema de comunicación requerido en 11.9.3 debe ser monitoreado continuamente tanto a bordo del buque como en la terminal.

Sustituir el “CAPÍTULO 12 – Protección contra incendios y seguridad integral” por lo siguiente:

CAPÍTULO 12 — PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS Y SEGURIDAD INTEGRAL

12.1 Alcance

- 12.1.1 Este capítulo está referido a los equipos y procedimientos diseñados para minimizar las consecuencias de los derrames y liberaciones de fluidos peligrosos en instalaciones construidas y dispuestas, conforme a lo establecido en la presente norma.
- 12.1.2 Las disposiciones incluidas en este Capítulo 12 amplían las disposiciones sobre el control de derrames y fugas descriptas en otros capítulos.
- 12.1.3 Este capítulo incluye disposiciones básicas de seguridad de la planta.
- 12.1.4 El sistema de protección contra incendios debe cumplir, como mínimo, con los requerimientos de la Ley N.º 13.660 sobre Seguridad en las Instalaciones de Elaboración, Transformación y Almacenamiento de Combustibles, en lo que sea de aplicación.

12.2 Generalidades

Debe proveerse protección contra incendios en todas las instalaciones de GNL.

- 12.2.1 El alcance de esta protección debe determinarse mediante una evaluación basada en principios de ingeniería sobre protección contra incendios, incluyendo el análisis de las condiciones locales, de los riesgos presentes dentro de las instalaciones y de la exposición hacia o desde otras propiedades.
 - 12.2.1.1 Para cada planta de GNL, se debe realizar la evaluación de la protección contra incendios.
 - 12.2.1.2 Se debe realizar una evaluación de la protección contra incendios y se deben instalar equipos de protección contra incendios antes de introducir fluidos peligrosos en plantas nuevas o en instalaciones con modificaciones significativas.
 - 12.2.1.3 La evaluación de la protección contra incendios de las plantas existentes se debe revisar y actualizar en un intervalo no mayor a dos años calendario, pero, al menos, una vez cada 27 meses.
 - 12.2.1.4 Cuando los resultados de la reevaluación requerida por 12.2.1.3 para las plantas de GNL existentes identifiquen modificaciones del sistema de protección contra incendios en los sistemas existentes o bien instalación de nuevos sistemas de protección contra incendios, estas modificaciones deben ser implementadas de la siguiente manera, una vez finalizada la evaluación:
 - (1) La modificación, ampliación o reemplazo de sistemas, o componentes de protección contra incendios debe ser instalada dentro de un año calendario, sin exceder los 15 meses.

- (2) Los nuevos sistemas de protección contra incendios deben ser instalados dentro de los dos años calendario, sin exceder los 27 meses, o según lo apruebe la Autoridad de Aplicación.

12.2.1.5 La protección instalada como resultado de la evaluación en 12.2.2 debe ser diseñada, fabricada, instalada y ensayada de acuerdo con las normas de los equipos de protección contra incendios incorporadas por referencia, pudiendo adherirse otras normas y estándares de reconocimiento internacional.

12.2.2 La evaluación debe determinar lo siguiente:

- (1) El tipo, la cantidad y la ubicación de los equipos necesarios para la detección y el control de incendios, derrames y fugas de fluidos peligrosos.
- (2) El tipo, la cantidad y la ubicación de los equipos necesarios para la detección y el control de potenciales incendios no relacionados con los procesos o provocados por la electricidad.
- (3) Los métodos necesarios para la protección de equipos y estructuras contra los efectos de la exposición al fuego.
- (4) Los requisitos para los sistemas de agua, para protección contra incendios.
- (5) Los requisitos para equipos de extinción de incendios y otros equipos de control de incendios.
- (6) Los equipos y procesos para ser incorporados dentro del sistema de cierre de emergencia (ESD, por sus siglas en inglés), incluido el análisis de los subsistemas, si los hubiera, y la necesidad de despresurizar recipientes específicos o equipos durante una emergencia por incendio o liberación peligrosa.
- (7) El tipo y la ubicación de los sensores necesarios para iniciar la operación automática del sistema de cierre de emergencia (ESD) o sus subsistemas.
- (8) La disponibilidad y las tareas individuales del personal de la planta, y la disponibilidad del personal externo de respuesta durante una emergencia.
- (9) Los equipos de protección, el entrenamiento especial y las calificaciones requeridas para el personal individual de la planta, según lo especificado en la NFPA 600, para sus respectivas tareas de emergencia.
- (10) Los requisitos para otros equipos y sistemas de protección contra incendios.

12.3 Sistemas de cierre de emergencia

12.3.1 Todas las instalaciones de GNL deben contar con uno o más sistemas de cierre de emergencia (ESD) para el bloqueo o cierre de una fuente de fluidos peligrosos, y para parar los equipos, cuya operación continua pudiera agravar o prolongar una emergencia.

- 12.3.2 En la instalación de un sistema de cierre de emergencia (ESD), se deben poder utilizar las válvulas empleadas para otras funciones, sin ser requerida su duplicación.
- 12.3.3 Las válvulas, los sistemas de control y equipos deben cumplir con los requisitos de los sistemas de cierre de emergencia (ESD).
- 12.3.4 Si el cierre de los equipos introdujera un riesgo o derivara en daños mecánicos para los equipos, debe omitirse el cierre de cualquiera de los equipos o sus componentes auxiliares, en la medida en que los efectos de la fuga continua de fluidos inflamables o combustibles estén controlados.
- 12.3.5 El o los sistemas de cierre de emergencia (ESD) deben tener un diseño de falla segura y deben estar instalados, ubicados, o protegidos de modo de minimizar la posibilidad de que queden fuera de operación, en el caso de una emergencia o una falla en el sistema de control normal.
- 12.3.6 Cuando las válvulas motorizadas que son parte de un sistema de cierre de emergencia (ESD) no tengan un diseño de falla segura, todos los componentes que estén ubicados a una distancia dentro de los 15 m del equipo deben estar protegidos en alguna de las formas que se indican a continuación:
- (1) Deben estar instalados o ubicados donde no puedan estar expuestos al fuego.
 - (2) Deben estar protegidos contra fallas debidas a la exposición al fuego de una duración de, al menos, 10 minutos.
- 12.3.7 Deben colocarse carteles con las instrucciones operativas que identifiquen la ubicación y el funcionamiento de los controles de emergencia, en el área de las instalaciones.
- 12.3.8 Los dispositivos de accionamiento manual deben estar ubicados en un área accesible en una emergencia, al menos, a 15 m del equipo para el que se utilizan y deben estar marcados con la función que se les ha asignado.
- 12.3.9 Cuando se determine que es apropiado, como parte de la evaluación de los sistemas de protección contra incendios y seguridad según 12.2.2(6), se deben proporcionar medios de despresurización de emergencia cuando sea necesario para la seguridad. El sistema de despresurización debe ser manual o automatizado, y debe diseñarse y dimensionarse según los requisitos de normas reconocidas.
- 12.3.10 Los sistemas de cierre de emergencia (ESD) deben ser ensayados según normas reconocidas.

12.4 Detección de incendios y fugas

- 12.4.1 Las áreas, incluidos los edificios cerrados y los canales de drenaje cerrados, que puedan tener presencia de fluidos peligrosos durante una operación normal o después de una liberación accidental, deben ser monitoreadas conforme a lo requerido en la evaluación descrita en el apartado 12.2.1.

12.4.2 Detección de gas.

- 12.4.2.1 Los sensores de los sistemas de detección de gas inflamable, gas tóxico y agotamiento de oxígeno deben ser monitoreados continuamente y deben activar una alarma en el sitio de la planta, y en un lugar con presencia continua de personas, si en el sitio de la planta la presencia de personas no fuera continua.
 - 12.4.2.2 Los sistemas de detección de gas inflamable deben activar una alarma audible y una alarma visual ante un porcentaje no superior al 25 % del límite de inflamabilidad inferior del gas o vapor que se monitorea para detectores de gas puntuales, y ante no más de 1 LFL-m para detectores de gas de trayectoria abierta.
 - 12.4.2.3 Los sistemas de detección de gases inflamables deben activar una segunda alarma audible y visual a no más del 50 % del LFL del gas o vapor que se monitorea para detectores de gas puntuales, y a no más de 3 LFL-m para detectores de gas de trayectoria abierta.
 - 12.4.2.3.1 Si así lo determina una evaluación de acuerdo con 12.2.1, se podrá permitir que los detectores de gas activen partes del sistema de cierre de emergencia (ESD).
 - 12.4.2.4 Los *set points* de los sistemas de detección de gases inflamables debe tener en cuenta la posibilidad de que se liberen diferentes gases y vapores inflamables durante la calibración o en el *set point* de los detectores.
 - 12.4.2.5 En áreas donde puedan liberarse fluidos tóxicos, deben estar presentes detectores de gases tóxicos, los cuales deben activar una alarma audible y visual ante no más del 25 % del nivel AEGL-3 o ERPG-3, u otra concentración tóxica aprobada.
 - 12.4.2.6 En áreas donde puedan liberarse compuestos asfixiantes y migrar a edificios ocupados, deben estar presentes detectores de agotamiento de oxígeno, los cuales deben activar una alarma audible y visual a niveles no inferiores al 19,5 % de oxígeno, u otra concentración de oxígeno aprobada.
- #### 12.4.3 Detectores de incendio.
- 12.4.3.1 Los detectores de incendio deben activar una alarma visual y audible en el sitio de la planta y en un lugar con presencia continua de personas, si en el sitio de la planta la presencia de personas no fuera continua.
 - 12.4.3.2 Si así fuera determinado en la evaluación llevada a cabo, conforme a lo establecido en el apartado 12.2.1, debe permitirse que los detectores de incendio activen determinadas partes del sistema de cierre de emergencia (ESD).
- #### 12.4.4 Detección de fugas.
- Los detectores de fugas deben activar una alarma visual y audible en la planta, y en un sitio con presencia continua de personas, si en el sitio de la planta la presencia de personas no fuera continua.
- #### 12.4.5 Los sistemas de detección deben estar diseñados, instalados y mantenidos conforme a lo establecido en la norma NFPA 72.
- 12.4.5.1 La ubicación de los detectores de incendios y de gas debe ser determinada mediante un análisis documentado basado en la *performance*.

- 12.4.6 Cuando se instalen sistemas de protección contra incendios de acuerdo con NFPA 72 y se planifique integrarlos con otros sistemas, los sistemas integrados se deben probar de acuerdo con la norma NFPA 4.

12.5 Sistemas de agua para protección contra incendios

- 12.5.1 Debe proveerse un suministro de agua, así como un sistema para la distribución y aplicación de agua, para la protección contra exposiciones, para el enfriamiento de contenedores, equipos y cañerías, y para el control de derrames y fugas no encendidos, excepto cuando una evaluación llevada a cabo, conforme a lo establecido en el apartado 12.2.1, determine que el uso de agua es innecesario o inefectivo.
- 12.5.2 El suministro de agua para incendios y los sistemas de distribución, si se hubieran provisto, deben suministrar simultáneamente agua a los sistemas fijos de protección contra incendios, incluidos los monitores contra incendio — a su caudal y presión de diseño— involucrados en el máximo incidente individual previsto en la planta, más un margen de 63 l/s, o según lo determinado a partir de la evaluación de incendios requerida en 12.2.1 para chorros de mangueras manuales. La reserva de agua debe ser suficiente para abastecer el suministro total durante no menos de 2 h.
- 12.5.3 La reserva de agua resultante de la aplicación del tiempo mínimo previsto en el inciso 12.5.2 debe ser refrendada mediante el análisis de riesgo correspondiente. Dicha reserva debe aumentarse en caso necesario.
- 12.5.4 Los embalses indicados en los apartados 5.4 y 13.2.11 deben contar con sistemas fijos de generación de espuma de alta expansión (relación de expansión mayor a 200:1), con capacidad para cubrir con un manto de espuma de espesor adecuado el área de contención de derrames, definida a partir de un estudio específico relacionado con el mayor escenario de derrame.
- 12.5.4.1 Los agentes extintores deben cumplir con la norma NFPA 11 “Standard for Low, Medium and High expansión foam”.
- 12.5.5 Las instalaciones de GNL deben contar, complementando a los sistemas de agua y espuma, con instalaciones de polvo fijas o portátiles, con capacidad adecuada para la extinción de los fuegos originados en GNL, previstos en los análisis de riesgo.
- 12.5.6 Cuando sean provistos, los sistemas de agua para protección contra incendios deben ser diseñados de acuerdo con las normas NFPA 13, NFPA 14, NFPA 15, NFPA 20, NFPA 22, NFPA 24, NFPA 750 o NFPA 1961, según corresponda, u otro estándar reconocido.

