

República de Colombia



**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**RESOLUCIÓN NÚMERO**

(XXXXXXXXXXXXXXXXXX)

Por la cual se dicta el Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de Gas Natural Licuado.

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA**

en uso de sus facultades legales, en especial las conferidas por el Decreto 0381 de 2012; y,

**CONSIDERANDO:**

Que de acuerdo con lo previsto en el Artículo 78 de la Constitución Política de Colombia: "...Serán responsables, de acuerdo con la ley, quienes en la producción y en la comercialización de bienes y servicios, atenten contra la salud, la seguridad y el adecuado aprovisionamiento a consumidores y usuarios...".

Que es necesario dar alcance a los avances tecnológicos de la actividad aquí reglamentada como el mejor camino de incrementar la seguridad.

Que es necesario asegurar la calidad de las instalaciones y productos que las empresas utilizan para la correcta prestación de sus servicios, ya sean de origen nacional o proveniente de otro país.

Que de conformidad con las disposiciones constitucionales, la libre competencia económica es un derecho de todos que supone responsabilidades frente a las cuales se establecerán reglas mínimas para garantizar la seguridad y la no afectación del medio ambiente.

Que de conformidad con lo dispuesto en el artículo 1º de la Ley 142 de 1994, dentro de los servicios públicos domiciliarios se encuentra el servicio público domiciliario de gas combustible y que dicha ley aplica a las actividades complementarias según lo definido en el numeral 14.28 de la norma.

Que el numeral 9 del Decreto 0381 de 2012 asigna como función del Ministerio de Minas y Energía la de expedir los reglamentos técnicos sobre producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica y gas combustible, así como sus usos y aplicaciones.

Que mediante la Ley 170 de 1994 Colombia aprobó la adhesión al Acuerdo de la Organización Mundial del Comercio (OMC), el cual contiene, entre otros, el Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio (OTC).

Que a través de la Ley 172 de 1994 se aprobó el Tratado de Libre Comercio entre los Gobiernos de los Estados Unidos Mexicanos y la República de Venezuela (G-3); y que, a su vez, la Comisión del Acuerdo de Cartagena (CAN), de la cual Colombia hace parte, aprobó la Decisión 376 de 1995, modificada por la Decisión 419 de 1997.

Que en el Numeral 2.2 del Artículo 2º del Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio de la OMC; en el Artículo 14-01 del Tratado de Libre Comercio con los Estados Unidos Mexicanos y la República de Venezuela (G-3); y, en el Artículo 26 de la Decisión Andina 376 de 1995 los Reglamentos Técnicos se establecen para asegurar, entre otros, los objetivos legítimos de garantizar la seguridad nacional; proteger la vida, la salud y la seguridad humanas, animal y vegetal; proteger el medio ambiente; así como la prevención de prácticas que puedan inducir a error a los consumidores.

Que la Decisión 562 de 2003 de la Comunidad Andina de Naciones estableció directrices para la elaboración, adopción y aplicación de reglamentos técnicos en los Países miembros de la Comunidad Andina y a nivel comunitario.

Que en aplicación de los mencionados instrumentos internacionales, previamente a la expedición de un Reglamento Técnico, el proyecto debe enviarse al Punto de Contacto en materia de normalización y procedimientos de Evaluación de la Conformidad, con una antelación mínima de 90 días, con el fin

de que se hagan las notificaciones correspondientes a la Organización Mundial de Comercio, Comunidad Andina y al Grupo de los Tres, respectivamente.

Que de conformidad con el artículo 16 de la Decisión 562 de 2003, El Ministerio de Minas y Energía notificará a la Secretaría General de la Comunidad Andina, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes a la expedición del presente Reglamento Técnico, debiendo ésta a su vez notificar a los demás Países Miembros dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes de recibida la notificación.

Que en aplicación de lo previsto en el Numeral 3.1.5 del Capítulo Tercero del Título IV de la Circular Única de la Superintendencia de Industria y Comercio, el Ministerio de Minas y Energía envió el proyecto de Reglamento Técnico al Punto de Contacto en materia de Normalización y Procedimientos de Evaluación de la Conformidad para efectos de que se surtieran las correspondientes notificaciones a la Organización Mundial del Comercio (OMC), Comunidad Andina de Naciones (CAN) y al Grupo de los Tres (G-3).

Que el artículo 7 del Decreto 2269 de 1993 dispone que los productos o servicios sometidos al cumplimiento de una Norma Técnica Colombiana Obligatorio o un reglamento técnico, deben cumplir con estos independientemente que se produzcan en Colombia o se importen. Los productos importados, para ser comercializados en Colombia, deben cumplir adicionalmente con las normas técnicas o reglamentos obligatorios del país del origen.

Que de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6. de la Ley 1480 de 2011, los productores deben asegurar la idoneidad y seguridad de los bienes y servicios que ofrezcan o pongan en el mercado, así como la calidad ofrecida, las cuales no podrán ser inferiores o contravenir lo previsto en reglamentos técnicos y su incumplimiento dará lugar a: i) Responsabilidad solidaria del productor y proveedor por garantía ante los consumidores; ii) Responsabilidad administrativa individual ante las autoridades de supervisión y control; y, iii) Responsabilidad por daños por producto defectuoso.

Que los organismos de evaluación de la conformidad están sujetos a lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 1480 de 2011 en relación con las responsabilidades en el ejercicio de sus funciones.

Que el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 definió *“En cuanto al gas natural, el Gobierno nacional establecerá lineamientos de política centrados en el aseguramiento del abastecimiento en el mediano plazo y en la confiabilidad de la prestación del servicio. Para ello, debe seguir dos estrategias: (1) profundizar en la promoción de la actividad exploratoria mediante la libertad de las exportaciones, las cuales obedecerán a criterios técnicos y transparentes que tengan en cuenta el abastecimiento interno; y (2) crear un esquema que permita importar gas natural, para garantizar el abastecimiento interno, bajo el mecanismo más eficiente desde el punto de vista técnico y económico.”*

Que en el año 2012 el Departamento Nacional de Planeación finalizó un estudio sobre la importación de GNL consistente en “IDENTIFICAR, ANALIZAR Y CALIFICAR AREAS FISICAS QUE CUMPLAN CON LAS CONDICIONES TECNICAS, COMERCIALES, AMBIENTALES Y SOCIALES, DE NAVEGACION MARINA, DE INFRAESTRUCTURA PORTUARIA Y DE TRANSPORTE DE GAS, PARA LA IMPORTACION DE GAS NATURAL LICUADO-GNL- AL PAIS A TRAVES DE UNA PLANTA DE REGASIFICACION Y DETERMINAR EL ESQUEMA DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL MAS ADECUADO PARA LA CONSTRUCCION Y OPERACIÓN DE ESTA INFRAESTRUCTURA.”

Que la Unidad de Planeación Minero Energética-UPME- considera en su estudio “Plan de Abastecimiento Para el Suministro y Transporte de Gas Natural” dos escenarios de importación de GNL a partir de instalaciones de regasificación en la Costa Atlántica y en la Costa Pacífica.

Que en la resolución 054 de 2012 la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG- “Por la cual se establecen los criterios de confiabilidad, se fijan las reglas para la evaluación y la remuneración de los proyectos de inversión en confiabilidad del servicio público de gas natural” presentó en el texto a consulta de los agentes unos proyectos aprobados para el periodo de transición que son los siguientes:

- Planta de regasificación y almacenamiento en tierra con una capacidad de vaporización de 400 MPCD con un tanque de almacenamiento de 160,000 m<sup>3</sup>. Punto de inyección.
- Terminal tipo FSRU (Floating Storage Regasification Unit) en la costa Pacífica con capacidad de almacenamiento de 160.000 m<sup>3</sup> y capacidad de vaporización de 262 MPCD.

Que de acuerdo con lo anterior, y bajo la supervisión y aprobación de la Dirección de Hidrocarburos, el Ministerio de Minas y Energía, determinó expedir la presente resolución en los términos contenidos en misma, así:

### **RESUELVE:**

**ARTÍCULO 1º.** Expedir el Reglamento Técnico aplicable a las plantas de licuefacción y regasificación de GNL.

#### **1. OBJETO**

Este reglamento tiene por objeto prevenir riesgos que puedan afectar la seguridad, la vida, la salud y el medio ambiente en desarrollo de las actividades de diseño, montaje y operación de plantas destinadas a la licuefacción y regasificación de GNL.

#### **2. CAMPO DE APLICACIÓN**

Las disposiciones de este Reglamento Técnico son de obligatorio cumplimiento para:

- 1) Instalaciones que licuan gas natural, incluidas las unidades flotantes.
- 2) Instalaciones que almacenan, vaporizan, transfieren y manejan gas natural licuado (GNL), incluidas las unidades flotantes.
- 3) La formación de todo el personal involucrado con los procesos de GNL.
- 4) El diseño, ubicación, construcción, mantenimiento y operación de todas las instalaciones de GNL.

#### **3. DEFINICIONES Y SIGLAS**

**3.1 Definiciones:** Para los efectos del presente Reglamento Técnico se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

**A prueba de fallos.** Es una característica de diseño que proporciona las condiciones de funcionamiento seguras para el mantenimiento, en caso de un mal funcionamiento de dispositivos de control o una interrupción de la fuente de energía.

**Área de Contención.** Un área definida mediante el uso de diques o la topografía del sitio con el propósito de contener cualquier derrame accidental de GNL o refrigerantes combustibles.

**Área de transferencia.** La parte de la planta de gas natural licuado (GNL) que contiene un sistema de tuberías donde GNL, líquidos combustibles, o refrigerantes combustibles son cargados o descargados de la planta o donde las conexiones de la tubería son conectadas o desconectadas rutinariamente.

**Barril.** Una unidad de volumen. Un barril equivale a 42 galones U.S. o 5.615 ft<sup>3</sup> (0,159 m<sup>3</sup>).

**Boil Off Gas (BOG):** Gas generado por la vaporización controlada de los hidrocarburos más livianos presentes en el GNL especialmente durante las actividades de carga, transporte y descarga del líquido.

**Boiling Point:** Temperatura de ebullición de una sustancia en la que la presión de vapor iguala la presión que rodea el líquido y se producen cambios de fase de líquido a vapor.

**Bunker.** La carga de un buque o tanque con combustible para uso en relación con la propulsión o equipo auxiliar.

**Capacidad de agua.** Cantidad de agua a 60 °F (16 °C) necesaria para llenar un contenedor.

**Componentes.** Una parte o un sistema de piezas, que funciona como una unidad en una planta de GNL y podría incluir, pero no se limita a, tuberías, equipo de procesamiento, contenedores, controles de las máquinas, sistemas de contención, sistemas eléctricos, maquinarias de seguridad, equipos contra fuego y equipos de comunicación.

**Contenedor.** Un recipiente para almacenar gas natural licuado.

**Contenedor de doble contención.** Un sistema de contenedor único con un muro de contención a una distancia mínima de 20 pies (6 m) (contenedor secundario), que está abierto a la atmósfera y diseñado para contener el GNL en caso de un derrame del contenedor primario o interior.