12.6 Equipos para la extinción y el control de incendios

- 12.6.1 Los extintores de incendios portátiles o con ruedas deben estar recomendados por su fabricante para incendios provocados por gas.

- 12.6.1.1 Los extintores de incendios portátiles o con ruedas deben estar disponibles en lugares estratégicos, según fuera determinado de acuerdo con lo establecido en el apartado 12.2.1, dentro de instalaciones de GNL y en vehículos cisterna.
- 12.6.1.2 Los extintores de incendio portátiles y con ruedas deben cumplir con los requisitos establecidos en las normas IRAM correspondientes.
- 12.6.1.3 Los extintores portátiles manuales de productos químicos secos deben incluir capacidades nominales mínimas para agentes extintores de 10 kg o más, y deben tener una tasa mínima de descarga de agentes de 0,45 kg/s.
- 12.6.1.4 Para las áreas de riesgo de las instalaciones de GNL, donde hubiera riesgos de incendio mínimamente de clase "A", se recomienda la selección de extintores de productos químicos secos basados en bicarbonato de potasio.
- 12.6.1.5 Los extintores portátiles con ruedas de productos químicos secos deben contener una capacidad nominal mínima del agente de 50 kg o mayor, y deben poseer una tasa mínima de descarga del agente de 0,90 kg/s.
- 12.6.2 Si fueran provistos, los equipos contra incendios automotores o montados sobre tráileres no deben ser utilizados para ningún otro propósito.
- 12.6.3 Los vehículos automotores asignados a la planta deben ser provistos, al menos, con un extintor portátil de productos químicos secos, con una capacidad no inferior a 8,2 kg.

12.7 Mantenimiento de los equipos de protección contra incendios

Los operadores de las instalaciones deben preparar e implementar un programa de mantenimiento para todos los equipos de protección contra incendios de la planta.

12.8 Seguridad del personal

- 12.8.1 La vestimenta protectora que proporcione protección contra los efectos de la exposición al GNL debe estar disponible y ser fácilmente accesible en la planta de GNL.
- 12.8.2 Los empleados involucrados en actividades de respuesta ante emergencias deben estar equipados con vestimentas y equipos protectores, y deben estar entrenados conforme a lo establecido en la norma NFPA 600.
- 12.8.3 Deben elaborarse por escrito prácticas y procedimientos para la protección de los empleados contra los riesgos derivados del ingreso en espacios confinados o peligrosos.
- 12.8.4 Al menos tres indicadores de gas inflamable portátiles deben estar fácilmente disponibles.

12.9 Seguridad

12.9.1 Evaluación de la seguridad.

12.9.1.1 Debe prepararse una evaluación de la seguridad en instalaciones de GNL que abarque riesgos, amenazas, vulnerabilidades y consecuencias.

12.9.1.2 La evaluación de la seguridad debe formar parte de toda la documentación relacionada con las instalaciones de GNL.

12.9.2 El operador de las instalaciones debe proveer un sistema de seguridad con acceso controlado que esté diseñado con el fin de evitar el ingreso de personas no autorizadas.

12.9.3 En instalaciones de GNL, debe disponerse de un cerramiento protector que incluya un cerco periférico, una pared, los muros de un edificio o una barrera natural que encierre a los componentes principales de las instalaciones, tales como:

- (1) Tanques para almacenamiento de GNL.
- (2) Sistemas de embalse y contención.
- (3) Tanques para fluidos peligrosos.
- (4) Otras áreas para almacenamiento de materiales peligrosos.
- (5) Áreas exteriores para equipos de proceso.
- (6) Edificios que alberguen equipos de proceso o de control.
- (7) Instalaciones de carga y descarga en tierra.
- (8) Salas y estaciones de control.
- (9) Sistemas de control.
- (10) Equipos contra incendios.
- (11) Sistemas de comunicaciones de seguridad.
- (12) Fuentes alternativas de energía.

12.9.3.1 Las instalaciones de GNL deben estar aseguradas por un único cerramiento continuo o por múltiples cerramientos independientes, o por barreras aprobadas que cumplan los siguientes requisitos:

- (1) Cada recinto protector debe tener la resistencia y configuración suficientes para obstruir el acceso no autorizado a las instalaciones restringidas.
- (2) Las aberturas de los cerramientos protectores deben estar aseguradas por rejillas, puertas o cubiertas, cuya construcción y sujeción cuente con la resistencia suficiente como para que la integridad del cerramiento no se vea reducida por dicha abertura.
- (3) Las elevaciones del terreno fuera de un recinto protector deben nivelarse de manera de no afectar la eficacia del cerramiento.
- (4) Los cerramientos protectores no deben ubicarse cerca de elementos externos a la instalación, como árboles, postes o edificios, que podrían usarse para violarlo.

- (5) Se deben prever, al menos, dos accesos en cada cerramiento protector, ubicados de forma que se minimice la distancia de escape en caso de emergencia.
- (6) Cada acceso debe estar cerrado con llave, a menos que esté vigilado continuamente y con las siguientes disposiciones:
 - (a) Durante el funcionamiento normal, solo se permitirá desbloquear un acceso a personas designadas por escrito, por el operador.
 - (b) Durante una emergencia, todo el personal de las instalaciones dentro del cerramiento protector debe tener a su disposición un medio para abrir cada acceso.

12.9.4 Comunicaciones de seguridad.

Se debe proveer un medio para lo siguiente:

- (a) Comunicación rápida entre el personal con funciones de supervisión de seguridad y los funcionarios encargados de hacer cumplir la ley.
- (b) Comunicación directa entre todo el personal en servicio con funciones de seguridad y todas las salas de control, y estaciones de control.

12.9.5 Monitoreo de seguridad.

Cada cerramiento protector y el área alrededor de cada instalación deben ser monitoreados para detectar la presencia de personas no autorizadas.

12.9.5.1 El monitoreo debe ser realizado mediante inspección visual, de acuerdo con lo programado en los procedimientos de seguridad, o mediante sistemas de alerta de seguridad que transmitan continuamente datos a un lugar con presencia continua de personal.

12.9.5.2 En una planta de GNL con menos de 40.000 m³ de capacidad de almacenamiento, solo será necesario supervisar el cerramiento protector.

12.9.6 Señales de advertencia.

12.9.6.1 Se deben colocar señales de advertencia de manera visible a lo largo de cada cerramiento protector, a intervalos tales que, al menos, una señal sea reconocible durante la noche a una distancia de 30 m desde cualquier dirección que pueda ser utilizada razonablemente para aproximarse al recinto.

12.9.6.2 Los carteles deben estar marcados con las palabras “NO PASAR” o palabras de significado equivalente, sobre un fondo de colores marcadamente contrastantes.

12.9.7 Iluminación

12.9.7.1 Se debe proveer una iluminación adecuada y eficaz en los lugares donde el personal deba realizar maniobras o lecturas de instrumentos, así como en talleres, oficinas, etc.

12.9.7.2 Se deben iluminar el perímetro y los caminos de circulación de la planta, de forma que no se produzcan zonas de sombras acentuadas.

- 12.9.7.3 Se debe proveer un sistema de iluminación de emergencia con una fuente de alimentación independiente de la general, que cumpla con las siguientes características:
- 12.9.7.3.1 Debe ponerse en servicio en forma automática e instantánea, en caso de falla de la energía principal.
- 12.9.7.3.2 Debe cubrir escaleras, puertas de salida, cambios bruscos de dirección, sótanos, etc., asegurando un nivel mínimo de 30 lux en dichos lugares y 1 lux en las demás zonas (medidos a nivel del piso).
- 12.9.7.4 Los valores necesarios de iluminación se deben regir por la Ley N.º. 19.587 de Higiene y Seguridad en el Trabajo, debiendo respetar los niveles lumínicos mínimos, medidos a nivel del plano de trabajo, indicados en la Tabla 12.9.7.4.

Tabla 12.9.7.4 Niveles lumínicos mínimos según zonas de la planta

Zona de la planta	Nivel lumínico mínimo [lux]
Perímetro de la planta.	5
Perímetro de cerramientos protectores.	5
Zonas operativas exteriores (<i>manifold</i> de válvulas, equipos).	100
Otras zonas operativas exteriores: 50 lux.	50
Talleres, usinas.	200
Zonas de circulación peatonal.	10
Zonas de circulación de vehículos.	5
Sala de control.	300
Oficinas.	400
Servicios auxiliares del personal (baños, cocinas, vestuarios).	100
Depósitos.	100
Máquinas, herramientas.	500
Surtidores de combustibles.	250
Subestaciones transformadoras.	50

Reemplazar el “CAPÍTULO 13 – REQUISITOS PARA APLICACIONES ESTACIONARIAS QUE UTILICEN TANQUES ASME” por lo siguiente:

CAPITULO 13 — REQUISITOS PARA PLANTAS SATÉLITES E INSTALACIONES DE PEQUEÑA ESCALA DE GNL

13.1 Plantas satélite de GNL de hasta 1500 m³ de capacidad

13.1.1 Alcance

Este apartado proporciona un conjunto alternativo de requisitos para plantas de GNL que cumplan con las siguientes limitaciones:

- (1) Plantas satélite de gas natural licuado (GNL) con depósitos criogénicos fijos y sus equipos con volúmenes de capacidad geométrica, simple o conjunta, inferior o igual a 1 500 m³.
- (2) Presión de trabajo máxima permitida superior a 1 bar.

13.1.2 Requisitos generales

13.1.2.1 En todo aquello relativo al diseño, construcción, pruebas, instalación, utilización, mantenimiento y revisiones periódicas de las Plantas Satélite, que cumplen con el apartado 13.1.1, se podrán utilizar las especificaciones contenidas en la Norma Europea UNE 60210, "Plantas satélite de gas natural licuado (GNL)".

13.1.2.2 En el caso de las Plantas Satélite diseñadas bajo la Norma Europea UNE 60210, se deben cumplir, además, los siguientes aspectos:

- (1) El diseño de los equipos a presión debe cumplir con lo establecido en normas o códigos internacionalmente reconocidos, tales como ASME BPVC, AD-Merkblatt, BS o CODAP. Los equipos a presión utilizados en estas plantas deben contar con marca de conformidad ASME, de acuerdo con los procedimientos establecidos para este efecto por la American Society of Mechanical Engineers, o con marca de conformidad CE, o equivalente.
- (2) La determinación de los riesgos, provenientes de la potencial liberación de GNL y de otras sustancias peligrosas almacenadas, transportadas o manipuladas en la planta, debe cumplir con lo estipulado en el Capítulo 15 — Procedimiento basado en el desempeño (análisis de riesgo) para el emplazamiento de la planta.
- (3) Las instalaciones eléctricas y de instrumentación, y control deben cumplir los requisitos establecidos en las normas IRAM de aplicación. La clasificación de zonas de riesgo y distancias de seguridad será la señalada en el Capítulo 10.

- (4) Las tareas de proyecto, instalación, puesta en marcha y funcionamiento a través del tiempo deben quedar bajo la responsabilidad de un representante técnico ingeniero con las incumbencias profesionales pertinentes. Las tareas deben estar respaldadas mediante los correspondientes informes de conformidad de la etapa de diseño, y los informes de inspección, y/o de ensayos emitidos por los Organismos de Inspección, y/o Laboratorios de Ensayos durante la etapa de construcción.
- (5) Para su diseño sísmico, se debe cumplir con los apartados 5.6.1 Edificios y estructuras; 7.4.4 Diseño antisísmico de tanques terrestres fabricados en campo; 7.5.2 Diseño antisísmico de recipientes fabricados en taller; 9.2.2 Requisitos para el diseño sísmico de cañerías.
- (6) Las instalaciones y/o sistemas abastecidos por la planta satélite de GNL no forman parte del alcance de esta norma y deben cumplir con lo establecido en la normativa local de aplicación.
- (7) La protección contra incendios y seguridad integral debe cumplir con el Capítulo 12: Protección contra incendios y seguridad Integral.
- (8) La operación, el mantenimiento y la capacitación del personal deben cumplir con el Capítulo 14: Operación, Mantenimiento y Capacitación del Personal.