**Contenedor de tierra congelada.** Un contenedor en el que el nivel máximo de líquido está por debajo del nivel local del suelo, debe estar construido principalmente por materiales naturales, como tierra y roca; su estructura es altamente dependiente de la congelación de los materiales en tierra saturada de agua, y tiene las condiciones adecuadas para mantener su estanqueidad y es impermeable por naturaleza.

**Contenedor de contención lleno.** Un contenedor en el que el recipiente interior (primario) es permanente y está rodeado por un contenedor secundario autónomo, diseñado para contener el GNL en caso de un derrame del recipiente interior, y donde está el contenedor secundario está encerrado por un techo de hormigón o de acero, diseñado para que el exceso de vapor causado por un derrame de GNL desde el contenedor primario se descargará a través de las válvulas de escape.

**Contenedor de membrana.** Un contenedor que consiste en un recipiente primario metálico delgado protegido por un aislamiento térmico y en el exterior un contenedor de concreto; lo anterior forma una estructura compuesta e integral, que proporciona contención de líquido dado que las cargas hidrostáticas y otras cargas en la membrana son transferidas mediante el aislamiento como una carga en el recipiente de concreto, de forma tal que los vapores son contenidos por el techo del tanque.

**Contenedor de concreto pretensado.** Un contenedor de concreto donde el concreto es puesto en compresión por tensores o cable envolventes externos. (También llamado contenedor de post tensión).

**Contenedor único de contención.** Un contenedor de pared simple o un tanque de doble pared, donde sólo el contenedor primario o interno autosoportado está diseñado para contener GNL.

**Dique.** Una estructura utilizada para delimitar y dar volumen a un área de contención.

**Emergencia controlable.** Es una emergencia donde la acción del operador de la planta puede minimizar daños a personas o propiedad.

**Equipo con llama.** Cualquier equipo en que se efectúe la combustión de combustibles.

**Fluidos peligrosos.** Líquidos o gases que son combustibles, tóxicos o corrosivos.

**Fuera de servicio.** La desactivación de un componente para cualquier propósito, incluyendo reparaciones o inspecciones.

**G.** La constante normal o estándar de la gravedad.

**Gas Natural Licuado (GNL).** Un fluido en estado líquido criogénico que está compuesto principalmente de metano y puede contener cantidades menores de etano, propano, nitrógeno y otros componentes que normalmente se encuentran en gas natural.

**Índice de propagación de la llama.** Grado obtenido para un material al seguir los ensayos definidos en la NFPA 255, *Método estándar de prueba de quema de superficie, Características de materiales de construcción.*

**Llenado en exceso.** Llenado a un nivel por encima del máximo nivel de diseño para contenedores de líquido.

**Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP).** Máxima medida de la presión de operación de una instalación, un contenedor o un recipiente en funcionamiento para una determinada temperatura.

**Modelo.** Caracterización matemática que pretende predecir un fenómeno físico a partir de la correlación de sus variables.

**Material no combustible** Material que no se encenderá, quemará, o liberará vapores combustibles cuando se somete a fuego o calor. Materiales que no transmiten calor según el ASTM E136, *Método de prueba estándar de comportamiento de materiales en un horno de tubo Vertical a 750 °C*, serán considerados materiales incombustibles.



**Planta de GNL.** Instalación cuyos componentes se pueden utilizar para almacenar, acondicionar, licuar o vaporizar el gas natural.

**Presión de diseño.** La presión utilizada en el diseño de equipo, un recipiente o un tanque a presión con el fin de determinar el mínimo espesor permisible o las características físicas de sus partes.

**Proceso de vaporizador.** Un vaporizador que deriva su calor de otro proceso termodinámico o químico al utilizar la refrigeración del GNL.

**Terminal marítima:** instalaciones costa adentro (on shore) o costa afuera (off shore) que poseen facilidades para los procesos de carga y descarga de buques metaneros.

**Unidad flotante de almacenamiento (FSU: floating storage unit).** Tipo de planta que incluye en una instalación flotante los tanques de almacenamiento.

**Unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU: floating storage and regasification unit).** Tipo de planta que incluye en una instalación flotante los equipos para procesos de regasificación del GNL conjuntamente con los tanques de almacenamiento

**Uniones de transición.** Un conector fabricado por dos o más metales utilizado para unir efectivamente secciones de tubería de dos materiales diferentes, que no son susceptibles a las técnicas normales de soldadura.

**Vaporizador ambiental.** Un vaporizador que deriva su calor natural de fuentes de calor, como la atmosfera, agua de mar o aguas geotérmicas.

**Vaporizador caliente.** Un vaporizador que deriva su calor de la combustión de combustible, electricidad o calor residual, tales como calderas o motores de combustión interna.

**Vaporizador caliente integral.** Un vaporizador caliente en el que la fuente de calor es esencial para el intercambiador de vaporización real (incluyendo los vaporizadores de combustión sumergida).

**Vaporizador caliente remoto.** Un vaporizador caliente en el que la fuente primaria de calor está separada del intercambiador de vaporización, y un fluido intermedio (por ejemplo, agua, vapor, glicol) es usado como medio de transmisión de calor.

**Vehículo tanque.** Un camión cisterna o remolque diseñado para la carga y el transporte de líquidos.

### 3.2 SIGLAS

**ANSI:** Instituto Nacional de Normalización Estadounidense (ANSI por su nombre en inglés) -American National Standards Institute-.

**API:** Instituto Americano del Petróleo de los Estados Unidos de América - American Petroleum Institute-.

**ASME:** Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos de los Estados Unidos de América -American Society of Mechanical Engineers-.

**CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas.

**DOT:** Departamento de Transporte de los Estados Unidos de América -U.S. Department of Transportation- .

**ICONTEC:** Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.

**NACE:** Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión de los Estados Unidos de América –The National Association of Corrosion Engineers-.

**NFPA:** Asociación Nacional de Protección Contra Incendios de los Estados Unidos de América –The National Fire Protection Association-.

**NTC:** Normas Técnicas Colombianas expedidas por el ICONTEC.

**ONAC:** Organismo Nacional de Acreditación de Colombia.

**SSPD:** Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

**SIC:** Superintendencia de Industria y Comercio.

#### **4. NORMAS Y REGLAMENTOS CITADOS O PARA CONSULTA**

El siguiente listado, tiene como objeto presentar las normas y reglamentos que son citadas a lo largo de la presente resolución, o que tienen relación con los temas y/ requisitos, pero que en ninguna de las dos opciones constituyen la única fuente de normas aplicables:

##### **4.1 PUBLICACIONES NFPA**

NFPA 10, *Norma para extintores portátiles*, Edición 2010.

NFPA 11, *Estándar de baja, mediana y alta expansión de espuma*, Edición 2010.

NFPA 12, *Estándar en los sistemas de extinción de dióxido de carbono*, Edición 2011.

NFPA 12A, *Estándar en los sistemas de extinción de halón 1301*, Edición 2009.

NFPA 13, *Estándar para la instalación de sistemas de rociadores*, Edición 2013.

NFPA 14, *Estándar para la instalación de tubería y sistema de mangueras*, Edición 2010.

NFPA 15, *Estándar para sistemas fijos de rociadores de agua para protección contra incendio*, Edición 2012.

NFPA 16, *Estándar para la instalación de rociadores de agua espumosa y sistemas de pulverización de agua espumosa*, Edición 2011.

NFPA 17, *Estándar para sistemas de extinción de polvo químico seco*, Edición 2009.

NFPA 20, *Estándar para la instalación de bombas estacionarias para protección contra incendios*, Edición 2013.

NFPA 22, *Estándar para tanques de agua para protección contra incendios*, Edición de 2008.

NFPA 24, *Estándar para la instalación del servicio privado de líneas principales y sus accesorios contra incendios*, Edición 2013.

NFPA 30, *Código para líquidos combustibles e inflamables*, Edición 2012.

NFPA 37, *Estándar para la instalación y el uso de motores de combustión y turbinas de Gas*, Edición 2010.

NFPA 52, *Código de sistemas de combustible Vehicular*, Edición de 2010

NFPA 54, *Código nacional de Gas combustible*, Edición 2012.

NFPA 58, *Código de Gas licuado de petróleo*, Edición 2011.

NFPA 59, *Código de plantas de GLP*, Edición 2012.

NFPA 70 ®, *Código Eléctrico Nacional* ®, Edición 2011.

NFPA 72 ®, *Código nacional de alarma de incendios* ®, Edición de 2013.

NFPA 101 ®, *Código de seguridad de la vida* ®, Edición 2012.

NFPA 274, *Método estándar de prueba para evaluar las características de combustión de los aislantes de tubería*, Edición 2009.

NFPA 385, *Estándar para vehículos cisterna para combustibles y combustibles líquidos*, edición 2012.

NFPA 600, *Estándar en brigadas de bomberos Industriales*, Edición 2010.

NFPA 1221, *Estándar para la instalación, uso y mantenimiento de sistemas de comunicaciones y servicios de emergencia*, Edición 2013.

NFPA 1901, *Estándar para automotores con aparatos contra fuego*, Edición 2009.

NFPA 2001, *Estándar para sistemas de extinción de incendios con agentes limpios*, Edición 2012.

NFPA 5000 ®, *Construcción de edificios y código de seguridad* ®, Edición 2012.

Informe de la Fundación de investigación NFPA, *Evaluación de modelos de dispersión de vapor para análisis de la seguridad de GNL*, Edición 2007.

**4.2 PUBLICACIONES ACI**

Instituto Americano del Concreto, P.O. Box 9094, Farmington Hills, MI 48333.

ACI 301, Especificaciones para concreto estructural, 2005.

ACI 304R, Guía para la medición, mezcla, transporte y colocación de concreto, 2000.

ACI 311.4R, Guía para la inspección de concreto, 2000.

ACI 318, Requisitos del código de construcción para concretos estructurales reforzados, 2008.

ACI 350, Requisitos del código para ingeniería ambiental. Estructuras de hormigón, 2006.

ACI 376, requisitos del Código para Diseño y Construcción de estructuras de concreto para el almacenamiento de Gases Licuados Refrigerados, 2010

**4.3 PUBLICACIONES API**

American Petroleum Institute, 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005-4070.

API 6 D, Especificación para las válvulas de tubería, 2007

API 620, Diseño y construcción de tanques de almacenamiento de baja presión, soldados, 2008.

API 625, Diseño y construcción de tanques de almacenamiento de Gases Licuados Refrieggerados, 2010

API 2510, Diseño y construcción de instalaciones de Gas licuado de petróleo (GLP) 2001.

**4.4 PUBLICACIONES ASCE**

American Society of Civil Engineers, 1801 Alexander Bell Drive, Reston, VA 20191-4400.

ASCE 7, Cargas mínimas de diseño para edificios y otras estructuras, 2005.

#### **4.5 PUBLICACIONES ASME**

Sociedad Americana de mecánica de ingenieros, Park Avenue, New York, NY 10016-5990.

ASME Código para caldera y recipientes a presión, 2004.

ASME b31.3, Tuberías de proceso, 2004.

ASME b31.5, Tuberías de refrigeración, 2001.

ASME b31.8, Sistemas de tuberías para distribución y transporte de gas, 2007.

#### **4.6 PUBLICACIONES ASTM**

ASTM Internacional, 100 Bar Harbor Drive, P.O. Box C700, West Conshohocken, PA 19428-2959.

ASTM E 84, Método Estándar de Prueba para caracterizar las condiciones de combustión de los materiales de construcción, 2011.

ASTM E 136, Método Estándar de Prueba para caracterizar el comportamiento de los materiales en un horno de tubo vertical a 750° C, 2009.

ASTM E 2652, Método Estándar de Prueba para caracterizar el comportamiento de los materiales en un horno de tubo vertical con un estabilizador de flujo de aire tipo cono a 750° C, 2009.

#### **4.7 PUBLICACIONES CGA**

Asociación de Gas comprimido, 4221 Walney Road, 5to piso, Chantilly, VA 20151-2923.

CGA 341, Estándar para la especificación de los tanque de carga aislados para líquidos criogénicos, 2007.

CGA S-1.3, Estándares para los mecanismos de alivio de presión. Parte 3: Contenedores de almacenamiento de gas comprimido, 2005.

**4.8 PUBLICACIONES CSA**

Canadian Standards Association, 5060 Espectro Way, Mississauga, ON, L4W 5N6, Canada.

CSA B51, Código para calderas, recipientes y tuberías de presión 2007.

CSA C22.1, Código Eléctrico Canadiense, 2006.

**4.9 PUBLICACIONES IEEE**

Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos, 3 Park Avenue, piso 17, Nueva York 10016-5997.

IEEE/ASTM SI 10, Norma para el uso del sistema internacional de unidades (SI): El sistema métrico moderno, 2002.

**4.10 PUBLICACIONES NACE**

NACE International, 1440 sur Creek Drive, Houston, TX 77084-4906.

NACE SP 0169, Control de corrosión externa para sistemas de tuberías metálicas bajo tierra o sumergidas, 2007.

**4.11 PUBLICACIONES UL**

Underwriters Laboratories, Inc, 333 Pfingsten Road, Northbrook, IL 60062-2096.

ANSI/UL 723 Estándar para el ensayo de características de combustión de las superficies de los materiales de construcción.

**5. REQUISITOS TÉCNICOS DE LAS PLANTAS DE LICUEFACCION Y REGASIFICACION DE GAS NATURAL LICUADO-GNL-.**

Quienes lleven a cabo actividades de diseño, montaje y operación de plantas destinadas a la licuefacción y regasificación de GNL deberán velar por el cumplimiento de los requisitos considerados en este capítulo del reglamento.

## **5.1 DISEÑO DE LAS PLANTAS DE LICUEFACCION Y REGASIFICACION DE GNL.**

El diseño de plantas de GNL debe garantizar que se documenta y se conserva el registro de los siguientes elementos.

### **5.1.1 Localización de la planta:**

Todos los diseños de plantas de GNL deberán contener un estudio de localización de la planta cuyos registros incluyan:

5.1.2.1 Descripción de la instalación.

5.1.2.2 Estudio de localización.

Este estudio debe tener al menos los siguientes elementos, cuando aplique:

- Un estudio de suelos.
- Un estudio de dispersión
- Un estudio de la vegetación para identificar, en particular, los riesgos de incendio debido a la vegetación.
- Un estudio de los niveles freáticos.
- Un estudio de corrientes parasitas de las instalaciones eléctricas adyacentes.
- Un estudio del entorno acuático marino y de los accesos al mar.
- Un estudio de la calidad y la temperatura del agua de mar
- Un estudio de las mareas.
- Un estudio de olas.
- La localización de la planta dentro de la zona de riesgo establecida de acuerdo a los lineamientos de la ley 1523 de 2012 que establece el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres.
- El Protocolo de compatibilidad de los buques

5.1.2.3 Un estudio climatológico que incluya los registros de mayor antigüedad en la zona de la localización de la planta, cuando aplique.

5.1.2.4 Un análisis de actividad sísmica específico para la localidad en donde se ubicará la instalación.



#### 5.1.2.5 Una evaluación del entorno.

Este estudio de evaluación del entorno deberá considerar al menos los siguientes elementos:

- Uso de suelo o en su defecto las consideraciones de proyección de los urbanismos.
- Proyectos de tipo comercial o turístico.
- Edificaciones educativas, hospitales, estadios, etc.
- Las vías adyacentes tanto nacionales, departamentales, municipales como carretables y servidumbres privadas.

#### 5.1.2.6 Un Estudio de Análisis de Riesgos

Este estudio se debe llevar a cabo durante el diseño de la planta y también se recomienda cuando se presente una modificación o cambio importante.

La valoración del riesgo puede estar basada en métodos convencionales tales como:

- Estudio de riesgo y operatividad (HAZOP)
- Análisis del efecto del modo de falla (FMEA)
- Método de árbol de eventos (ETM)
- Método de árbol de fallas (FTM)
- Método que pasa si (What if)

**5.1.2** Durante el diseño de deberá prever que para la instalación diseñada en su etapa de operación se garantice el acceso de personal de apoyo para atención y prevención de incendios y para proporcionar seguridad al personal de la operación, excepto en aquellas plantas donde se evidencie claramente que la atención y prevención de incendios y la seguridad al personal están garantizados totalmente con los recursos propios, de conformidad con lo definido en el numeral 5.5 de esta resolución.

**5.1.3** En el diseño se debe especificar que la preparación del lugar incluye, disposiciones para la retención de derrames de GNL, refrigerantes combustibles y líquidos combustibles dentro de los límites de la propiedad de la planta y también disposiciones para el drenaje de aguas superficiales que se encuentren estancadas en algún lugar de la instalación.

**5.1.4** Durante el diseño se deberán llevar a cabo estudios en relación a inundaciones de acuerdo a los lineamientos de la ley 1523 de 2012 que establece el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres y de calidad de suelos que permitan determinar los criterios a usar en relación a estos tópicos durante el diseño mismo.

## **5.2 CONSTRUCCIÓN DE PLANTAS DE REGASIFICACION Y LICUEFACCION DE GNL**

### **5.2.1 Disposiciones sobre el lugar de la planta para el control de fugas y derrames.**

#### **5.2.1.1 Requisitos Generales:**

5.2.1.1.1 La planta de GNL debe contar con mecanismos e instalaciones que permitan reducir la posibilidad de una descarga accidental de GNL desde contenedores, tuberías presurizadas y otros equipos de tal forma que se disminuya el peligro a las propiedades adyacentes, al equipo de proceso, a las estructuras de la instalación o que el derrame alcance las vías navegables en los alrededores. Los contenedores de GNL deberán contar con una de las siguientes formas de control de descargas:

- 1)Un área de contención alrededor del tanque o de los tanques que incluya una barrera natural, un dique, un muro de contención o una combinación de los anteriores que cumpla en todo caso con lo definido en los numerales 5.2.1.2 y 5.2.1.3 de esta resolución.
- 2)Un área de contención que incluya una barrera natural, un dique, un muro de contención o una combinación de los anteriores que cumpla en todo caso con lo definido en el numeral 5.2.1.2 y 5.2.1.3 de esta resolución y adicionalmente un drenaje natural o artificial alrededor del contenedor que cumpla con el numeral 5.2.1.2 y 5.2.1.3 de esta resolución
- 3)Cuando el contenedor este construido por debajo o parcialmente por debajo del nivel del terreno circundante, se deberá contar con el área de contención formada por una brecha o excavación que cumpla con los numerales 5.2.1.2 y 5.2.1.3 de esta resolución

5.2.1.1.2 Las siguientes áreas se deberán clasificar y mantener secas, o proveer de un aislamiento, de tal forma que se minimicé la posibilidad de derrames y fugas accidentales y pérdidas que puedan poner en peligro estructuras importantes, equipos o propiedades contiguas o puedan llegar vías de navegación:

- 1) Áreas de proceso.
- 2) Áreas de vaporización.
- 3) Áreas de transferencia de GNL, refrigerantes combustibles y líquidos combustibles.
- 4) Áreas con líquido refrigerante inflamable alrededor y tanques de almacenamiento de líquidos combustibles

5.2.1.1.3 Las áreas definidas como áreas de contención de derrames que deban cumplir con el numeral 5.2.1.1 de esta resolución, también deberán cumplir con los requisitos de los numerales 5.2.1.2 y 5.2.1.3.

5.2.1.1.4 No deben situarse tanques de almacenamiento de refrigerantes combustibles y líquidos combustibles dentro de zonas definidas como áreas de contención alrededor de un tanque de GNL.

#### **5.2.1.2. Diseño y capacidad del área de contención y del sistema de drenaje.**

El área de contención que se encuentra alrededor de un tanque de GNL deberá ser capaz de contener un volumen mínimo de líquido,  $V$ , calculado con uno de los siguientes criterios:

- 1)  $V = 110$  por ciento de la máxima capacidad en volumen de líquido del tanque de GNL.
- 2)  $V = 100$  por ciento de la máxima capacidad en volumen de líquido del tanque de GNL cuando el aislamiento del área de contención este diseñado para soportar las cargas dinámicas, en caso de una falla catastrófica del tanque de GNL.
- 3)  $V = 100 \%$ , cuando la altura del aislamiento del área de contención sea igual o mayor que la altura máxima del nivel de líquido del tanque de GNL.

5.2.1.1.1 Las áreas de contención definidas para más de tanque de GNL deberán ser capaces de contener un volumen mínimo de líquido, V, calculado con uno de los siguientes criterios:

- 1)V = 100 por ciento de la máxima capacidad conjunta en volumen de líquido de todos los tanques dentro del área de contención.
- 2)V = 110 por ciento de la máxima capacidad en volumen de líquido del tanque más grande dentro del área de contención, cuando se hayan tomado disposiciones para evitar fugas desde los tanques debido a exposiciones a llama, bajas temperaturas o ambas, producidas por fugas o llamaradas desde otros tanques que este dentro de la misma área de contención.

5.2.1.1.2 Los canales de drenaje para el GNL están prohibidos, excepto en los puntos donde se utilicen estos conductos para evacuar rápidamente los derrames de GNL lejos de las áreas críticas de la planta y por tal razón estén dimensionados originalmente con los flujos de líquido y ratas de formación de vapor previstos.

5.2.1.1.3 Cuando los puntos cerrados más bajos del tanque sean usados como conductos para evacuar rápidamente los derrames de GNL de las zonas críticas, deberán estar dimensionados originalmente con los flujos de líquido y ratas de formación de vapor previstos.