13.2 Aplicaciones estacionarias para instalaciones de GNL de pequeña escala

13.2.1 Alcance

Este apartado proporciona un conjunto alternativo de requisitos para plantas de GNL que cumplan con todas las siguientes limitaciones:

- (1) La capacidad de almacenamiento de GNL cumple con una de las siguientes:
 - (a) Capacidad de agua del contenedor de GNL individual no superior a 1 000 m³, con una capacidad total de almacenamiento de GNL de 3 997 m³, construida de acuerdo con el Código ASME de Calderas y Recipientes a Presión.
 - (b) Sistemas de tanques de GNL con una capacidad total de almacenamiento no superior a 3 997 m³.
- (2) Masa total de fluidos inflamables, excluyendo metano y GNL, no superior a 11,340 kg y tanques individuales con una capacidad de almacenamiento no superior a 4 536 kg.
- (3) Fluidos tóxicos con un AEGL-2 de 60 minutos de 10.000 ppm o menor, y una masa total de fluidos tóxicos no superior a 11,340 kg y tanques individuales con una capacidad de almacenamiento no superior a 4 536 kg.
- (4) Penetraciones de la línea de líquido del contenedor de GNL no superior a 15,24 cm.
- (5) Máxima presión admisible de trabajo del contenedor de GNL no superior a 2068 kPa.

13.2.2 Salas de Control

Las plantas de GNL de pequeña escala con menos de 1 000 m³ de capacidad de agua que utilizan contenedores construidos de acuerdo con el Código ASME BPVC y sin capacidad de licuefacción no están obligadas a cumplir con los requisitos del centro de control establecidos en la Sección 4.3.

13.2.3 Emplazamiento de la Planta

13.2.3.1 Provisiones del Sitio de la Planta.

13.2.3.1.1 Se debe realizar una evaluación escrita de la planta y del sitio que identifique y analice incidentes potenciales que puedan afectar la seguridad del personal de la planta y del público circundante.

13.2.3.1.2 La evaluación de la planta y del sitio también debe identificar medidas de seguridad y protección para ser incorporadas en el diseño y en la operación de la planta, considerando lo siguiente, según sea aplicable:

- (i) Análisis de peligros del proceso.
- (ii) Actividades de transporte que puedan afectar la planta propuesta.
- (iii) Peligros de instalaciones adyacentes.
- (iv) Condiciones meteorológicas y geológicas.
- (v) Análisis de amenazas y vulnerabilidades de seguridad.

13.2.3.1.3 Se debe evaluar por escrito las consecuencias asociadas con los incidentes potenciales de los peligros identificados.

13.2.3.1.4 Se debe proporcionar accesibilidad a la planta bajo todas las condiciones climáticas para la seguridad del personal y la protección contra incendios.

13.2.3.1.5 Se deben realizar investigaciones del suelo y generales del sitio para determinar la base de diseño de la instalación.

13.2.3.2 Previsiones del Sitio para Control de Derrames y Filtraciones.

13.2.3.2.1 General

13.2.3.2.1.1 Se deben tomar las provisiones necesarias para minimizar el potencial de descarga de GNL u otros líquidos peligrosos en contenedores, cañerías y otros equipos, de manera que una descarga de cualquiera de estos no ponga en peligro la propiedad adyacente, los edificios ocupados o los equipos y las estructuras de proceso importantes, o bien, alcance cursos de agua navegables.

13.2.3.2.1.1.1 Se debe realizar un análisis que determine los límites prácticos de derrames de líquidos no contenidos.

13.2.3.2.1.1.2 Si el análisis determina que el líquido no permanece dentro de la propiedad o puede ingresar en conductos subterráneos, los contenedores de GNL y de otros líquidos peligrosos deben ser provistos con uno de los siguientes métodos para contener una eventual liberación del producto:

- (1) Un área de contención alrededor del(los) contenedor(es) que esté compuesta por una barrera natural, dique, pared de contención, o una combinación de estos que cumpla con los apartados 5.4 y 5.5.
 - (2) Un área de contención formada por una barrera natural, dique, excavación, pared de contención, o una combinación de estos que cumpla con el apartado 5.4 y 5.5, más un sistema de drenaje natural o artificial que rodee el(los) contenedor(es), y cumpla con los apartados 5.4 y 5.5.
 - (3) Cuando el contenedor esté construido por debajo o parcialmente por debajo del nivel del terreno circundante, un área de contención formada por excavación que cumpla con los apartados 5.4 y 5.5.
 - (4) Contención secundaria, según lo requerido para sistemas de tanques de doble, completa o de membrana que cumplan con los apartados 5.4 y 5.5.
- 13.2.3.2.1.2 Donde exista la posibilidad de que los líquidos peligrosos se acumulen y pongan en peligro propiedades adyacentes, edificios ocupados o equipos y estructuras de proceso importantes, o bien, alcancen cursos de agua navegables, las siguientes áreas deben ser niveladas, drenadas o dotadas de contención:
- (1) Áreas de proceso.
 - (2) Áreas de vaporización.
 - (3) Áreas de licuefacción.
 - (4) Áreas de transferencia.
 - (5) Áreas de almacenamiento.
- 13.2.3.2.1.3 Se permitirá que los sistemas de contención secundaria diseñados de acuerdo con 9.11.3.2 sirvan como un área de contención.
- 13.2.3.2.1.4 Si se requieren áreas de contención para cumplir con 13.2.3.2.1.6, las áreas deben cumplir con los apartados 5.4 y 5.5.
- 13.2.3.2.1.5 Las disposiciones de 13.2.3.2.1.1, 13.2.3.2.1.1.1, 13.2.3.2.1.2 y 13.2.3.2.1.6 que se aplican a propiedades adyacentes o cursos de agua navegables podrán ser eximidas, o modificadas a discreción de la autoridad competente donde el cambio no constituya un riesgo distinto para la vida o la propiedad, o no entre en conflicto con regulaciones federales, estatales y locales (nacionales, provinciales y locales) aplicables.
- 13.2.3.2.1.6 La preparación del sitio debe incluir disposiciones para la retención de GNL derramado y otros líquidos peligrosos, donde los líquidos puedan acumularse en el suelo dentro de los límites de la propiedad de la planta y para el drenaje de aguas superficiales.
- 13.2.3.2.2 Análisis de retiro. El retiro para el equipamiento tiene en cuenta el uso de válvulas de retención de productos, de acuerdo con 13.2.3.2.2.1 a 13.2.3.2.2.4.

13.2.3.2.2.1 Válvulas Automáticas de Retención de Productos.

- 13.2.3.2.2.1.1 Todas las conexiones de líquido y vapor, con la excepción de las conexiones de válvula de alivio, líneas líquidas de 12.5 mm (1/2") o menos, y líneas de vapor de 50 mm (2") o menos, deben estar equipadas con válvulas automáticas de retención de productos de falla segura.
- 13.2.3.2.2.1.2 Será posible utilizar una válvula manual remota de retención de productos en lugar de una válvula automática de retención cuando haya, al menos, una persona presente mientras el equipo esté en operación.
- 13.2.3.2.2.1.3 Las válvulas automáticas de retención de productos de falla segura deben ser diseñadas para cerrarse ante la ocurrencia de cualquiera de las siguientes condiciones: (1) Detección de incendio o exposición al fuego; (2) Flujo descontrolado de GNL desde el contenedor; (3) Operación manual desde una ubicación local y remota.
- 13.2.3.2.2.1.4 Las conexiones utilizadas solo para el flujo hacia el contenedor deben estar equipadas con dos válvulas de retención en serie, o bien, con una válvula automática de retención de productos de falla segura.
- 13.2.3.2.2.2 La distancia de retiro hasta la línea de propiedad debe ser la mayor de la Tabla 13.2.3.2.2.3 (o la Tabla 13.2.3.2.2.4 para cada contenedor subterráneo) o de la Ecuación 13.2.3.2.2.2.

$$Retiro = Coef \cdot d^{0,86} \cdot (P + 15)^{0,215}$$

(13.2.3.2.2.2)

Donde:

Retiro = distancia mínima desde la válvula de retención de productos, de la línea líquida más grande de cada contenedor hacia edificios fuera del sitio y límite de propiedad sobre el que se pueda construir.

d = diámetro interno de la línea líquida más grande del contenedor.

P = presión de diseño del contenedor, más la presión atmosférica, más la columna de líquido.

Coef = ver Tabla 13.2.3.2.2.2

Tabla 13.2.3.2.2.2 Coeficiente para la fórmula de retiro

Área A [mm ²] (*)	Coeficiente Sistema Internacional
$A < 29\,000\text{ mm}^2$	0,48
$29\,000\text{ mm}^2 < A < 77\,000\text{ mm}^2$	$0,745 - \left(\frac{75000 - A}{46875}\right) \cdot 0,265$
$A > 77\,000\text{ mm}^2$	0,745

(*) Sumatoria de las Áreas interiores de todas las perforaciones para líquido en los contenedores de GNL en el sitio (incluyendo perforaciones para líquido por la parte superior)

- 13.2.3.2.2.1 Se permitirán dispositivos de retención manual remotos en lugar de dispositivos de retención totalmente automáticos si el retiro calculado de 13.2.3.2.2 se multiplica por 4.
- 13.2.3.2.2.2 El retiro calculado en 13.2.3.2.2 debe ser multiplicado por 0.9 si los dispositivos de retención automáticos en las líneas líquidas más grandes pueden demostrar un tiempo de cierre de 30 segundos o menos.
- 13.2.3.2.2.3 La distancia mínima desde el borde del embalse o del sistema de drenaje de contenedores que sirva a contenedores sobre el suelo y protegidos con montículo que sean mayores que 3.8 m³ debe cumplir con la Tabla 13.2.3.2.2.3 para cada uno de los siguientes casos:
- I. Edificio más cercano fuera del sitio.
 - II. Límite de propiedad sobre el que se puede construir.
 - III. Espaciado entre contenedores.
- 13.2.3.2.2.4 Los contenedores de GNL subterráneos deben instalarse de acuerdo con la Tabla 13.2.3.2.2.4.

Tabla 13.2.3.2.2.3 Distancias desde tanques contenedores y materiales expuestos

Capacidad de agua del tanque contenedor	Distancia mínima desde el extremo del embalse o sistema de drenaje del tanque contenedor hasta edificaciones fuera del sitio y límite de la propiedad sobre el que se puede construir	Distancia mínima entre contenedores de almacenamiento
m ³	m	M
3,8-7,6	4,6	1,5
≥7,6-68,1	7,6	1,5
≥68,1-114	15	1,5
≥114-265	23	CSD
≥265-379	30,5	CSD
≥379-454	38,0	CSD
≥454-757	61,0	CSD
≥747-4000	91,4	CSD

* CSD = ¼ de la suma de los diámetros de dos tanques adyacentes (mín. 1,5 m)

Tabla 13.2.3.2.2.4 Distancias desde tanques contenedores subterráneos y materiales expuestos

Capacidad de agua del tanque contenedor	Distancia mínima a edificaciones y límite de la propiedad sobre el que se puede construir	Distancia mínima entre contenedores de almacenamiento
m ³	m	M
<68.1	4,6	4,6
68.1–114	7,6	4,6
≥114–379	12,2	4,6
≥379–454	20,0	4,6
≥454–757	30,5	4,6
≥757–4000	45,7	4,6

13.2.4 Disposición de la Planta

13.2.4.1 El apartado 5.5 se aplicará a este capítulo, excepto las secciones 5.5.3.1, 5.5.4.5, 5.5.8.1 y 5.5.8.2.

13.2.4.2 Los tanques de GNL subterráneos deben instalarse de acuerdo con la Tabla 13.2.3.2.2.4 con respecto a la distancia entre contenedores.

13.2.5 Equipos de Proceso

13.2.5.1 Los equipos de proceso deben cumplir con el Capítulo 6, Equipos de Proceso.

13.2.6 Almacenamiento Estacionario de GNL

13.2.6.1 El almacenamiento de GNL debe cumplir con el Capítulo 7, TANQUES ESTACIONARIOS PARA ALMACENAMIENTO DE GNL, excepto según lo modificado en este capítulo.

13.2.6.2 No se requerirá instrumentación de movimiento del suelo (7.5.2.4) para contenedores ASME aislados al vacío.

13.2.6.3 Los sistemas de tanques de contención doble o total no deben tener penetraciones de cañería por debajo del nivel del líquido, excepto para sistemas de tanques clasificados como de contención doble o total con penetraciones según API Std 625, Sistemas de Tanques para Almacenamiento de Gas Licuado Refrigerado.

13.2.6.4 Todas las conexiones de líquido y vapor, con excepción de las conexiones de válvulas de alivio, de líneas líquidas de 12.7 mm (1/2") o menos, y líneas de vapor de 50,8 mm (2") o menos, deben estar equipadas con válvulas automáticas de retención de productos de falla segura.