5.2.1.1.4 Los diques y muros de contención deben cumplir los siguientes requisitos:

- 1)Los diques, muros de contención, sistemas de drenaje y cualquier estructura del área de contención debe diseñarse para soportar las cargas totales debidas a la cabeza hidrostática de presión del GNL o del refrigerante inflamable contenidos durante el derrame, además de los efectos de: el rápido enfriamiento producido por el GNL en confinamiento, cualquier exposición al fuego y fenómenos naturales como terremotos, viento y lluvia.
- 2)Cuando la pared exterior de un tanque de doble pared cumpla con los requisitos del numeral 5.2.1.1 de esta resolución, el dique podrá ser la misma carcasa exterior del tanque o independientemente uno de los métodos descritos en el mismo numeral 5.2.1.1.

3) Deberá tenerse un área de contención adicional cuando la integridad del tanque o de una de sus paredes internas pueda afectar la pared externa; esta área deberá cumplir lo dispuesto en el numeral 5.3.1.1

5.2.1.1.5 Los sistemas de tanques contenedores de contención doble y completa deberán diseñarse y fabricarse de tal forma, que en caso de un derrame o incendio en el contenedor secundario, la pared del contenedor secundario contendrá el GNL todo el tiempo de duración del incendio.

A) En caso de un incendio confinado al tanque interno, la pared del contenedor secundario debe mantener la suficiente integridad estructural para evitar un colapso, que puede causar daño y fuga en el contenedor primario.

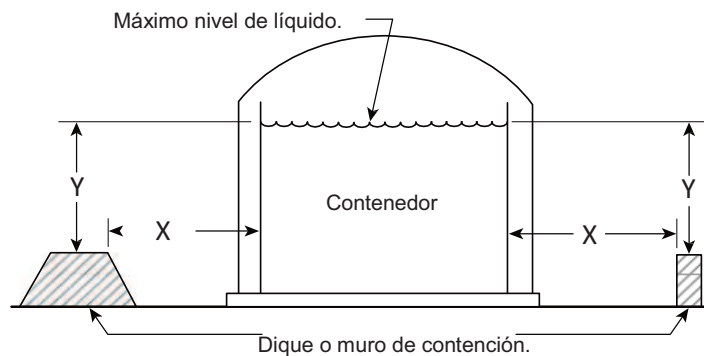
B) Para la fabricación y diseño de los tanques de GNL también debe tenerse en cuenta que en los casos de exposición a las llamas provenientes de un incendio en el contenedor primario o secundario de un tanque adyacente, la pared del contenedor secundario deberá conservar la suficiente integridad estructural para evitar el colapso, que puede causar daño y fuga del contenedor primario.

5.2.1.1.6 Los contenedores de contención doble y completa no deben tener conexiones de tuberías por debajo del nivel del líquido.

5.2.1.1.7 Los diques, muros de contención y canales de drenaje para la contención de líquidos inflamable se ajustarán a la NFPA 30, *Código de Líquidos Combustibles e Combustibles*.

5.2.1.1.8 Al estar en uso los sistemas aislantes utilizados para las superficies de barreras de contención, deben ser no combustibles y aptos para el uso que se le está dando, teniendo en cuenta las cargas térmicas y esfuerzos mecánicos previstos. En caso de que los sistemas aislantes puedan flotar y esta condición afecte la efectividad de su uso, deberán considerarse medidas que reduzcan el efecto no deseado.

5.2.1.1.9 La altura del dique o muro de contención y la distancia con contenedores operando a 15 psi (103 kPa) o menos, debe determinarse de acuerdo a la Figura 5.2.1.1.9



### NOTAS

**X** es la distancia de la pared interna del contenedor y la cara más cercana del dique o muro de contención.

**Y** es la distancia entre el máximo nivel de líquido en el contenedor y la parte posterior del dique o muro de contención.

**X** debe ser igual o exceder la suma de **Y** y el equivalente principal de la presión del GNL en el espacio de vapor por encima del líquido.

EXCEPCIÓN: Cuando la altura del dique o muro de contención es mayor o igual al nivel máximo de líquido, **X** puede tener cualquier valor.

Figura 5.2.1.1.9 Dique o muro de contención cercano al contenedor.

### 5.2.1.2 Sistemas de drenaje de agua.

5.2.1.2.1 Las áreas de contención deberán contar con sistemas que permitan el drenaje dentro del sector aislado agua y eviten el estancamiento de agua en el.

- A) Se deben instalar sistemas de bombeo y las tuberías correspondientes que permitan evacuar el agua que se acumule dentro del área de contención.
- B) Las tuberías y las bombas instaladas a los sistemas de contención deben ir ubicadas sobre los diques de forma que puedan evacuar a los sumideros el agua estancada dentro del área de retención.

5.2.1.2.2 La capacidad del sistema de bombeo de agua deberá ser tal que pueda evacuar el agua estancada dentro del dique a una rata calculada del 25 por ciento del mayor nivel de lluvias de los últimos diez años en un lapso de una

hora duración; se exceptúa de este requisito a los diques cuyo diseño que no permiten la entrada de lluvia.

5.2.1.2.3 Las bombas de drenaje de las áreas de contención deben poder:

- 1) Funcionar lo necesario para mantener las áreas de contención tan secas como sea posible.
- 2) En caso de estar diseñadas para la operación automática deben tener posibilidad de controles redundantes de corte automático para evitar su operación cuando haya GNL presente en el área.

### 5.2.1.3 Localización de las áreas de contención.

5.2.1.3.1 Las disposiciones del numeral 5.2.1, no aplican a las áreas de contención que sirven también como áreas de transferencia en las costas de las terminales marítimas.

5.2.1.3.2 El cálculo para el flujo máximo de calor radiante de un incendio en el área de contención no debe exceder los límites indicados en la Tabla 5.2.1.3.2

5.2.1.3.3 El uso de técnicas para mitigación pasiva de incendios, en el cálculo de las distancias de calor radiante, tendrá que demostrarse sobre un estudio que valide los resultados obtenidos.

Tabla 5.2.1.3.2 Límites de flujo de calor radiante a las líneas de propiedad y ocupación

FLUJO DE CALOR RADIANTE		
Btu/hr/ft <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	Exposición a
1,600	5,000	Línea al nivel del suelo de una propiedad que puede ser construida tras la realización de los diseños para derrames <sup>a</sup>
1,600	5,000	El punto más cercano a un incendio en el área de contención <sup>b</sup> , ubicado fuera del límite a nivel de suelo de la propiedad, que es un lugar existente en el momento de instalación de la planta, y que se utiliza para reuniones al aire libre por grupos de 50 o más personas,

Continuación de la Resolución “Por la cual se dicta el Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL”

3,000	9,000	El punto más cercano a un incendio en el área de contención <sup>byc</sup> , ubicado fuera de la línea del de la propiedad que existe en el momento de la instalación de la planta, y que es un edificio o estructura dedicado a reuniones, educación, salud, centros de detención o zona residencial.
10,000	30,000	Línea a nivel de suelo de una propiedad que puede construirse, manteniéndose fuera del incendio en un área de contención.
<p>a Véase el numeral 5.3.3.7 para los diseños para derrames.</p> <p>b Los requerimientos para un área de contención se encuentra en el numeral 5.3.2.1.</p> <p>c Véase la NFPA 101, Código de seguridad a la vida o, NFPA 5000, Código para construcciones y definiciones de seguridad para ocupación de edificaciones.</p>		

5.2.1.3.4 Las distancias hasta los diferentes niveles de flujo de calor radiante en la Tabla 5.2.1.3.2 deben ser calculadas de acuerdo con modelos que:

- 1) Tomen en cuenta los valores obtenidos de los datos experimentales de incendios de GNL publicados en literatura científica aplicable a la situación evaluada y considere los fenómenos físicos allí observados.
- 2) Hayan sido publicados en literatura científica.
- 3) Tengan validación científica mediante la verificación de los detalles de la física, el análisis y la ejecución del proceso.
- 4) Hayan sido aprobados

5.2.1.3.5 Los modelos referidos en el numeral 5.2.1.3.4 deberán incorporar los siguientes elementos:

- 1) En el cálculo de las distancias de exclusión, se utilizará la velocidad del viento que produzca las máximas distancias de exclusión, excepto para velocidades del viento que ocurran menos del 5 por ciento de las veces, basados en los registros disponibles para el área.
- 2) En el cálculo de las distancias de exclusión, se usara la temperatura ambiente y la humedad relativa que producen las máximas distancias de exclusión, excepto para los casos que ocurren menos del 5 % de las veces, basados en los registros disponibles para el área.

5.2.1.3.6 Los espaciamientos hasta la línea de propiedad del área de contención de un almacenamiento de GNL pueden definirse de tal forma que como se especifica en el numeral 5.3.3.7, una concentración promedio de metano en el



aire del 50 por ciento del límite inferior de inflamabilidad (LFL), no se extienda más allá de la línea de propiedad que se definió, calculada con un modelo que haya sido evaluado por un órgano independiente, y utilice el protocolo de evaluación de modelos publicados por NFPA Research Foundation, “Informe de evaluación de modelos de dispersión de vapor para análisis de seguridad de GNL” u otro protocolo que sea equivalente.

- 1) Las distancias calculadas deberán incluir cálculos basados en uno de los siguientes criterios:
  - A) La combinación de las condiciones de velocidad del viento y de la estabilidad de la atmosfera, que ocurran simultáneamente y el resultado en la distancia más larga predecible de dispersión por viento que sea superada en menos de 10 por ciento del tiempo.
  - B) La estabilidad atmosférica de Pasquill-Gifford, categoría F, con una velocidad de viento de 4.5 mph (2 m/s)
- 2) Las distancias calculadas, deberán tomar en consideración las características del líquido y el máximo flujo de vapor estimado para el volumen de contención de vapor (la tasa de generación de vapor más el desplazamiento debido a la entrada de líquido).
- 3) Los efectos de las disposiciones sobre vapor retenido o lo contrario que corresponde a la mitigación de riesgos del vapor inflamable (p. ej., aislamiento de superficie de retención, cortinas de agua u otros métodos) deben incluirse en los cálculos.
- 4) Cuando se utilicen disposiciones para retener los vapores o mitigar riesgos de vapores inflamables, tales como el aislamiento del área de retención, cortinas de agua u otros métodos, deberán ser aprobados.
- 5) Deberán tenerse en cuenta las condiciones del suelo (conductividad térmica, calor específico, densidad, etc.)
- 6) La temperatura promedio del suelo o el agua.

5.2.1.3.7 Al finalizar el modelo debe permitir determinar al menos los siguientes factores:

- 1) La velocidad de propagación de la capa.
- 2) La zona mojada en función del tiempo y en particular la zona mojada máxima.

Continuación de la Resolución “Por la cual se dicta el Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL”

3) El índice de vaporización en función del tiempo y en especial el índice de vaporización máximo.

5.2.1.3.8 Los diseños para derrames deberán ser determinados de acuerdo a la Tabla 5.2.1.3.8

5.2.1.3.9 Las áreas de contención de los contenedores de GNL, deberán ser tales que el flujo de calor de un incendio sobre el área contención, no les provoque daños estructurales importantes que impidan su movimiento para cualquier operación de cargue marino.

Tabla 5.2.1.3.8 Diseños para derrames.

Diseño de derrame-Fuentes	Criterios de diseño de derrame	Tasas de diseño de derrame y Volumen
Contenedores con penetraciones debajo del nivel de líquido		
Contenedores con penetraciones debajo del nivel de líquido sin válvulas de apagado interno	Un derrame a través de una supuesta abertura, e igual en área, que la penetración debajo del nivel del líquido, resultando en un flujo mayor que al principio con el contenedor lleno. Si más de un contenedor en el área de retención, usa el contenedor con el flujo más grande.	Use la siguiente fórmula: $q = \frac{4}{3} d^2 \sqrt{h}$ Hasta que el principal diferencial que actuando sobre la abertura sea igual a 0. Para unidades SI, use la siguiente fórmula: $q = (1,06/10,00).d^2 \sqrt{h}$
Contenedores con penetraciones debajo del nivel del líquido  Con válvulas de apagado interno de acuerdo con. 9.3.2.5	El flujo a través de la supuesta abertura e igual en área, esa penetración debajo.  Del nivel de líquido, puede resultar en un flujo mayor que al principio con el contenedor lleno.	Hasta que el principal diferencial que actuando sobre la abertura sea igual a 0 Use la siguiente fórmula: $q = (4/3)d^2 h$
		Para unidades SI, use la siguiente formula $q = \frac{1,06}{10\ 000} d^2 \sqrt{h}$ por 10 minutos
Contenedores con sobre llenado, sin penetraciones debajo del nivel del líquido		
Contenedores con contención completa o doble, con contenedores secundario de hormigón.	Sin diseño de derrame	Ninguna

Procesos en instalaciones GNL		
Contenedores con sobre llenado, sin penetraciones bajo el nivel del líquido.	El flujo más grande de cualquier línea única que podría ser bombeado dentro del área de retención, con la retirada de la bomba del contenedor, entregando la capacidad total.	El flujo más grande de cualquier línea única que podría ser bombeada dentro del área de retención, con la retirada de la bomba del contenedor entregando la capacidad total determinada, como sigue: 1) Durante 10 min si la vigilancia y apagado está demostrado y aprobado por la autoridad competente 2) Durante el tiempo necesario para vaciar un contenedor completo donde no se aprueba la vigilancia y apagado
Áreas de retención, sirviendo sólo de vaporización, proceso o áreas de transferencia de GNL	El flujo de cualquier fuga accidental de una fuente única	Durante 10 min o durante un tiempo más corto basado en disposiciones de vigilancia y apagado demostrables y aceptables para la autoridad competente.
<p>NOTA</p> <p>q = tasa de flujo [ft<sup>3</sup>/min (m<sup>3</sup>/min)] de líquido;</p> <p>d = diámetro [in. (mm)] de penetración del tanque por debajo del nivel del líquido;</p> <p>h = altura [ft (m)] de líquido por encima de la penetración en el contenedor cuando el depósito está lleno.</p>		

5.2.1.3.10 Los contenedores con almacenamiento agregado de 70,000 gal (265 m<sup>3</sup>) o menos en un lugar, deberán instalarse de acuerdo con el numeral 5.2.1.3 de esta resolución o de acuerdo a la Tabla 5.2.1.4 y deberán contar con conexiones equipadas con válvulas automáticas a prueba de fallos, diseñadas para cerrar en cualquiera de las siguientes condiciones:

- 1) Al detectar un incendio.
- 2) Por exceso del flujo de GNL desde el contenedor, medido por la pérdida de presión de la línea u otros medios.
- 3) Al tener detección de gas.
- 4) Por operación manual desde una ubicación local o también desde un mando remoto.

A) Los dispositivos deben instalarse tan cerca como sea posible del contenedor para que en caso de una ruptura resultante de tensión

externa en la tubería, se conserve intacta la válvula y la tubería en el contenedor conectada a su lado.

- B) Las conexiones usadas únicamente para el flujo en el contenedor, deberán estar equipadas con una válvula automática a prueba de fallos o con dos válvulas tipo cheque.
- C) Válvulas automáticas a prueba de fallos no se requieren para las conexiones de válvulas de escape y válvulas de instrumentación.
- D) El tipo, cantidad y ubicación de los dispositivos de detección de fugas deben cumplir los requisitos del capítulo 12

5.2.1.3.11 La distancia desde el límite más cercano del área de contención de líquidos hasta la línea de la propiedad más cercana en que se pueda edificar o hasta la orilla más cercana de una vía navegable no debe ser de menos de 50 pies (15 m).

#### 5.2.1.4 Espacios para los contenedores.

5.2.1.4.1 Las distancias de separación para cualquier tipo de contenedor de GNL con capacidad de agua de 70.000 gal (265 m<sup>3</sup>) o menos, de contenedores únicos de GNL de capacidad de agua de más de 70.000 gal (265 m<sup>3</sup>), o tanques que contienen refrigerantes combustibles, deben cumplir los valores de la Tabla 5.2.1.4.1 y en cualquier caso por lo menos a 10 pies (3,0 m) de cualquier edificio abierto.

Tabla 5.2.1.4.1 Distancias desde contenedores y exposiciones

Contenedor Capacidad de agua		Distancia mínima desde el borde del embalse o sistema de drenaje de contenedores a las líneas de propiedad que puede aprovecharse		Distancia mínima entre los contenedores de almacenamiento	
gal	m <sup>3</sup>	Pies	m	Pies	m
< 125*	< 0,5	0	0	0	0
125 - 500	≥ 0,5 - 1,9	10	3	3	1
501 - 2 000	≥ 1,9 - 7,6	15	4,6	5	1,5

Continuación de la Resolución “Por la cual se dicta el Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL”

2 001 - 18 000	$\geq 7,6 - 63$	25	7,6	5	1,5
18 001 - 30 000	$\geq 63 - 114$	20	15	5	1,5
30 001 - 70 000	$\geq 114 - 265$	75	23		
> 70 000	> 265	0,7 veces el contenedor diámetro pero no menos de 100 pies (30 m)		1/4 de la suma de los diámetros de contenedores adyacentes [5 pies (1,5 m) mínimo]	
* Si la capacidad de agua agregada de una instalación múltiple de contenedor es 501 gal (1,9 m <sup>3</sup> ) o mayor, la distancia mínima deberá cumplir con la parte apropiada de esta tabla, aplicando la capacidad agregada en lugar de la capacidad por contenedor. Si se hace más de una instalación, cada instalación deberá separarse de cualquier otra instalación por menos de 25 pies (7,6 m). No aplique las distancias mínimas entre recipientes adyacentes a dicha instalación.					

5.2.1.4.2 Los contenedores de GNL de doble y completo almacenamiento con capacidad de más de 70.000 gal (265 m<sup>3</sup>) de capacidad de agua, deben separarse de los contenedores de almacenamiento de GNL que estén adyacentes, de forma tal que un incendio en un contenedor o su dique no cause pérdida del almacenamiento de los contenedores adyacentes. Esto se debe realizar asegurando que ninguna parte del contenedor adyacente alcanza una temperatura, en la que se reduce la resistencia del material de contención, las paredes o el techo del recipiente, al nivel donde estas partes del tanque de GNL, pierden su integridad estructural. Se debe aplicar el análisis de ingeniería para determinar esta temperatura mediante la inclusión de las siguientes condiciones en el desarrollo del análisis:

1) Los análisis se efectuaran para lo siguiente:

- A) Un incendio que implique la pérdida completa de contenido de un contenedor en su área de retención que cumpla con los requisitos del numeral 5.2.1.1.1
- B) Un incendio en toda la superficie del líquido contenido en el depósito, suponiendo que el techo se ha perdido completamente.

2) Los análisis deben tener en cuenta lo siguiente:

- A) La duración de los incendios, las características de la emisión de calor radiante del fuego y los atributos físicos del fuego bajo las condiciones atmosféricas previstas

- B) Se utilizarán las condiciones atmosféricas que producen las distancias de separación máxima excepto en aquellas condiciones que ocurran menos del 5 por ciento de las veces basado en los registros disponibles para la zona y usando un modelo de incendio de GNL según el numeral 5.2.1.3.4 de esta resolución.
- C) Sistemas activos o pasivos, para reducir la incidencia de flujo de calor térmico sobre la superficie o para limitar la temperatura de la superficie
- D) Los materiales, diseño y métodos de construcción del tanque de GNL destinado a ser analizado

5.2.1.4.3 La distancia de separación mínima entre el contenedor de GNL y los recipientes adyacentes que contengan refrigerantes combustibles y las líneas de propiedad deberán estar de acuerdo con la tabla 5.2.1.4.1

5.2.1.4.4 Se debe proporcionar un espacio de al menos 3 pies (0,9 m) para el acceso a todas las válvulas de aislamiento que sirven a varios contenedores.

5.2.1.4.5 Los contenedores de GNL de más de 125 gal (0,5 m<sup>3</sup>) de capacidad no deberán estar situados dentro de edificaciones.

#### **5.2.1.5 Espacios para los vaporizadores.**

5.2.1.5.1 Los vaporizadores que usen fluidos de transferencia de calor combustible y su fuente primaria de calor deben estar situados por lo menos a 50 pies (15 m) de cualquier otra fuente de ignición.

- A) En un lugar donde esté instalado más de un vaporizador; los vaporizadores adyacentes o la fuente primaria de calor no se considerarán una fuente de ignición.
- B) Los calentadores para proceso y las unidades de equipo de incendio, no se consideraran fuentes de ignición respecto a los vaporizadores, si están asegurados de manera que no pueden operarse mientras está funcionando un vaporizador o mientras el sistema de tubería del vaporizador se esté enfriando o se haya enfriado totalmente.

5.2.1.5.2 Los vaporizadores de calentamiento integral deberán situarse al menos a 100 pies (30 m) de la línea de la propiedad (véase el numeral 5.2.1.5.4) donde pueda edificarse y al menos 50 pies (15 m) de las siguientes instalaciones:

- 1)Cualquier área de contención de GNL, refrigerante inflamable o líquidos combustibles (véase el numeral 5.2.1.4), o los conductos de tales fluidos entre cualquier fuente de descarga y el área de contención.
- 2)GNL, líquido inflamable, refrigerante inflamable, o recipientes de almacenamiento de gas de inflamable o tanques; equipos contra incendios que contengan dichos fluidos; o conexiones de carga y descarga, utilizadas en la transferencia de tales fluidos
- 3)Cuartos de control, oficinas, talleres y otras estructuras de planta ocupadas o importantes

5.2.1.5.3 Los calentadores o fuentes de calor, vaporizadores calentados remotamente, deberán cumplir con el numeral 5.2.1.5.2

5.2.1.5.4 Los calentadores que se calientan remota y ambientalmente y los vaporizadores de proceso deberán ubicarse por lo menos a 100 pies (30 m) de la línea de propiedad.

5.2.1.5.5 Los vaporizadores usados en combinación con contenedores de GNL y que tengan una capacidad de 70.000 gal (265 m<sup>3</sup>) o menos, deberán ubicarse respecto a la línea de propiedad según la Tabla 5.2.1.4.1, suponiendo que el vaporizador sea un contenedor, con una capacidad igual al contenedor más grande al cual esté conectado.