13.2.7 Instalaciones de Vaporización

Las instalaciones de vaporización deben cumplir con el Capítulo 8, Instalaciones de vaporización.

13.2.8 Sistemas y Componentes de Cañerías

13.2.8.1 Todo sistema de cañería que forme parte de un contenedor de GNL debe cumplir con los requisitos de almacenamiento estacionario en el Capítulo 7 — Tanques estacionarios para almacenamiento de GNL, para el tipo de contenedor de almacenamiento aplicable.

13.2.8.2 Todo otro sistema de cañerías de proceso en servicio de líquidos peligrosos debe cumplir con el Capítulo 9 — Sistemas de cañerías y sus componentes y ASME B31.3.

13.2.9 Instrumentación y Servicios Eléctricos

13.2.9.1 La instrumentación y los servicios eléctricos deben cumplir con el Capítulo 10 — Instrumentación y servicios eléctricos.

13.2.10 Diseño de Instalaciones de la Planta

13.2.10.1 El diseño de las instalaciones de la planta debe cumplir con las Sección 5.6 Diseño de las instalaciones de la Planta.

13.2.11 Capacidad de Diseño del Área de Contención y del Sistema de Drenaje

13.2.11.1 La capacidad de diseño del área de contención y del sistema de drenaje debe cumplir con la Sección 5.4, Diseño y capacidad del área de contención y del sistema de drenaje, cuando sea requerido por 13.2.3.2.1.1.1 y 13.2.3.2.1.1.2.

13.2.12 Sistemas de Transferencia para GNL y Otros Líquidos Peligrosos

13.2.12.1 Los sistemas de transferencia para GNL y otros líquidos peligrosos deben cumplir con el Capítulo 11 — Transferencia de GNL, refrigerantes y otros fluidos inflamables.

13.2.13 Protección contra Incendios, Seguridad y Protección

13.2.13.1 La protección contra incendios, la seguridad y la protección deben cumplir con el Capítulo 12 — Protección contra incendios y seguridad integral

13.2.14 Operación, Mantenimiento y Capacitación del Personal

13.2.14.1 La operación, el mantenimiento y la capacitación del personal deben cumplir con el Capítulo 18, Operación, Mantenimiento y Capacitación del Personal y el Capítulo 14 — Operación, mantenimiento y capacitación del personal, con las siguientes diferencias:

- (1) Se requerirá la identificación positiva de todas las personas que ingresen y estén en la planta, en lugar de los requisitos en 18.5.1 (6).
- (2) Se prohibirá el tráfico de vehículos en el muelle o embarcadero dentro de 30 m de las operaciones de carga y descarga —o distancias más cortas, según se apruebe—, mientras las operaciones de transferencia estén en curso, en lugar de los requisitos en 18.8.7.4.1.
- (3) No se manejarán cargas generales, aparte de los suministros para el buque tanque de GNL, sobre un muelle o embarcadero dentro de los 30 m —o distancias más cortas, según se apruebe—, del punto donde se realizan las conexiones para la transferencia fluidos inflamables, mientras dichos fluidos están siendo transferidos a través de sistemas de cañerías, en lugar de los requisitos en 18.8.7.4.6

CAPÍTULO 14 – OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y CAPACITACIÓN DEL PERSONAL

Sustituir el apartado 14.4.7 por lo siguiente:

14.4.7 Cada una de las instalaciones en las que se manipule GNL debe elaborar un plan de contingencia para abordar los potenciales incidentes que pueden ocurrir en o cerca del área de transferencia, incluyendo lo siguiente:

- (1) Una descripción de los equipos y sistemas contra incendios, y sus procedimientos operativos, incluyendo un plano en el que se muestre la ubicación de todos los equipos para emergencias.
- (2) Procedimiento de respuesta a liberaciones de GNL, incluyendo información de contacto de organizaciones de respuesta local.
- (3) Procedimientos de emergencia para el desatraque de una embarcación, incluyendo el uso de cables de remolque de emergencia.
- (4) Requisitos de remolcadores para situaciones de emergencia y para incidentes previsibles específicos del atraque.
- (5) Números de teléfono de autoridades competentes, hospitales, cuerpos de bomberos y otras agencias de respuesta a emergencias.

Incluir el apartado 14.4.8:

14.4.8 Los procedimientos de emergencia y los planes de contingencia deben ser revisados anualmente y modificarse según sea necesario.

Sustituir el apartado 14.5.4 Despresurización por lo siguiente:

14.5.5 Despresurización

14.5.4.1 Se deben desarrollar procedimientos de despresurización para el mantenimiento.

14.5.4.2 La descarga de despresurización debe ser direccionada a un lugar seguro al aire libre, alejado del personal, áreas congestionadas y fuentes de ignición.

Sustituir el apartado 14.5.5 Purga por lo siguiente:

14.5.5 Purga

14.5.5.1 Se debe desarrollar un procedimiento escrito, detallado y específico de purga, en forma previa a purgar las cañerías y los equipos para su puesta inicial en servicio y para su retiro de servicio, una vez en operación.

- 14.5.5.2 Los procedimientos de purga deben incluir, como mínimo, lo siguiente:
- (1) Puntos de aislamiento.
 - (2) Puntos de ingreso y venteo de medios inertes que estén de acuerdo con los requerimientos de la Sección 9.8.
 - (3) Medio de purga.
 - (4) Extremo de purga.
 - (5) Secuencias de salida de servicio y puesta en servicio.
 - (6) Instrumentación utilizada para evaluar el estado de la purga.
- 14.5.5.3 Los sistemas de cañerías y equipos deben limpiarse, secarse, purgarse y ensayarse para verificar estanqueidad de manera segura.
- 14.5.5.4 La limpieza, secado, purgado y verificación de estanqueidad deben ser realizados utilizando un medio inerte o no inflamable y no tóxico, o utilizando medios mecánicos, a menos que los procedimientos cumplan con los requerimientos de NPFA 56 o estén aprobados.
- 14.5.5.5 La temperatura de los medios de limpieza, secado, purga y verificación de estanqueidad debe estar dentro de los límites de temperatura de diseño del tanque contenedor o de otros equipos.
- 14.5.5.6 La presión del tanque contenedor o de otros equipos durante la limpieza, secado, purga y verificación de la estanqueidad deben estar dentro de los límites de presión de diseño del tanque contenedor.
- 14.5.5.6.1 La puesta fuera de servicio de un tanque contenedor de GNL no debe ser considerada una operación normal.
- 14.5.5.6.2 Las actividades de 14.5.5 requieren la preparación de procedimientos detallados.
- 14.5.5.6.3 Los tanques contenedores de GNL deben ser secados, purgados o enfriados únicamente por personal experimentado y entrenado.
- 14.5.5.6.4 En forma previa a que un tanque contenedor de GNL sea puesto en servicio, el aire debe ser desplazado por un gas inerte, en todo de acuerdo con un procedimiento escrito de purga.
- 14.5.5.6.5 En forma previa a que un tanque contenedor de GNL sea sacado de servicio, el gas natural dentro del contenedor debe ser purgado con un gas inerte, en todo de acuerdo con un procedimiento escrito de purga.
- 14.5.5.7 Extremos de purga
- 14.5.5.7.1 Los extremos de purga definidos en el procedimiento deben ser verificados por instrumentos calibrados de análisis de gases combustibles, en todos los puntos identificados de venteo de purga.
- 14.5.5.7.2 Los extremos de purga deben ser determinados teniendo en cuenta las concentraciones remanentes de los gases inertes y el oxígeno, la presión y la temperatura del sistema, y el potencial de autoignición.

14.5.5.8 Durante las operaciones de purga, el contenido de oxígeno del tanque contenedor o de otro equipo debe ser monitoreado mediante el uso de un analizador de oxígeno.

Sustituir el apartado 14.6.6.7 Contenido de oxígeno por los siguiente:

14.6.6.9 Contenido de oxígeno

14.6.6.9.1 Antes de la carga de GNL o del fluido inflamable, o combustible en un vagón cisterna, en un vehículo cisterna o en un ISO contenedor que no sea utilizado exclusivamente para el servicio de ese fluido, debe llevarse a cabo una prueba para determinar el contenido de oxígeno en el tanque.

14.6.6.9.2 Si el contenido de oxígeno excede el 2 % en volumen, el tanque no debe ser cargado hasta que haya sido purgado por debajo del 2 % de oxígeno en volumen.

14.6.6.9.3 Si un vagón cisterna, un vehículo cisterna o un ISO contenedor utilizado exclusivamente para el servicio de GNL no contiene presión positiva, debe ser ensayado para determinar el contenido de oxígeno.

Incluir el apartado 14.6.7 Envío y recepción marítimos:

14.6.7 Envío y recepción marítimos

14.6.7.1 Arribo del buque

14.6.7.1.1 Los requerimientos de 14.6.7 deben ser comunicados al operador del buque para facilitar operaciones seguras de atraque y desatraque.

14.6.7.1.2 Se deben utilizar señales de advertencia o barreras para indicar que las operaciones de transferencia están en curso.

14.6.7.1.3 Se debe desarrollar un plan de amarre específico que utilice el criterio definido en 11.5.1 para cada buque que arribe a una instalación costera.

14.6.7.1.4 El buque debe ser atracado en forma segura y efectiva.

14.6.7.1.5 El operador de la terminal debe certificar en forma escrita que se cumplen las previsiones de 14.9.5.1 y 14.9.5.3.

14.6.7.1.6 Esta certificación debe estar disponible para ser inspeccionada en la instalación costera que manipula GNL.

14.6.7.2. Antes de la transferencia

14.6.7.2.1 Antes de la transferencia de GNL, la instalación debe realizar las siguientes acciones:

- (1) Inspeccionar la cañería y el equipo de transferencia a ser utilizados durante la transferencia, y reemplazar las partes desgastadas y no operables.
- (2) Registrar la presión, la temperatura y el volumen para asegurar que son valores seguros para la transferencia, para cada uno de los tanques del buque desde donde la carga será transferida.
- (3) Revisar y acordar con el operador del buque la secuencia de operaciones de transferencia.
- (4) Revisar y acordar con el operador del buque la velocidad de transferencia.
- (5) Revisar y acordar con el operador del buque, las tareas, ubicación y guardias de cada persona asignada a las operaciones de transferencia.
- (6) Revisar los procedimientos de emergencia del manual de emergencia.
- (7) Revisar y acordar con el operador del buque los medios para mantener un vínculo de comunicación directa entre las guardias sobre el buque y en la instalación costera durante la transferencia de la carga.
- (8) Asegurar que las conexiones de transferencia permitan al barco moverse dentro de los límites de su amarre sin exceder el rango normal de operación de la envolvente, de alcance de los brazos de carga.
- (9) Asegurar que cada parte del sistema de transferencia esté alineado para permitir el flujo de GNL a la ubicación deseada.
- (10) Verificar que las líneas de líquido y vapor sobre el buque, los brazos de carga y los sistemas de cañerías en tierra hayan sido purgadas de oxígeno.
- (11) Asegurar que estén exhibidas las señales de alarma que alertan que el GNL está siendo transferido.
- (12) Verificar que no exista una fuente de ignición en el área marítima de transferencia de GNL.
- (13) Asegurar que el personal se encuentra en servicio de acuerdo con lo establecido en el manual de operaciones.
- (14) Testear los sistemas de sensores y alarmas, el sistema de cierre de emergencia (ESD) y los sistemas de comunicación para determinar que se encuentran operables.

- 14.6.7.2.2 Antes de la transferencia del GNL, el oficial a cargo de la transferencia de la carga del buque y la persona a cargo de la terminal costera deben inspeccionar sus instalaciones respectivas para asegurar que el equipo de transferencia se encuentra en condiciones de operación.
- 14.6.7.2.3 Luego de la inspección descrita en 14.6.7.2.2, el oficial a cargo de la transferencia de la carga del buque y la persona a cargo de la terminal costera se deben encontrar y determinar el procedimiento de transferencia, verificar que existan las comunicaciones buque a tierra y revisar los procedimientos de emergencia.
- 14.6.7.2.4 Luego que la preinspección requerida por 14.6.7.2.1 haya sido completada en forma satisfactoria, no debe haber transferencia de GNL hasta que se haya llevado a cabo y firmado una declaración de inspección que demuestre total cumplimiento con 14.6.7.2.2.
- 14.6.7.2.4.1 Una copia firmada de la declaración de inspección debe ser entregada a la persona en el buque a cargo de las operaciones de transferencia, y una copia firmada debe ser retenida en la instalación costera que manipula GNL durante los 30 días posteriores al completamiento de la transferencia.
- 14.6.7.2.4.2 Cada declaración de inspección debe contener lo siguiente:
- (1) El nombre del buque y de la instalación costera que manipula GNL.
 - (2) Las fechas y los horarios en los que comenzaron y finalizaron las operaciones.
 - (3) La firma de la persona a cargo de las operaciones costeras de transferencia, y la fecha y hora en la que firmó, e indicar que esta persona se encuentra lista para comenzar las operaciones.
 - (4) La firma de cada personal de relevo a cargo y la fecha y hora de cada relevo.
 - (5) La firma de la persona a cargo de las operaciones costeras de transferencia y la fecha y hora en la que firmó, e indicar que la transferencia marítima ha sido completada.
- 14.6.7.2.5 El sistema de comunicación requerido en 11.9.3 debe ser monitoreado en forma continua, tanto a bordo del buque como en la terminal.