5.2.1.5.6 Se debe mantener un espacio libre de al menos 5 pies (1,5 m) entre vaporizadores.

#### **5.2.1.6 Espacios entre los equipos de proceso.**

5.2.1.6.1 Los equipos de proceso que contengan GNL, refrigerantes, líquidos combustibles o gases combustibles deben ubicarse por lo menos 50 pies (15 m) de fuentes de ignición, de la línea de la propiedad, de los centros de control, de oficinas, talleres y otras estructuras ocupadas.

5.2.1.6.2 Cuando los centros de control estén en una edificación que aloja un sistema de compresión de gas combustible, la construcción de la edificación deberá cumplir con el numeral 5.2.2.

5.2.1.6.3 Los equipos de incendio y otras fuentes de ignición, deben ubicarse por lo menos 50 pies (15 m) de cualquier área de contención o sistema de drenaje de un contenedor.

#### **5.2.1.7 Espacios de las instalaciones de carga y descarga**

5.2.1.7.1 Un muelle ó puerto usado para la transferencia por tubería de GNL desde cualquier tanque marino que cargue y descargue deberá estar al menos a 100 pies (30 m) de cualquier puente vial o vía navegable.

5.2.1.7.2 El manifold para la carga o descarga de GNL deberá estar al menos a 200 pies (61 m) de este puente.

5.2.1.7.3 El GNL, los refrigerantes combustibles, las conexiones de carga y descarga, deberán estar al menos a 50 pies (15 m) de las fuentes de ignición no controladas, las áreas de proceso, los contenedores para almacenamiento, edificios, oficinas, talleres y todo tipo de estructuras de la planta a menos que el equipo esté directamente asociado con la operación de transferencia.

#### **5.2.2 Edificios y Estructuras.**

5.2.2.1 Los edificios o recintos estructurales destinados al manejo de procesos de GNL, refrigerantes Combustibles y gases Combustibles, deberán ser construidos en materiales livianos, no combustibles y los muros no serán portantes.

5.2.2.2 Si existen recintos que van a contener GNL y líquidos dentro de edificaciones en las que no se manejaran tales líquidos (por ejemplo, centros de control, talleres), las paredes comunes se deben limitar a máximo dos y deberán diseñarse para soportar una presión estática de al menos 100 psi (4,8 kPa), no deberán tener puertas u otras aberturas de comunicación y deben estar clasificadas para una resistencia al fuego de al menos 1 hora.



5.2.2.3 Los edificios o recintos estructurales en que se maneja GNL, refrigerantes combustibles y gases inflamables, deben estar ventilados para minimizar la posibilidad del confinamiento de gases combustibles o vapores, según lo dispuesto desde el numeral 5.2.2.4 hasta el 5.2.2.7 de esta resolución.

5.2.2.4 La ventilación puede ser realizada mediante uno de los siguientes métodos:

- 1) Ventilación mecánica en operación continúa.
- 2) Combinación de ventilación natural y ventilación de tiro forzado de respaldo normalmente inactiva que se activa por detectores de gases combustibles, en caso de que se sense gas combustible en el ambiente.
- 3) Ventilación dual de tiro forzado que se activa a alta tasa de evacuación de los vapores en caso de que se detecten gases inflamables
- 4) Ventilación combinada de tiro forzado y natural compuesta por rejillas de ventilación en las paredes y ventiladores de techo.

5.2.2.5 Cuando existan sótanos o recintos por debajo del nivel del suelo, se proporcionará una ventilación mecánica suplementaria.

5.2.2.6 La tasa de ventilación deberá ser por lo menos 1 cfm de aire por ft<sup>2</sup> (5 L/seg de aire por m<sup>2</sup>) de área de piso.

5.2.2.7 Cuando se puedan presentar vapores más pesados que el aire, una parte de la ventilación debe ser proporcionada desde el nivel más bajo expuesto a dichos vapores.

5.2.2.8 Edificios o recintos estructurales que no estén considerados desde el numeral 5.2.2.1 hasta el numeral 5.2.2.3 deben tener disposiciones para minimizar la posibilidad de entrada de gases o vapores combustibles ya sea mediante una adecuada localización o mecanismos que le sean equivalentes.

### **5.2.3 Competencia de los diseñadores y fabricantes.**

5.2.3.1 Durante la fabricación de los componentes de la instalación y en la realización de las pruebas de aceptación correspondientes deberá realizarse una adecuada supervisión para garantizar que tienen conformidad frente a los requisitos estructurales y llenan los requisitos de este reglamento.

5.2.3.2 Para determinar las condiciones del suelo y los requisitos de adecuación del sitio previsto para la instalación deben realizarse preliminarmente los estudios correspondientes.

5.2.3.3 Se deberá demostrar la competencia de los diseñadores, fabricantes y constructores de equipos y sistemas de la instalación de GNL.

#### **5.2.4 Protección del suelo para los equipos de Criogenia**

Los contenedores de GNL (véase el numeral 5.3.2.8), cuartos fríos, soportes de tubería y otros aparatos para criogenia deberán ser diseñados y construidos de manera que prevengan los daños a estas estructuras y a los equipo por congelamiento o acumulación de escarcha en el suelo, y se proveerán los medios para impedir esfuerzos nocivos a las instalaciones.

#### **5.2.5 Diseño de los concretos y otros materiales estructurales.**

5.2.5.1 El concreto a usar en la construcción de los contenedores de GNL debe cumplir lo definido en el numeral 5.3.2.10

5.2.5.2 Las estructuras de concreto que estén en contacto con el GNL ya sea periódica o permanentemente, incluyendo aquellas que son bases de los contenedores criogénicos, deberán tener un diseño que soporte las cargas de diseño, las cargas ambientales identificadas y los efectos de la temperatura prevista.

5.2.5.3 El diseño de las estructuras debe presentar conformidad frente a lo dispuesto en el numeral 5.3.2.10.2

5.2.5.4 Los materiales y la construcción deben estar de acuerdo con las disposiciones de 5.3.2.10.2

5.2.5.5 Las estructuras de concreto destinadas a soportar tuberías deben garantizar el cumplimiento del numeral 5.3.12 de esta resolución.

#### **5.2.5.6 Otras estructuras de concreto.**

5.2.5.6.1 Para los casos de todas las otras estructuras de concreto de la instalación se debe estudiar los efectos potenciales del contacto con el GNL.

5.2.5.6.2 Si la falla de una de las estructuras de concreto al ser expuesta al GNL puede crear una condición peligrosa o peor aun puede generar una condición de emergencia, entonces las estructuras deben protegerse para minimizar los efectos de la exposición o deben cumplir los requisitos del numeral 5.2.3.10.2

5.2.5.7 El concreto no estructural que tenga usos no estructurales particulares, como capa de rodadura de una pendiente, áreas de contención o bermas de calzadas, deben cumplir las disposiciones de ACI 304R, “*Guía para la medida, mezcla, transporte y fundición de concretos*”.

#### **5.2.5.8 Concreto reforzado, mínimos refuerzos.**

5.2.5.8.1 Los refuerzos para estructuras diseñadas con concreto reforzado para contener GNL o contener gases fríos, que sean diferentes a las de 5.2.5.1 y 5.2.5.2; o estructuras de concreto de las que trata 5.2.5.5 y 5.2.5.6 deben tener un refuerzo mínimo del 0.5 por ciento del área transversal del concreto para el control de las fracturas del material conforme al apéndice “G” de ACI 350, “*Código de requisitos para estructuras de concretos en la ingeniería ambiental.*”

5.2.5.9 El concreto que no esté expuesto permanentemente a GNL y que se someta a exposición repentina e inesperada al GNL debe inspeccionarse y repararse si es necesario, tan pronto como sea posible después de que haya vuelto a temperatura ambiente.

#### **5.2.6 Instalaciones portátiles de GNL.**

5.2.6.1 Cuando se haga usos de equipos portátiles de GNL para aplicaciones temporales, para mantenimientos durante las modificaciones o reparaciones de sistemas de gas, u otras aplicaciones de corto plazo deben observarse los siguientes requisitos:

- 1) Cuando vehículos para transporte de GNL sean usados como contenedor de suministro, deben cumplirse los requisitos establecidos por el Departamento de Transporte de Estados Unidos (DOT) para este tipo de automotores.
- 2) Todos los equipos portátiles de GNL deberán ser operados por una persona que evidencie competencia en el manejo de estos sistemas.
- 3) Todas las personas que participen en las operaciones con GNL deben tener entrenamiento calificado para este tipo de actividad.

- 4) Cada firma operadora debe poseer registros correspondientes a un plan de formación básico para entrenar a todos los funcionarios y al personal supervisor en las características y peligros de GNL utilizado o manejado en el sitio, incluyendo entre los tópicos: la baja temperatura del GNL, la inflamabilidad de las mezclas con aire, vapores inodoros, Boiling point y Boil off gas del GNL, reacción típica del GNL con el agua y, los riesgos potenciales involucrados en la operación, cómo llevar a cabo los procedimientos de emergencia definidos en las funciones del personal y suministrara instrucciones detalladas sobre operaciones de GNL móviles.
- 5) Deben crearse disposiciones que minimicen la posibilidad de un derrame de GNL desde los contenedores que generen peligro a las propiedades adyacentes, a los equipos de proceso importantes, a las estructuras o que puedan llegar a las superficies que tengan dispuestos drenajes para aguas estancadas.
- 6) Mecanismos de contención portátiles o temporales pueden ser usados.
- 7) Los sistemas de control de los vaporizadores deben cumplir con los numerales 5.3.4.3.1 y 5.3.4.3.2, y el numeral 5.3.4.4
- 8) Cada vaporizador caliente debe tener un mecanismo para apagar la fuente de combustible en forma remota y desde la instalación temporal.
- 9) Los equipos y las operaciones deben cumplir lo dispuesto en los numerales 5.4.2.2, 5.4.4.5.8, 5.5.4.1, 5.5.5, 5.5.5.3, 5.5.5.4, 5.5.5.5 y 5.2.6.1 (4) con la excepción de las disposiciones de distancias de separación.
- 10) Los espacios para las plantas de GNL especificados en la tabla 5.2.1.4.1 se mantendrán, excepto donde sea necesario instalarse temporalmente, en una vía pública o en una propiedad, pues allí los espacios especificados en la tabla 5.2.1.4.1 no son factibles y deben cumplirse los siguientes requisitos adicionales:
  - A) Levantar barreras de tráfico en todos los lados de las instalaciones que estén sujetas a paso al tráfico vehicular.
  - B) Las operaciones deben estar continuamente monitoreadas, para identificar los momentos del proceso en que se tenga presencia de GNL en las instalaciones.
  - C) Si la instalación o la operación de GNL puede causar cualquier restricción al flujo normal de tráfico vehicular, además del personal de

monitoreo requerido en el numeral 5.2.6.1 (10), otro personal con señalización adecuada deberá dirigir permanentemente el tráfico.

- 11) Se deben tomar las disposiciones que eviten la posibilidad de ignición accidental en caso de fuga.
- 12) Extintores portátiles o con ruedas recomendados por el fabricante para incendios con gas, deben estar dispuestos en lugares estratégicos y serán suministrados y mantenidos de acuerdo con la NFPA 10, *Norma para extinguidores portátiles de incendios*.
- 13) El lugar de la instalación debe tener personal de operación permanentemente continuamente, y deben tomarse medidas para restringir el acceso al público al sitio en cualquier momento en que se opere con GNL en el sitio.

5.2.6.2 Si se llega a requerir odorización para la instalación temporal, los requisitos del numeral 5.2.1.4.1 no se aplicarán a la ubicación del equipo odorizante que contenga 20 gal (76 L) o menos de odorizante dentro del sistema de contención.

### **5.3 EQUIPOS, ALMACENAMIENTOS, TUBERIAS Y DEMAS COMPONENTES DE LAS PLANTAS DE GNL.**

#### **5.3.1 Equipos de proceso.**

##### **5.3.1.1 Instalación de los equipos de Proceso.**

5.3.1.1.1 Los equipos de proceso que manejen GNL, refrigerantes combustibles o gases combustibles deberán instalarse cumpliendo uno de los siguientes esquemas:

- 1) En exteriores, para facilitar la operación, poder combatir el fuego y facilitar la dispersión de fugas o derrames accidentales de líquidos y gases.
- 2) En interiores, como estructuras encerradas que cumplen con los requisitos definidos en los numerales 5.2.2.1 hasta 5.2.2.3

5.3.1.1.2 Las soldaduras y soldadura con bronce de los equipos de proceso deben cumplir con los siguientes requisitos:

- 1) La soldadura y soldadura con bronce de los equipos de proceso deben cumplir con los requisitos de la norma de diseño y construcción del equipo (véase 6.5.2 mediante 6.5.4). En los casos en que el equipo no está construido bajo una norma específica, la soldadura debe estar conforme a los requisitos del numeral 6.2.2 (2).
- 2) Todas las soldaduras o las operaciones de soldadura se efectuarán con procedimientos calificados bajo la sección IX del *Código ASME de calderas y recipientes a presión*.
- 3) Todas las soldaduras deberán ser realizadas por personal calificado bajo los requisitos de la sección IX del *Código ASME de calderas y recipientes a presión*.

#### 5.3.1.2 Bombas y Compresores.

5.3.1.2.1 Las Bombas y compresores deben construirse con materiales seleccionados por compatibilidad de acuerdo a las condiciones de temperatura y presión de diseño.

5.3.1.2.2 Las bombas y compresores deben contar con válvulas de corte para que puedan aislarse adecuadamente en los mantenimientos.

5.3.1.2.3 Cuando existan bombas o compresores centrífugos instalados en paralelo, cada línea de descarga conectada a uno de estos equipos deberá equiparse con una válvula de retención.

5.3.1.2.4 Las bombas y compresores deben disponer de un dispositivo limitador de presión en la descarga, para restringir la presión a la máxima presión de diseño de la carcasa o la tubería o los equipos conectados aguas abajo, a menos que estos estén diseñados para la máxima presión de descarga de las bombas o compresores.

5.3.1.2.5 Cada bomba debe tener un venteo, válvula de alivio, o ambos que evite la sobrepresión de la carcasa de la bomba mientras se da la máxima tasa posible de enfriamiento.

5.3.1.2.6 Los equipos de compresión que manejen gases inflamables, deben tener orificios de ventilación en todos los puntos donde puedan presentarse fugas de gas. Las rejillas de ventilación se pueden canalizar fuera de las edificaciones a puntos donde se presente su eliminación en forma segura.

### 5.3.1.3 Almacenamiento de refrigerantes y líquidos inflamables.

La instalación de tanques de almacenamiento para refrigerantes y líquidos combustibles debe cumplir con: NFPA 30 *Código de líquidos inflamables y combustibles*, NFPA 58 *Código del Gas Licuado del Petróleo –GLP–*; NFPA 59 *Código para Plantas de GLP*; API 2510 *Diseño y construcción de instalaciones de (GLP) Gas Licuado de Petróleo*; o el numeral 5.2.2.1 de esta resolución.

### 5.3.1.4 Equipos de Proceso.

5.3.1.4.1 Todos los equipos de proceso deberán tener documentada la máxima presión de operación permisible (MPOP).

5.3.1.4.2 Las calderas deben estar diseñados y fabricados conforme al *Código ASME de calderas y recipientes a presión*, sección I, o con el CSA B51, *Código de calderas, recipientes y tuberías a presión*.

5.3.1.4.3 Los recipientes a presión deben diseñarse y fabricarse de acuerdo con el *Código ASME de calderas y recipientes a presión*, sección VIII, División 1 o División 2, o con CSA B51, *Código de calderas, recipientes y tuberías a presión*. y deberán presentar el correspondiente estampe.

5.3.1.4.4 La carcaza y las tuberías de los intercambiadores de calor deberán diseñarse y fabricarse de acuerdo al tubo de intercambiadores de calor serán diseñados y fabricados de acuerdo con *Código ASME de calderas y recipientes a presión*, sección VIII, División 1, o con CSA B51, *Código de calderas, recipientes y tuberías a presión*., dado que dichos elementos están dentro del alcance de los códigos para recipientes a presión.

5.3.1.4.5 La instalación de motores de combustión interna o turbinas de gas que no sobrepasen los 7500 caballos de fuerza por unidad, se ajustarán a la NFPA 37, *Norma para la instalación y uso de motores estacionarios de combustión y turbinas de Gas*.

5.3.1.4.6 Deberán instalarse sistemas de manejo del boil off gas y del flash gas, separados de las válvulas de alivio de los contenedor, para el manejo seguro de los boil off gas (BOG) generados en el equipo de proceso y en los contenedores de GNL.

5.3.1.4.7 Los sistemas de boil off y flash gas, deberán descargar a un sistema cerrado o hacia la atmosfera en condiciones controladas, para que no creen un peligro a las personas y propiedades adyacentes.

5.3.1.4.8 La ventilación de los sistemas de manejo de los boil off gas deberá estar diseñada para que no pueda absorber aire durante la operación normal.

5.3.1.4.9 Si en el interior de tuberías de proceso, cuartos fríos, equipos o recipientes pueden ocurrir condiciones de vacío, estos elementos deberán diseñarse para resistir las condiciones de vacío o se incorporaran medios que eviten el vacío. Si se introduce gas con el fin de prevenir una condición de vacío, este no debe crear una mezcla inflamable dentro del sistema.

### **5.3.2 Contenedores estacionarios de almacenamiento de GNL.**

#### **5.3.2.1 Sistemas de tanques de almacenamiento.**

5.3.2.1.1 Los sistemas de tanques de almacenamiento deben cumplir los requisitos del API 625, *Sistemas de tanques para almacenamiento de Gas Líquido Refrigerado* además de lo dispuesto en este reglamento.

5.3.2.1.2 Los contenedores metálicos que hagan parte de los sistemas de tanques de almacenamiento deberán cumplir con el API 620, Diseño y construcción de tanques soldados para almacenamientos grandes, a baja presión, y los requisitos que se citan en el numeral 5.3.2.9 de esta resolución.

5.3.2.1.3 Los contenedores de concreto que sean parte del sistema de tanques de almacenamiento deben cumplir lo dispuesto en el ACI 376, *Código de requisitos para diseño y construcción de estructuras de concreto para contenedores de Gases Líquidos refrigerados* y los requisitos citados en el numeral 5.3.2.10

5.3.2.1.4 En caso de que se presenten requisitos opuestos en alguno de los documentos previamente citados, deberá escogerse para aplicación la condición más exigente entre ellas.

5.3.2.1.5 Los contenedores tipo ASME deberán cumplir los requisitos fijados en el numeral 5.3.2.14 de esta resolución.



### 5.3.2.2 Consideraciones de Diseño.

5.3.2.2.1 Aquellas partes de los contenedores de GNL que normalmente están en contacto con el GNL y todos los materiales utilizados en contacto con GNL o vapor frío de GNL [vapor a una temperatura inferior a  $-20\text{ °F}$  ( $-29\text{ °C}$ )] deben ser física y químicamente compatible con el GNL y destinados a aplicaciones sometidas a temperaturas de  $-270\text{ °F}$  ( $-168\text{ °C}$ ).

5.3.2.2.2 Todas las tuberías que formen parte de un contenedor de LNG deberán cumplir con los requisitos de este capítulo y los contenidos en el API 625.

- A) El sistema de tuberías del contenedor incluye todas las tuberías internas del contenedor ya sea que estén dentro de los espacios de aislamiento y dentro de los espacios vacíos, la tubería externa unida o conectada al contenedor hasta la primera junta circunferencial externa de la tubería y la tubería que se usa para la instrumentación del tanque (incluyendo las válvulas de alivio de presión del tanque). Todas las tuberías de líquidos con una fuente externa de presión deben ser diseñadas para el valor de presión con que se calibre una válvula de alivio externa, presión que en todo caso no sea menor a 50 psig (345 kpa). Los sistemas de tanques de doble y total contención no deberán tener conexiones de tuberías debajo del nivel del líquido.
- B) Los sistemas de gas inerte para purga completa, que este dentro de los espacios de aislamiento y de las válvulas de alivio deben exceptuarse del cumplimiento de los requisitos aquí establecidos.
- C) La tubería que forma parte de un contenedor de GNL de ASME, incluyendo tubería que este entre los recipientes interno y externo, deberán estar de conformidad con lo dispuestos en el *Código ASME de calderas y recipientes a presión*, sección VIII, o con el Código ASME B31.3, para tuberías de proceso.
- D) Los requisitos de conformidad de las tuberías conectadas a los contenedores serán los indicados en el Apéndice W del *Código ASME de calderas y recipientes a presión*, sección VIII, específicamente los

definidos en la forma U-1, “*Reporte de Información del Fabricante de Recipientes a Presión*”.

5.3.2.2.3 Todos los contenedores de GNL deben diseñarse para llenado superior e inferior, excepto si se han previsto otros mecanismos para evitar la estratificación.

5.3.2.2.4 Cualquier parte de la superficie exterior de un contenedor de GNL como válvulas, sellos u otras conexiones no soldadas, que accidentalmente pudiera exponerse a bajas temperaturas resultantes de la fuga de GNL o vapor frío, deberá diseñarse para dichas temperaturas o de lo contrario, deberá protegerse de los efectos de la exposición a baja temperatura.

5.3.2.2.5 Donde dos o más tanques estén situados en un dique común, los cimientos de cada tanque deben ser capaces de resistir el contacto con el GNL, o deben protegerse contra el contacto con una acumulación de GNL que ponga en peligro la integridad de la estructura.

5.3.2.2.6 La densidad del líquido deberá ser asumida como la masa real por unidad de volumen a la temperatura mínima de almacenamiento, excepto en los casos que para la densidad mínima para fines de diseño se asuma un valor de 29,3 lb/ft<sup>3</sup> (470 kg/m<sup>3</sup>).