14.6.7.3 Conexiones marítimas

- 14.6.7.3.1 Cuando las conexiones de carga estén conectadas para operaciones de carga y descarga marítimas, todos los orificios de las bridas deben ser utilizados para la conexión.
- 14.6.7.3.2 Se deben utilizar bridas ciegas en aquellos brazos no involucrados en operaciones de carga o descarga.

- 14.6.7.3.3 Todas las conexiones deben ser estancas y testeadas antes de la operación.
- 14.6.7.3.4 Los brazos de carga o descarga marítimos deben ser purgados antes de su uso, y deben ser purgados y drenados por completo luego de completada la transferencia.
- 14.6.7.3.5 Las operaciones de carga o descarga marítima deben realizarse a presión atmosférica cuando los brazos sean conectados o desconectados.

14.6.7.4 Operaciones de transferencia en curso

- 14.6.7.4.1 El tránsito de vehículos debe estar prohibido en el muelle o atracadero dentro de los 30 m del *manifold* de carga o descarga cuando las operaciones de transferencia estén en curso.
- 14.6.7.4.2 Se deben utilizar señales de advertencia o barreras para indicar que las operaciones de transferencia están en curso.
- 14.6.7.4.3 El buque debe disponer de dos medios independientes de egreso, incluyendo la salida de emergencia.
- 14.6.7.4.4 Durante la transferencia de las provisiones de un buque, incluido el nitrógeno, el personal involucrado en dicha transferencia no debe tener responsabilidad simultánea en la transferencia de GNL.
- 14.6.7.4.5 No se debe permitir la presencia de fuentes de ignición en el área de transferencia marítima cuando la transferencia de GNL esté en curso.
- 14.6.7.4.6 No se debe manipular carga general, que no sea provisión de un buque de GNL, en un muelle o embarcadero dentro de los 30 m del punto donde se realizan las conexiones para la transferencia de fluidos inflamables o combustibles, mientras dichos fluidos estén siendo transferidos por sistemas de cañerías.

Incluir el apartado 14.8.9:

14.8.9. Operaciones marítimas. Las operaciones de carga y descarga marítimas deben ser ensayadas en forma periódica, según sea requerido por la autoridad con jurisdicción.

Sustituir el apartado 14.9 Capacitación y entrenamiento del personal por lo siguiente:

14.9 Capacitación y entrenamiento del personal

14.9.1. Cada planta operadora debe contar con un plan escrito de capacitación y entrenamiento para instruir a todo el personal de la planta de GNL.

14.9.2. El plan de capacitación y entrenamiento debe incluir la capacitación y el entrenamiento del personal permanente de mantenimiento, operación y supervisión, con respecto a lo siguiente:

- (1) Las operaciones básicas llevadas a cabo en la instalación de GNL.
- (2) Las características y los peligros potenciales de los fluidos peligrosos involucrados en la operación y el mantenimiento de la planta de GNL, los cuales consisten en el serio peligro de quemaduras por congelación que pueden resultar del contacto con el GNL o los refrigerantes fríos; los asfixiantes; la inflamabilidad de mezclas con aire; los vapores inodoros, las características del *boil-off*; las reacciones con agua; la corrosividad para la piel y exposición a fluidos tóxicos.
- (3) Los métodos para llevar a cabo las tareas de mantenimiento y operación de la planta de GNL, según se describe en el Manual de Procedimientos Operativos y de Mantenimiento, a los que se hace referencia en los apartados 14.3 y 14.7.
- (4) Los métodos para llevar a cabo los procedimientos de emergencia requeridos en el apartado 14.4, según se relacione con las funciones asignadas al personal.
- (5) El entrenamiento relativo a seguridad del personal y a seguridad general aplicable a la industria de la construcción, según se relacione con las funciones asignadas al personal.

14.9.2.1 Todo el personal operativo y de supervisión debe ser entrenado en lo siguiente:

- (1) Instrucciones sobre las operaciones de la instalación, incluyendo controles, funciones y procedimientos de operación.
- (2) Procedimientos de transferencia de GNL.
- (3) Prácticas y principios de purga.

14.9.2.2 Todo personal involucrado en la operación y el mantenimiento de las plantas de GNL, incluyendo supervisores directos, deben estar entrenados en los siguientes aspectos de protección contra incendio y simulacros de incendio.

- (1) Potenciales causas y zonas de incendio.
- (2) Tipos, magnitudes y consecuencias previsibles de un incendio.
- (3) Funciones asignadas de control de incendios, de acuerdo con los procedimientos de emergencia de la sección 14.4, lo que incluye el uso adecuado de los equipamientos de protección contra incendio y de respuesta ante emergencias.
- (4) Experiencia práctica en la ejecución de las tareas listadas en los procedimientos de emergencia de la sección 14.4.

14.9.2.3 El personal responsable por la seguridad, según se relacione con las funciones asignadas y sea descrito en los procedimientos de seguridad requeridos, debe ser entrenado para realizar lo siguiente:

- (1) Reconocer las brechas de seguridad.
- (2) Llevar a cabo procedimientos de seguridad, según se relacione con las funciones asignadas.
- (3) Estar familiarizados con los procedimientos básicos de operación y emergencia de la planta, según sea necesario para desempeñar las funciones asignadas.
- (4) Identificar situaciones en las que sea necesario obtener asistencia para mantener la seguridad de la planta de GNL.

14.9.3 Todo el personal de la planta debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- (1) Debe recibir el entrenamiento detallado en 14.9.2.
- (2) Debe contar con experiencia en relación con las funciones asignadas.

14.9.4 Cualquier persona que no haya completado el entrenamiento o recibido la capacitación detallada en 14.9.2 debe estar bajo el control de personal entrenado.

14.9.5 Entrenamiento para transferencia marítima. Todas las personas involucradas en la transferencia marítima de GNL deben estar plenamente familiarizadas con todos los aspectos del procedimiento de transferencia, incluyendo los peligros potenciales y los procedimientos de emergencia.

14.9.5.1 El entrenamiento del personal involucrado en la transferencia marítima de GNL debe incluir lo siguiente:

- (1) Procedimientos de transferencia de GNL, incluyendo capacitación práctica bajo la supervisión de una persona con la experiencia que determine el operador de la terminal.
- (2) Previsiones del plan de contingencia.

14.9.5.2 El tiempo empleado asistiendo en la transferencia cuenta como cumplimiento del requisito de capacitación práctica.

14.9.5.3 Cada persona involucrada en las operaciones costeras de transferencia debe haber sido entrenada de acuerdo con los requerimientos de 14.9.2 y debe cumplir con lo siguiente.

- (1) Tener al menos 48 h de experiencia en la transferencia de GNL.
- (2) Tener conocimiento de los peligros del GNL.
- (3) Estar familiarizada con las previsiones del Capítulo 11.

- (4) Tener conocimiento de los procedimientos del manual operativo de la terminal y del manual de emergencia.

14.9.6 Entrenamiento de actualización

- 14.9.6.1** Las personas que deban recibir la capacitación y el entrenamiento detallado en 14.9.2 o 14.9.5 deben recibir un entrenamiento de actualización en los mismos temas con una frecuencia mínima de una vez cada 2 años.
- 14.9.6.2** La realización de operaciones reales de carga y descarga, bajo la supervisión de una persona calificada, cuenta como cumplimiento del requisito de actualización de la capacitación práctica.

Reemplazar el CAPÍTULO 15 – Procedimiento basado en el desempeño (Análisis de Riesgo) para el emplazamiento de la planta” por lo siguiente:

CAPITULO 15 — PROCEDIMIENTO BASADO EN EL DESEMPEÑO (ANÁLISIS DE RIESGO) PARA EL EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA

15.1. Alcance

- 15.1.1. Este capítulo está referido a la determinación de los riesgos individuales y sociales provenientes de la potencial liberación de GNL y de otras sustancias peligrosas almacenadas, transportadas o manipuladas en la planta.
- 15.1.2. En caso de ser aprobados, los requisitos de este capítulo podrán reemplazar la **Sección 5.3** de esta norma. Los requisitos de la **Sección 5.3** y del **Capítulo 15** no deben combinarse.
- 15.1.3. Las disposiciones de este capítulo se deben aplicar a **instalaciones nuevas** propuestas y a **instalaciones existentes** donde se propongan modificaciones y mejoras significativas. Los requisitos de este capítulo se deben aplicar a toda la planta.
- 15.1.4. Se deben cuantificar los riesgos de accidentes de transporte fuera de los límites de la planta que puedan afectar la seguridad de la planta.
- 15.1.5. Se deben cuantificar los riesgos de accidentes de transporte dentro de los límites de la planta que puedan afectar la seguridad de la planta.

15.2. Requisitos generales

- 15.2.1. Todos los datos de entrada, supuestos, metodologías y evaluaciones de riesgo que se utilicen en el Análisis Cuantitativo de Riesgo (ACR) deben estar completamente documentados y aprobados.
- 15.2.2. Las plantas de GNL deben estar diseñadas y ubicadas en aquellas áreas que no planteen riesgos intolerables para las poblaciones, instalaciones o propiedades adyacentes.
- 15.2.3. Los requisitos incluidos en el presente capítulo deben aplicarse para la evaluación de los riesgos, para las poblaciones adyacentes, a fin de garantizar que los riesgos individuales y los riesgos sociales cumplen con los criterios de tolerabilidad establecidos en el apartado 15.9.
- 15.2.4. Si se modifica la planta de GNL o se producen cambios en otras condiciones, los riesgos pueden cambiar. Por lo tanto, el análisis de riesgo debe ser realizado nuevamente, como mínimo:

- (1) Cuando las condiciones hayan cambiado como consecuencia directa de acciones y modificaciones significativas realizadas en la planta.
- (2) Cada 5 años.
- (3) Cuando sea requerido por la Autoridad de Aplicación para coordinar los procedimientos de respuesta a emergencias, conforme a la Sección 14.4.

15.3. Definiciones

Las definiciones siguientes se aplican exclusivamente para su uso en el Capítulo 15.

- 15.3.1. **ALARP** (Por sus siglas en inglés). Tan bajo como sea razonablemente practicable. El nivel de riesgo correspondiente al valor, determinado en forma objetiva, a partir del cual el tiempo, la dificultad y el costo de mayores medidas de reducción se vuelven irrazonablemente desproporcionados en relación con la reducción del riesgo obtenido.
- 15.3.2. **Evento**. Liberación de GNL, fluidos inflamables, refrigerantes inflamables o material tóxico, y el peligro subsiguiente para las personas expuestas.
- 15.3.3. **Riesgo individual**. La frecuencia, expresada en número de ocurrencias por año, para la cual un individuo, con una exposición potencial continua, podría sufrir una herida seria o mortal.
- 15.3.4. **Riesgo social**. La exposición al riesgo acumulado de todas las personas que sufren heridas serias o mortales, como consecuencia de un evento en la planta de GNL.

15.4. Cálculos del riesgo y base para el análisis

- 15.4.1. Los riesgos individuales deben presentarse en forma de contornos de valores constantes de riesgo individual.
- 15.4.2. El riesgo social debe presentarse en forma de un diagrama de frecuencia anual acumulada y el número de personas expuestas.
- 15.4.3. Los riesgos calculados deben compararse con los valores de riesgo a los que puede estar sujeta la población en las proximidades de la planta propuesta o existente, debido a causas naturales o de otras actividades humanas.

15.5. Escenarios de liberaciones de GNL y otros materiales peligrosos

- 15.5.1. Se debe desarrollar un conjunto integral de escenarios de liberación de GNL y otros materiales peligrosos desde contenedores de almacenamiento, sistemas de proceso y áreas de transferencia.
- 15.5.2. El espectro de escenarios de peligro debe elaborarse a partir de un Análisis de Peligros del Proceso (PHA), HAZOP u otros estudios sistemáticos de identificación de riesgos, y evaluación de escenarios que deben ser conservados durante la vida útil del sistema por el operador de las instalaciones.

- 15.5.3. Deben también incluirse como escenario las grandes liberaciones que puedan plantear riesgos particulares fuera de los límites de la propiedad junto con su probabilidad de ocurrencia.
- 15.5.4. Especificaciones de liberaciones
- 15.5.4.1. Para cada escenario de liberación de GNL y fluido peligroso, se debe especificar lo siguiente, según corresponda:
- (1) Composición de la corriente.
 - (2) Presión y temperatura nominal de la corriente.
 - (3) Estado de agregación del fluido.
 - (4) Inventario por secciones.
 - (5) Tamaño de los orificios.
 - (6) Ubicación y dirección de la liberación.
 - (7) Duración de la liberación para inventarios aislados exitosos o fallidos.
- 15.5.4.2. La tasa de flujo de liberación para cada escenario debe considerar el punto de sobreflujo de la bomba (*pump runout*), la fase del fluido y otros fenómenos aplicables.
- 15.5.4.3. La probabilidad anual de ocurrencia debe ser especificada para cada escenario, de acuerdo con los requisitos de la Sección 15.6.
- 15.5.4.4. Se deben especificar las características térmicas y físicas del sustrato expuesto a la liberación de líquido, y estos factores deben ser considerados en la modelización de las consecuencias del escenario.
- 15.5.4.5. El espectro de los posibles riesgos originados por el fluido liberado, debido a su interacción con el sustrato, el medio ambiente y las tendencias naturales deben ser considerados y documentados.
- 15.5.4.6. Los modos de comportamiento que deben considerarse incluyen los siguientes, pero no están limitados a estos:
- Vaporización instantánea (*flashing*).
 - Formación de aerosoles.
 - Propulsión de chorro líquido.
 - Formación y flujo de charcos.
 - Dispersión de vapores.
 - Incendios de chorro.
 - Incendios repentinos.
 - Explosiones de nubes de vapor.
 - Bolas de fuego.
 - Incendios en charcos.
 - Exposición de recipientes a presión.
 - Explosiones por expansión de líquidos en ebullición (BLEVEs).

15.6. Probabilidades de liberaciones y probabilidades condicionales

15.6.1. Las probabilidades anuales de liberaciones de fluidos peligrosos desde distintos equipos y para los escenarios identificados en el apartado 15.5 deben estar basadas en las tasas de falla que se especifican a continuación:

- (1) Para tanques de almacenamiento y sistemas de tanques, utilice la Tabla 15.6.1(a).
- (2) Para dispositivos de transferencia que incluyan brazos y mangueras, utilice la Tabla 15.6.1(b).
- (3) Para equipos de proceso, utilice la Tabla 15.6.1(c) donde se presentan las tasas de falla para cinco rangos de tamaño de orificio nominal, y el tamaño de orificio aplicado más grande está limitado por el diámetro máximo de la cañería en la parte del proceso que está siendo evaluado:
 - Orificios muy pequeños, de 0,001 a 0,003 m (0,04 a 0,1 pulgadas)
 - Orificios pequeños de 0,003 a 0,01 m (0,1 a 0,4 pulgadas)
 - Orificios medianos de 0.01–0.05 m (0.4 a 2 pulgadas)
 - Orificios grandes de 0.05–0.15 m (2 a 6 pulgadas)
 - Orificios extra grandes, de 0,15 m (6 pulgadas) y mayores, representados por un orificio equivalente al diámetro de la cañería.

Tabla 15.6.1 (a) — Tasas de falla para Tanques de almacenamiento

Tipo de Tanque de Almacenamiento	Tipo de Falla	Tasa de Falla por Año de Operación, por Tanque o Sistema de Tanque
Tanque de GNL de contención simple.	Falla catastrófica.	1.00E-6*
	Falla catastrófica del techo (techo de acero solamente).	1.00E-04
Tanque de GNL de contención doble.	Falla catastrófica.	1.25 E-8*
	Falla catastrófica del techo (techo de acero solamente).	1.00E-04
Tanque de GNL de contención total o membrana (contención externa de hormigón).	Falla catastrófica.	1.00E-8*
	Falla catastrófica del techo (techo de acero solamente).	4.00E-05
Tanques atmosféricos.	Falla catastrófica.	3.00E-06
	Liberación por orificio de diámetro efectivo de 12 in. (0,3 m).	2.50E-03
	Liberación por orificio de diámetro efectivo de 36 in. (1 m).	1.00E-04
	Falla catastrófica del techo.	2.00E-03

Tabla 15.6.1 (a) — Tasas de falla para Tanques de almacenamiento

Tipo de Tanque de Almacenamiento	Tipo de Falla	Tasa de Falla por Año de Operación, por Tanque o Sistema de Tanque
Tanques presurizados o almacenamiento de refrigerantes.	Falla catastrófica.	4.70E-07
	Liberación por orificio de diámetro efectivo de 4 in. (0,1 m).	4.30E-06
	Liberación por orificio de diámetro efectivo de 1 in. (0,025 m).	7.10E-06
	Liberación por orificio de diámetro efectivo de 0.2 in. (0,05 m).	2.30E-05

* Considerar los efectos de amenazas externas al determinar la frecuencia de falla.

Tabla 15.6.1(b) — Tasas de Falla de Dispositivos de Transferencia

Tipo de Transferencia	Tipo de Falla	Tasa de Falla por Hora de Operación, por Brazo o Manguera
Camión.	Ruptura del brazo de transferencia.	3.00E-08
	Liberación por un orificio en brazo de transferencia con un diámetro efectivo del 10 % del diámetro del brazo (máx. 2 pulgadas).	3.00E-07
	Ruptura de la manguera de transferencia.	4.00E-06
	Liberación por un orificio en la manguera de transferencia con un diámetro efectivo del 10 % del diámetro de la manguera (máx. 2 pulgadas).	4.00E-05
Buque.	Ruptura del brazo de transferencia.	2.00E-9*
	Liberación por un orificio en brazo de transferencia con un diámetro efectivo del 10 % del diámetro del brazo (máx. 2 pulgadas).	2.00E-8*

*Asume sistema de ESD con acoplamiento por liberación de emergencia instalado, PERC

Table 15.6.1(c) — Tasas de Falla de Equipos de Proceso

Tipo de Equipo	Diámetro Nominal del Equipo [pulgadas]	Tasa de falla por año de operación según tamaño de orificio [pulgadas]					Total tasa de falla
		0.04 – 0.1	0.1 – 0.4	0.4 – 2	2 – 6*	> 6*	
Cañería de proceso de acero, tasa de falla por metro.	hasta 2	1.49E-05	6.40E-06	2.79E-06	1.02E-06		2.51E-05
	3	1.36E-05	5.77E-06	2.47E-06	8.80E-07		2.27E-05
	4	1.23E-05	5.14E-06	2.17E-06	7.54E-07		2.03E-05
	6	9.54E-06	3.89E-06	1.60E-06	3.24E-07	2.05E-07	1.56E-05
	8	8.62E-06	3.64E-06	1.56E-06	3.30E-07	2.27E-07	1.44E-05
	10	8.65E-06	3.91E-06	1.81E-06	4.17E-07	3.27E-07	1.51E-05
	12	8.62E-06	4.16E-06	2.08E-06	5.22E-07	4.63E-07	1.58E-05
	14	8.51E-06	4.39E-06	2.37E-06	6.49E-07	6.49E-07	1.66E-05
	16	8.32E-06	4.59E-06	2.69E-06	7.98E-07	9.04E-07	1.73E-05
	18	8.05E-06	4.75E-06	3.01E-06	9.71E-07	1.25E-06	1.80E-05
	>20	7.69E-06	4.85E-06	3.33E-06	1.17E-06	1.74E-06	1.88E-05
Cañería flexible, tasa de falla por metro.	hasta 2	5.81E-04	3.04E-04	1.67E-04	9.16E-05		1.14E-03
	3	4.41E-04	2.45E-04	1.44E-04	9.01E-05		9.21E-04
	4	3.13E-04	1.84E-04	1.16E-04	8.34E-05		6.98E-04
	6	9.65E-05	6.38E-05	4.63E-05	1.72E-05	2.77E-05	2.52E-04
	8	3.06E-05	2.16E-05	1.70E-05	6.86E-06	1.31E-05	8.93E-05
	10	2.46E-05	1.81E-05	1.49E-05	6.30E-06	1.35E-05	7.74E-05
	12	1.91E-05	1.46E-05	1.26E-05	5.60E-06	1.36E-05	6.56E-05
	14	1.42E-05	1.13E-05	1.02E-05	4.76E-06	1.33E-05	5.37E-05
	16	9.88E-06	8.17E-06	7.76E-06	3.79E-06	1.23E-05	4.19E-05
	18	6.20E-06	5.34E-06	5.32E-06	2.72E-06	1.05E-05	3.00E-05
	>20	3.20E-06	2.86E-06	2.99E-06	1.61E-06	7.53E-06	1.82E-05
Uniones bridadas †.	hasta 2	4.39E-06	1.97E-06	9.06E-07	3.79E-07		7.64E-06
	3	5.05E-06	2.26E-06	1.04E-06	5.08E-07		8.85E-06
	4	5.71E-06	2.55E-06	1.17E-06	6.36E-07		1.01E-05
	6	7.03E-06	3.13E-06	1.42E-06	3.22E-07	5.67E-07	1.25E-05
	8	8.67E-06	3.75E-06	1.64E-06	3.58E-07	7.92E-07	1.52E-05
	10	1.06E-05	4.36E-06	1.81E-06	3.71E-07	1.03E-06	1.82E-05
	12	1.26E-05	4.95E-06	1.94E-06	3.73E-07	1.27E-06	2.12E-05

Table 15.6.1(c) — Tasas de Falla de Equipos de Proceso

Tipo de Equipo	Diámetro Nominal del Equipo [pulgadas]	Tasa de falla por año de operación según tamaño de orificio [pulgadas]					Total tasa de falla
		0.04 – 0.1	0.1 – 0.4	0.4 – 2	2 – 6*	> 6*	
	14	1.47E-05	5.50E-06	2.03E-06	3.68E-07	1.50E-06	2.41E-05
	16	1.69E-05	6.01E-06	2.10E-06	3.58E-07	1.73E-06	2.71E-05
	18	1.91E-05	6.49E-06	2.14E-06	3.43E-07	1.96E-06	3.01E-05
	>20	2.14E-05	6.93E-06	2.16E-06	3.25E-07	2.19E-06	3.31E-05
Válvulas manuales.	hasta 2	1.50E-05	8.05E-06	4.58E-06	2.66E-06		3.03E-05
	3	1.55E-05	8.06E-06	4.39E-06	2.36E-06		3.03E-05
	4	1.61E-05	8.05E-06	4.19E-06	2.08E-06		3.04E-05
	6	1.71E-05	7.97E-06	3.81E-06	9.15E-07	7.16E-07	3.06E-05
	8	2.09E-05	9.85E-06	4.78E-06	1.16E-06	9.81E-07	3.77E-05
	10	2.53E-05	1.24E-05	6.31E-06	1.62E-06	1.51E-06	4.71E-05
	12	2.93E-05	1.50E-05	7.99E-06	2.16E-06	2.18E-06	5.65E-05
	14	3.29E-05	1.75E-05	9.80E-06	2.78E-06	3.03E-06	6.60E-05
	16	3.60E-05	2.00E-05	1.17E-05	3.51E-06	4.11E-06	7.54E-05
	18	3.88E-05	2.24E-05	1.38E-05	4.34E-06	5.49E-06	8.48E-05
	>20	4.11E-05	2.47E-05	1.60E-05	5.29E-06	7.23E-06	9.42E-05
	Válvulas actuadas.	hasta 2	1.45E-04	5.77E-05	2.30E-05	7.28E-06	
3		1.27E-04	5.28E-05	2.21E-05	7.59E-06		2.10E-04
4		1.11E-04	4.77E-05	2.09E-05	7.81E-06		1.87E-04
6		7.87E-05	3.68E-05	1.77E-05	4.26E-06	3.61E-06	1.41E-04
8		6.89E-05	3.25E-05	1.58E-05	3.87E-06	3.37E-06	1.25E-04
10		7.19E-05	3.28E-05	1.54E-05	3.60E-06	2.95E-06	1.27E-04
12		7.48E-05	3.31E-05	1.49E-05	3.34E-06	2.57E-06	1.29E-04
14		7.78E-05	3.32E-05	1.44E-05	3.10E-06	2.24E-06	1.31E-04
16		8.08E-05	3.34E-05	1.39E-05	2.87E-06	1.93E-06	1.33E-04
18		8.37E-05	3.35E-05	1.34E-05	2.65E-06	1.66E-06	1.35E-04
>20	8.67E-05	3.35E-05	1.29E-05	2.45E-06	1.42E-06	1.37E-04	
Conexiones de instrumentos.	todos	1.20E-04	5.00E-05	2.70E-05			1.97E-04

Table 15.6.1(c) — Tasas de Falla de Equipos de Proceso

Tipo de Equipo	Diámetro Nominal del Equipo [pulgadas]	Tasa de falla por año de operación según tamaño de orificio [pulgadas]					Total tasa de falla
		0.04 – 0.1	0.1 – 0.4	0.4 – 2	2 – 6*	> 6*	
Recipientes a presión de procesos.	Entradas < 2	3.30E-04	1.70E-04	1.40E-04			6.42E-04
	2 ≤ Entradas < 6	3.30E-04	1.70E-04	9.30E-05	4.90E-05		6.42E-04
	Entradas ≥ 6	3.30E-04	1.70E-04	9.30E-05	2.50E-05	2.40E-05	6.42E-04
Bombas centrífugas.	Entradas < 2	2.70E-03	6.40E-04	1.60E-04			3.50E-03
	2 ≤ Entradas < 6	2.70E-03	6.40E-04	1.40E-04	1.80E-05		3.50E-03
	Entradas ≥ 6	2.70E-03	6.40E-04	1.40E-04	1.40E-05	4.00E-06	3.50E-03
Bombas reciprocantes.	Entradas < 2	8.10E-04	5.50E-04	8.60E-04			2.22E-03
	2 ≤ Entradas < 6	8.10E-04	5.50E-04	4.20E-04	4.40E-04		2.22E-03
	Entradas ≥ 6	8.10E-04	5.50E-04	4.20E-04	1.60E-04	2.80E-04	2.22E-03
Compresores centrífugos.	Entradas < 2	3.40E-03	1.50E-03	9.20E-04			5.82E-03
	2 ≤ Entradas < 6	3.40E-03	1.50E-03	6.70E-04	2.50E-04		5.82E-03
	Entradas ≥ 6	3.40E-03	1.50E-03	6.70E-04	1.50E-04	1.10E-04	5.83E-03
Compresores alternativos.	Entradas < 2	6.80E-03	3.10E-03	2.00E-03			1.19E-02
	2 ≤ Entradas < 6	6.80E-03	3.10E-03	1.40E-03	5.60E-04		1.19E-02
	Entradas ≥ 6	6.80E-03	3.10E-03	1.40E-03	3.20E-04	2.40E-04	1.19E-02
Intercambiadores de calor de casco y tubo; lado casco (con hidrocarburos).	Entradas < 2	9.00E-04	4.30E-04	3.10E-04			1.64E-03
	2 ≤ Entradas < 6	9.00E-04	4.30E-04	2.10E-04	9.70E-05		1.64E-03
	Entradas ≥ 6	9.00E-04	4.30E-04	2.10E-04	5.30E-05	4.40E-05	1.64E-03
Intercambiadores de calor de casco y tubo; lado tubo (con hidrocarburos).	Entradas < 2	3.90E-04	2.30E-04	2.60E-04			8.80E-04
	2 ≤ Entradas < 6	3.90E-04	2.30E-04	1.50E-04	1.10E-04		8.80E-04
	Entradas ≥ 6	3.90E-04	2.30E-04	1.50E-04	4.90E-05	6.20E-05	8.81E-04
Intercambiadores de placa.	Entradas < 2	5.60E-03	2.00E-03	8.50E-04			8.45E-03
	2 ≤ Entradas < 6	5.60E-03	2.00E-03	6.80E-04	1.70E-04		8.45E-03
	Entradas ≥ 6	5.60E-03	2.00E-03	6.80E-04	1.10E-04	5.80E-05	8.45E-03
Aeroenfriadores.	Entradas < 2	8.90E-04	3.10E-04	1.40E-04			1.34E-03
	2 ≤ Entradas < 6	8.90E-04	3.10E-04	1.10E-04	2.80E-05		1.34E-03
	Entradas ≥ 6	8.90E-04	3.10E-04	1.10E-04	1.80E-05	9.30E-06	1.34E-03

Table 15.6.1(c) — Tasas de Falla de Equipos de Proceso

Tipo de Equipo	Diámetro Nominal del Equipo [pulgadas]	Tasa de falla por año de operación según tamaño de orificio [pulgadas]					Total tasa de falla
		0.04 – 0.1	0.1 – 0.4	0.4 – 2	2 – 6*	> 6*	
Filtros.	Entradas < 2	1.20E-03	4.40E-04	1.90E-04			1.83E-03
	2 ≤ Entradas < 6	1.20E-03	4.40E-04	1.50E-04	3.90E-05		1.83E-03
	Entradas ≥ 6	1.20E-03	4.40E-04	1.50E-04	2.60E-05	1.30E-05	1.83E-03
Trampas de scraper.	Entradas < 2	1.40E-03	7.40E-04	6.30E-04			2.77E-03
	2 ≤ Entradas < 6	1.40E-03	7.40E-04	4.10E-04	2.20E-04		2.77E-03
	Entradas ≥ 6	1.40E-03	7.40E-04	4.10E-04	1.10E-04	1.10E-04	2.77E-03
Desgasificadores.	Entradas < 2	8.70E-04	5.50E-04	7.20E-04			2.14E-03
	2 ≤ Entradas < 6	8.70E-04	5.50E-04	3.80E-04	3.40E-04		2.14E-03
	Entradas ≥ 6	8.70E-04	5.50E-04	3.80E-04	1.40E-04	2.00E-04	2.14E-03
Expansores.	Entradas < 2	2.30E-03	1.00E-03	6.20E-04			3.92E-03
	2 ≤ Entradas < 6	2.30E-03	1.00E-03	4.50E-04	1.70E-04		3.92E-03
	Entradas ≥ 6	2.30E-03	1.00E-03	4.50E-04	9.90E-05	7.00E-05	3.92E-03
Turbinas.	Entradas < 2	6.90E-03	2.40E-03	1.10E-03			1.04E-02
	2 ≤ Entradas < 6	6.90E-03	2.40E-03	7.90E-04	3.40E-04		1.04E-02
	Entradas ≥ 6	6.90E-03	2.40E-03	7.90E-04	1.30E-04	2.10E-04	1.04E-02

Para unidades SI, 1 in. = 0.0254 m.

* Si el límite superior del rango de tamaño de orificio excede el diámetro de la cañería, utilizar el diámetro de la cañería como tamaño de orificio representativo para el modelado de las consecuencias.

† Estas tasas de falla no necesariamente representan fallas de juntas en instalaciones de GNL. En todos los sistemas, las cañerías que incluyan cañerías bridadas deben considerar liberaciones de producto debido a fallas en las juntas.

15.6.2. Las cañerías en todos los sistemas que incluyan uniones bridadas deben considerar liberaciones debido a fallas en las juntas.

15.6.3. Las probabilidades condicionales aplicadas al análisis deben ser justificadas y documentadas.

15.6.4. En caso de que hubiese más de un componente trabajando en simultáneo, esto debe ser considerado adecuadamente en la probabilidad de falla inicial, de acuerdo con la configuración del sistema.

15.7. Condiciones de Modelado y Probabilidades de Ocurrencia

- 15.7.1. Las estadísticas de las condiciones ambientales específicas del sitio deben ser obtenidas por mediciones directas en el sitio durante períodos de tiempo aceptables, que permitan obtener datos estadísticamente significativos, o a partir de datos de la estación meteorológica más representativa.
- 15.7.1.1. Los intervalos de recolección y promedio de datos deben tener una duración tal que permitan garantizar resultados adecuados del modelo.
- 15.7.1.2. Los datos meteorológicos deben incluir lo siguiente:
- (1) Dirección del viento.
 - (2) Velocidad del viento.
 - (3) Temperatura ambiente.
 - (4) Humedad relativa.
- 15.7.1.3. Si no se dispone de datos meteorológicos representativos del sitio, se debe utilizar un conjunto aprobado de premisas conservadoras.
- 15.7.2. Las probabilidades condicionales para las condiciones ambientales deben obtenerse a partir de la información meteorológica especificada en 15.7.1.
- 15.7.3. Deben considerarse en los análisis de riesgo las características estructurales y topográficas, dentro y en las proximidades del sitio de emplazamiento de la planta, que pudieran aumentar las consecuencias de los escenarios de liberación.
- 15.7.4. Para explosiones de nubes de vapor, se debe considerar el confinamiento y la congestión debido a cañerías, equipos y vegetación.
- 15.7.5. La ubicación y las características de las fuentes de ignición del vapor en la planta y sus alrededores deben ser relevadas y documentadas.
- 15.7.6. Se deben evaluar y documentar las probabilidades de que haya fuentes de ignición activas durante la dispersión de una nube de vapor.

15.8. Evaluación de Peligros y Consecuencias

- 15.8.1. Se deben calcular las áreas de impacto potencial (*hazard footprints*) para los escenarios de liberaciones identificados, conforme a los requisitos establecidos en 15.5.
- 15.8.2. Se deben cuantificar las áreas de impacto potencial para cada combinación de escenario de liberaciones; tipo de peligro; y condición ambiental y operativa de la planta, identificadas conforme a los requisitos de las Secciones 15.5, 15.6 y 15.7.
- 15.8.3. Se deben evaluar los siguientes tipos de áreas de impacto potencial para cuantificar efectos potencialmente fatales o daños irreversibles:
- (1) Límites de concentración derivados de la dispersión de gas o vapor inflamable.
 - (2) Límites de concentración derivados de la dispersión de gases o vapores tóxicos.

- (3) Límites de sobrepresión derivados de explosiones de nubes de vapor, explosiones de recipientes a presión y BLEVEs (Explosiones por Expansión de Líquidos en Ebullición).
 - (4) Límites de flujo térmico o dosis térmica derivados de incendios en charcos, incendios de chorro y bolas de fuego.
 - (5) Gas asfixiante, si así lo requiere la autoridad competente.
- 15.8.3.1. Se deben evaluar los daños potenciales en cascada, a partir de los escenarios de liberación primarios identificados en 15.5, dentro de los límites de la planta.
- 15.8.3.2. Si la evaluación identifica una exacerbación de los peligros iniciales, los cálculos de riesgo deben incluir los efectos en cascada.
- 15.8.4. Se deben calcular las áreas de impacto potencial para los tipos de peligros especificados en 15.8.3 utilizando modelos aprobados conforme a 15.8.4.1 a 15.8.4.3.
- 15.8.5. Se deben calcular las áreas de impacto potencial para las nubes de dispersión de vapor, utilizando modelos que cumplan con los criterios especificados en el apartado 5.3.2.6. u otro modelo que sea aceptado por la Autoridad de Aplicación.
- 15.8.5.1. Los valores umbral de peligro para la dispersión de nubes de vapor deben ser los especificados en la Tabla 15.8.4.1.1.

Tabla 15.8.4.1.1 — Puntos finales de consecuencias de dispersión de vapor

Concentración del material liberado en aire	Duración	Consecuencia
LFL	N/A	Daño irreversible y fallecimiento de personas dentro de una nube encendida de gas o vapor inflamable.
AEGL-3	Basado en la duración de la exposición, pero no más de 1 hora.	Fallecimiento de personas dentro de una nube de gas tóxico.
AEGL-2	Basado en la duración de la exposición, pero no más de 1 hora.	Daño irreversible a personas dentro de una nube de gas tóxico.
40%	N/A	Fallecimiento de personas dentro de una nube de gas que desplaza el aire a menos del 12,5 % de oxígeno.
23%	N/A	Daño irreversible a personas dentro de una nube de gas que desplaza el aire a menos del 16 % de oxígeno.

N/A: No aplica.

- 15.8.5.2. Se debe calcular las áreas de impacto potencial para flujo térmico radiante y dosis térmica, utilizando modelos que cumplan con los criterios especificados en el apartado 5.3.2.6. u otro modelo que sea aceptado por la Autoridad de Aplicación
- 15.8.5.2.1. Los valores umbral de peligro para el flujo térmico radiante deben ser los especificados en la Tabla 15.8.4.2.1.
- 15.8.5.2.2. Para bolas de fuego (*fireballs*), la extensión de la exposición debe calcularse utilizando una dosis equivalente a (9 kW/m^2) durante un tiempo de exposición de 30 segundos $(646 \text{ kW/m}^2)^{(4/3)} \cdot S$.

Tabla 15.8.4.2.1 — Puntos finales de Consecuencia por Flujo de Calor Radiante

Nivel Máximo de Flujo de Calor (kW/m ²)	Consecuencias
9	Fallecimiento de personas al aire libre sin equipo de protección personal (EPP).
5	Daño irreversible a personas al aire libre sin EPP.
25	Daño irreversible y fallecimiento de personas dentro de un edificio con revestimiento exterior combustible.*
30	Daño irreversible y fallecimiento de personas dentro de un edificio con revestimiento exterior no combustible.

*Ejemplos de exteriores combustibles incluyen estructuras con armazón de madera, techos de tejas asfálticas, vegetación, etc.

- 15.8.5.3. Se deben calcular las áreas de impacto potencial por sobrepresión utilizando modelos que cumplan los criterios especificados en el apartado 5.3.2.6. u otro modelo que sea aceptado por la Autoridad de Aplicación.
- 15.8.5.3.1. Los valores umbral de peligro por sobrepresión deben ser los especificados en la Tabla 15.8.4.3.1.
- 15.8.5.3.2. Para BLEVEs o explosiones de recipientes a presión, se debe considerar la exposición al impacto de proyectiles utilizando un umbral de energía cinética de 15 joule para personas al aire libre y de 15 joule, o un valor superior aprobado, para personas en interiores.

Tabla 15.8.4.3.1 — Puntos finales de Consecuencia por Sobrepresión

Consecuencias por Sobrepresión Lateral [kPA]	Consecuencia
20.7	Fallecimiento de personas al aire libre.
6.9	Daño irreversible a personas al aire libre.
6.9	Daño irreversible y fallecimiento de personas dentro de un edificio no resistente a explosiones.

15.8.6. Para cada escenario de liberación y tipo de riesgo, identificado en el apartado 15.5, y distancias de riesgo o áreas evaluadas en el apartado 15.8, el número total de personas ubicadas dentro de cada única área de impacto potencial deben ser enumeradas y determinadas por medio de un relevamiento directo, o utilizando datos demográficos públicos, datos censales del INDEC u otras metodologías adecuadamente justificadas y documentadas, y aprobadas por la Autoridad de Aplicación. Deben incluirse los transeúntes y la cantidad de personas en las carreteras y calles aledañas, tomando la cantidad probable de personas durante el horario de mayor tránsito vehicular o peatonal.

15.9. Presentación de los resultados del análisis de riesgo

15.9.1. Riesgo Individual Específico de la Ubicación.

15.9.1.1. Las áreas de impacto potencial de cada evento deben combinarse con su probabilidad de ocurrencia y las probabilidades condicionales asociadas para calcular el riesgo para un individuo a partir de ese evento único.

15.9.1.2. El riesgo de cada evento en el Análisis Cuantitativo de Riesgo (ACR) debe combinarse para cuantificar el riesgo general para un individuo.

15.9.1.3. Los riesgos individuales deben presentarse gráficamente utilizando contornos de riesgos individuales constantes.

15.9.1.4. Se deben analizar las incertidumbres y superposiciones en el cálculo de los riesgos individuales.

15.9.2. Riesgos Sociales.

15.9.2.1. El número potencial de personas afectadas debe ser determinado utilizando la información demográfica local aprobada y las áreas de impacto potencial aprobadas.

15.9.2.2. Los valores de riesgo social deben presentarse en forma de una curva F-N, que representa la frecuencia acumulativa anual (F) de superación en función del número de personas afectadas (N).

15.9.2.3. Se deben analizar las incertidumbres y suposiciones en el cálculo de los riesgos sociales. Los detalles de la estimación de los errores deben ser documentados.

15.9.2.4. La curva F-N debe construirse considerando todos los eventos únicos evaluados en el ACR y sus respectivas frecuencias de ocurrencia.

15.10. Criterios de tolerabilidad de riesgos

15.10.1. Se deben utilizar los criterios de aceptabilidad del riesgo individual especificados en la Tabla 15.10.1(a) y la Tabla 15.10.1(b).

Tabla 15.10.1(a) — Criterios de Tolerabilidad del Riesgo Individual (IR) de Fallecimiento

Frecuencia Anual del Criterio	Desarrollos Permitidos
Zona 1 $IR > 5 \times 10^{-5}$	Todos los usos del suelo bajo control del operador de la planta o sujetos a un acuerdo legal aprobado.
Zona 2 $3 \times 10^{-7} \leq IR \leq 5 \times 10^{-5}$	Áreas públicas generales, excluyendo establecimientos sensibles.*
Zona 3 $IR < 3 \times 10^{-7}$	Sin restricciones.

* Los establecimientos sensibles son instalaciones de instituciones que podrían ser difíciles de evacuar. Se incluyen, entre otros: escuelas, guarderías, hospitales, hogares de ancianos, cárceles y prisiones.

Tabla 15.10.1(b) — Criterios de Tolerabilidad del Riesgo Individual (IR) de Daño Irreversible

Frecuencia Anual del Criterio	Desarrollos Permitidos
Zona 1 $IR > 5 \times 10^{-4}$	Todos los usos del suelo bajo control del operador de la planta o sujetos a un acuerdo legal aprobado.
Zona 2 $3 \times 10^{-6} \leq IR \leq 5 \times 10^{-4}$	Áreas públicas generales, excluyendo establecimientos sensibles.*
Zona 3 $IR < 3 \times 10^{-6}$	Sin restricciones.

* Los establecimientos sensibles son instalaciones de instituciones que podrían ser difíciles de evacuar. Se incluyen, entre otros: escuelas, guarderías, hospitales, hogares de ancianos, cárceles y prisiones.

En relación con la Tabla 15.10.1, se aclara lo siguiente: a) lo que no está permitido en la Zona 2 no está permitido en la zona 1, y lo que no está permitido en la Zona 3 no está permitido ni en la Zona 2 ni en la Zona 1; b) el concepto de áreas de congregaciones públicas numerosas incluye avenidas y calles transitadas.

15.10.2. Se deben utilizar los criterios de aceptabilidad de riesgos sociales indicados en la Figura 15.10.2(a) y en la Figura 15.10.2(b).

15.10.3. Los criterios de tolerabilidad utilizados en 15.10.1 y 15.10.2 solo podrán modificarse con la aprobación de la Autoridad competente.

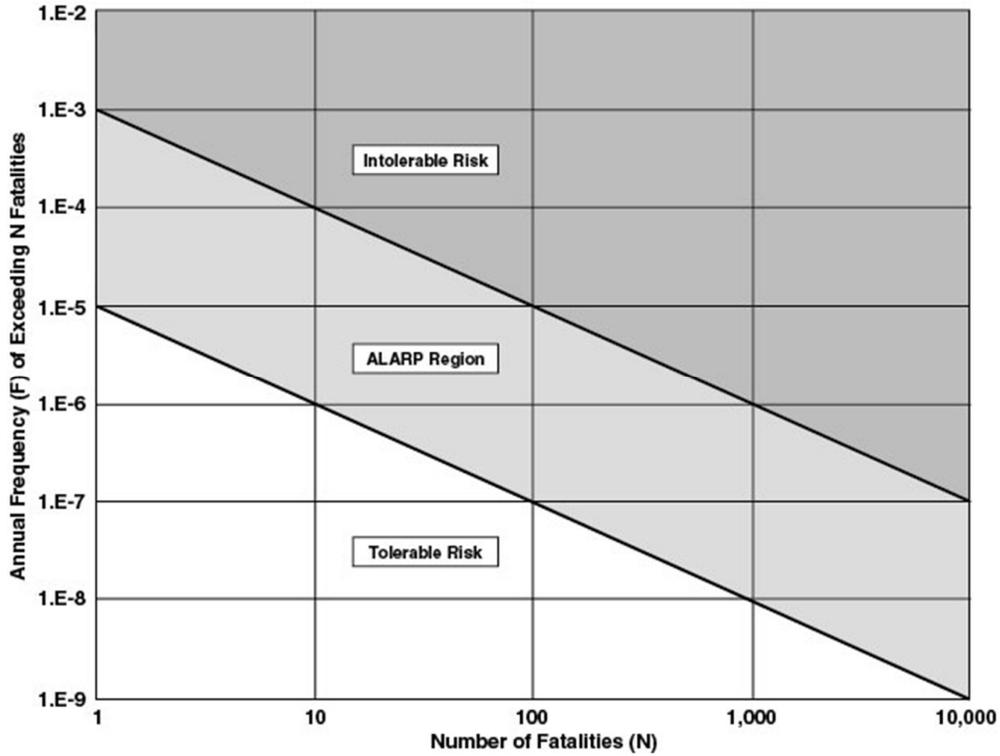


Figura 15.10.2(a) — Regiones de tolerabilidad del riesgo de fatalidad social en el dominio F-N

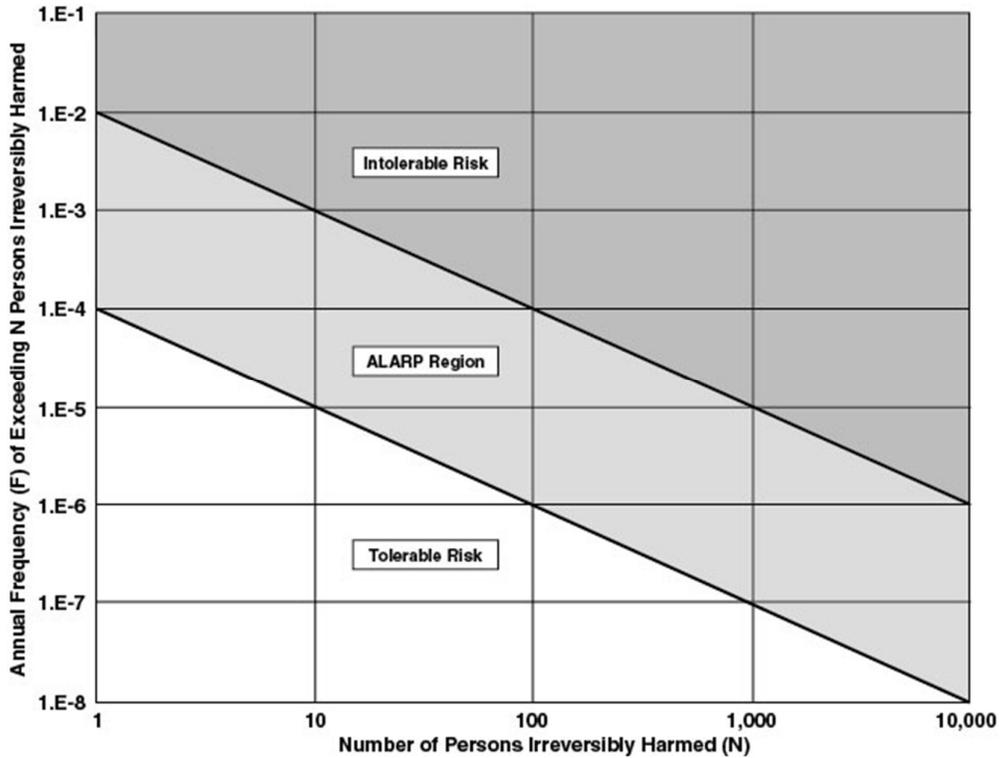


Figura 15.10.2(b) — Regiones de tolerabilidad del riesgo de daño social irreversible en el dominio F-N

15.11. Metodologías para la mitigación de riesgos

- 15.11.1. Los riesgos individuales calculados que estén en la región de riesgo intolerable deben reducirse a niveles tolerables mediante la implementación de medidas de mitigación adicionales.
- 15.11.2. Los riesgos sociales calculados que se encuentren en la región intolerable deben reducirse a niveles tolerables o a niveles ALARP mediante la implementación de medidas de mitigación adicionales aprobadas.
- 15.11.3. En el caso de que los riesgos sociales calculados se ubiquen en la región ALARP, se debe considerar la reducción del riesgo mediante la implementación de medidas de mitigación adicionales aprobadas.



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
AÑO DE LA RECONSTRUCCIÓN DE LA NACIÓN ARGENTINA

Hoja Adicional de Firmas
Anexo

Número:

Referencia: EX-2025-97871876- -APN-GIYN#ENARGAS - Adenda N° 1 Año 2025 de la NAG-501 (2018) para consulta pública

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 88 pagina/s.