5.3.2.2.7 Deberán preverse disposiciones cuando el contenedor sea puesto fuera de servicio.

### 5.3.2.3 **Aislamiento de los contenedores.**

5.3.2.3.1 El aislamiento expuesto a la atmosfera de los contenedores no debe ser combustible y deberá ser o actuar en forma intrínseca como una barrera a los vapores, deberá ser impermeable y resistir degradación por fuego.

- A) Cuando se disponga una cubierta externa que impida la perdida de los aislamientos, la cubierta deberá ser de acero o concreto.
- B) La superficie expuesta al medio ambiente no deberá tener un índice de propagación de llama superior a 25. (véase definiciones 3.2)

5.3.2.3.2 El espacio entre el contenedor interno y el contenedor externo debe contener aislamiento que sea compatible con el GNL y el gas natural y que no sea combustible.

- A) En caso de un incendio externo al tanque exterior no deberá haber reducción del aislamiento a la conductividad térmica por degradación o deformación.
- B) El aislamiento deberá ser diseñado de tal manera que se evite que las fracturas debidas a esfuerzos térmicos o mecánicos no permitan preservar la integridad de los tanques.
- C) Solo los materiales ubicados en el piso del espacio entre el tanque interno y el tanque externo pueden exceptuarse de los requisitos de no combustibilidad siempre que:
  - 1) El índice de propagación de llama sea menor a 25, y el material no presente combustión progresiva en el aire.
  - 2) La composición debe ser tal que la superficie que se exponga después de un corte del material en cualquier plano no debe mostrar un índice de propagación de la llama superior a 25 y no debe presentar combustión progresiva en presencia de aire.
  - 3) Se debe demostrar mediante ensayo que las propiedades de combustión del material no se incrementan significativamente ante la exposición al GNL y el gas natural a las condiciones de temperatura y presión definidas para su uso.
  - 4) Debe demostrarse que el material en condiciones de instalación debe poderse separar del gas natural.
  - 5) El gas natural que permanezca después de la separación debe ser insignificante y no debe aumentar las características de combustión del material.

5.3.2.3.3 Los aislamientos de los sistemas de tanques deben cumplir con los requisitos definidos en el API 625, *Sistemas de tanques para almacenamiento de Gas Líquido Refrigerado*, Sección 9.

**5.3.2.4 Diseño sísmico de los sistemas de tanques contenedores de GNL fabricados en campo.**

5.3.2.4.1 Un estudio específico se debe realizar para todas las instalaciones excepto aquellos previstas en el numeral 5.3.2.5 para determinar las características del movimiento sísmico del área y la respuesta asociada al espectro.

- A) El estudio específico del lugar deberá tener en cuenta la sismicidad regional y la geología, las tasas de recurrencia esperada y la magnitud máxima de los eventos en las fallas conocidas y en los epicentros, la ubicación del sitio con respecto a estos epicentros, efectos cerca del epicentro si los hubo y las características de las condiciones bajo tierra.
- B) Sobre la base del estudio específico del lugar, la intensidad de un sismo máximo considerado ( $MCE_R$ ) será el resultado de exceder en un 2 por ciento la máxima ocurrida dentro de un período de 50 años (intervalo de recurrencia promedio de 2475 años), sujeto a los cambios definidos en el capítulo 21 del ASCE 7.
- C) Usando los movimientos de tierra MCE, espectros de respuesta de aceleración vertical y horizontal deberán construirse cubriendo toda la gama que prevé tasas de amortiguación y periodos naturales de vibración, incluyendo el período fundamental y amortiguación de relación para el modo de vibración del contenido de GNL.
- D) La respuesta espectral de aceleración I de MCE para cualquier período, T, deberá corresponder a un coeficiente de amortiguamiento que represente mejor la estructura investigada.
- E) si la información no está disponible para desarrollar una respuesta espectral vertical, las ordenadas de la respuesta espectro vertical no será inferior a dos tercios de espectro horizontal.

5.3.2.4.2 El contenedor de GNL y su sistema de contención deberán diseñarse para los siguientes tres niveles de movimiento sísmico:

- 1) Parada segura en terremoto (SSE) tal como se define en 5.3.2.4.3
- 2) Base operativa en terremoto (OBE) tal como se define en 5.3.2.4.4

3) Nivel después del terremoto (ALE) tal como se define en 5.3.2.4.5

5.3.2.4.3 El SSE está representado por un respuesta repentina de movimiento de tierra en la cual la aceleración repentina en cualquier período, T, será igual a la aceleración repentina de la MCE movimiento definido en 7.3.2.1.

5.3.2.4.4 Movimiento de tierra OBE es el movimiento representado por una respuesta espectral de aceleración que tiene una probabilidad de 10 por ciento para que sea superado dentro de un período de 50 años (intervalo de recurrencia promedio de 475 años).

5.3.2.4.5 El Movimiento de tierra ALE se puede definir como un SSE de intensidad media.

5.3.2.4.6 Los tres niveles de movimiento de tierra definida desde 5.3.2.4.3 hasta 5.3.2.4.5 se utilizarán para el diseño sismo-resistente de las siguientes estructuras y sistemas:

- 1) Contenedores de GNL y sus sistemas de contención.
- 2) Componentes del sistema necesarios para el aislamiento del contenedor de GNL y para mantenerlo en seguro en condiciones de no operación.
- 3) Estructuras o sistemas, incluyendo sistemas de protección contra incendios, cuyo fallo podría afectar la integridad del 5.3.2.4.5 (1) o 5.3.2.4.5 (2).

A) Los sistemas y estructuras deben diseñarse para permanecer operativas durante y después de un OBE.

B) El diseño OBE deberá basarse en una reducción de la respuesta con un factor igual a 1.

C) El diseño de SSE deberá garantizar que no hay pérdida de capacidad de contención del contenedor primario, y debe ser posible aislar y mantener el contenedor de GNL durante y después del SSE.

D) Cuando se utilicen factores de reducción de respuesta aplicados en el diseño de SSE, deberán demostrarse que no se han reducido los criterios de eficiencia en 5.3.2.4.5 (C). Los valores del apéndice L del API 620 se pueden tomar en forma complementaria.

5.3.2.4.7 El sistema de contención, será diseñado como mínimo para soportar un SSE estando vacío y un OBE cuando tenga un llenado de volumen, V, como está especificado en el API 625.

5.3.2.4.8 Después de un OBE o un SSE, no deberá haber pérdida de capacidad de contención.

5.3.2.4.9 Un contenedor de GNL se debe diseñar para el OBE, y un chequeo de límite de tracción deberá hacerse para garantizar el cumplimiento del API 620 o el ACI 376

- A) Los análisis OBE y SSE deberán incluir el efecto de la presión de líquido para la estabilidad por pandeo.
- B) La tensión para el OBE debe ser la considerada en el documento al que se hace referencia en los numerales 5.3.2.5 y 5.3.2.4, según corresponda.

5.3.2.4.10 Después de un evento de SSE, el contenedor deberá vaciarse e inspeccionarse antes de ponerse nuevamente en operaciones de llenado.

#### 5.3.2.5 **Diseño sísmico de contenedores prefabricados.**

5.3.2.5.1 Los contenedores prefabricados y los soportes que sean diseñados y construidos de acuerdo al *Código ASME de calderas y recipientes a presión*, y su soportes, se deben diseñar para fuerzas dinámicas asociadas con aceleraciones horizontales y verticales como sigue:

Para la fuerza horizontal, V:

$$V = Z_c \times W$$

Para diseño de la fuerza vertical, P:

$$P = \frac{2}{3} Z_c \times W$$

en donde

- $Z_c$  = Coeficiente sísmico igual a 0,60 SDS, en la que SDS es el máximo diseño de aceleración espectral, determinada de conformidad con las disposiciones del ASCE 7, *Cargas mínimas de diseño para edificios y otras estructuras*, utilizando un factor de importancia I, de 1.0, para el lado de la clase a más representativas de las condiciones bajo tierra donde se encuentra la planta de GNL
- $W$  = Peso total del contenedor y s contenido.

- A) Este método de diseño solo se utilizara cuando el período natural, T, del contenedor prefabricado y sus soportes sea menor de 0,06 s.
- B) Para períodos de vibración mayor a 0.06 segundos, se aplicará el método de diseño referido en 5.3.2.4

5.3.2.5.2 El contenedor y sus soportes deberán diseñarse para las fuerzas sísmicas resultantes en combinación con las cargas de operación, mediante el aumento de la tensión admisible que se muestra en el código o el estándar utilizado para diseñar el contenedor o sus soportes.

5.3.2.5.3 La instalación deberá contar con instrumentación capaz de medir los movimientos de tierra a los que son expuestos los contenedores.

#### 5.3.2.6 **Cargas por viento, inundaciones y otros fenómenos naturales.**

5.3.2.6.1 Las cargas por el viento, las inundaciones y otros fenómenos naturales, utilizadas para el diseño de los contenedores de almacenamiento GNL serán determinadas usando el ASCE 7, *Cargas mínimas de diseño para edificios y otras estructuras*.

#### 5.3.2.7 **Volumen de llenado de los contenedores.**

Los contenedores diseñados para operar a una presión superior a 15 psi (100 kPa) deben equiparse con un dispositivo que impida que el contenedor se llene completamente de líquido o que cubra la salida de la válvula de alivio, cuando la presión en el contenedor alcance la presión de diseño de los dispositivos de alivio en todas las condiciones.

### 5.3.2.8 Fundaciones.

5.3.2.8.1 Los contenedores de GNL deben instalarse sobre fundaciones que han sido construidas según los requisitos exigidos para cálculo estructural, reconocidos y avalados por la firma de un ingeniero calificado en el área.

5.3.2.8.2 Antes de empezar el diseño y la construcción de la fundación, se realizara un estudio por un ingeniero de suelos para determinar la estratigrafía y propiedades físicas de los suelos subyacentes en el lugar.

5.3.2.8.3 La parte inferior del tanque exterior estará por encima del nivel freático y protegido del contacto con tierra húmeda en todo momento.

5.3.2.8.4 El material de la parte inferior de tanque externo en contacto con el suelo debe cumplir uno de los siguientes requisitos:

- 1) Haberse seleccionado para reducir la corrosión.
- 2) Haberse recubierto o protegidos para minimizar la corrosión.
- 3) Estar protegido por un sistema de protección catódica.

5.3.2.8.5 Cuando la estructura inferior del tanque exterior este en contacto con el suelo, se debe disponer de un sistema de calentamiento para evitar que haya enfriamiento en el suelo por debajo de los 32 ° F (0 °C).

- A) El sistema de calefacción deberá diseñarse para permitir la funcionalidad y el monitoreo.
- B) Cuando la estructura no sea continua, como en el caso de tuberías en la parte inferior del tanque, se debe dar calefacción por separado a esta zona.
- C) Los sistemas de calefacción, serán diseñados, seleccionados e instalados, para que cualquier elemento y sensor de temperatura utilizado para el control de la calefacción puede ser reemplazado después de la instalación.
- D) Deben disponerse previsiones para evitar la acumulación de humedad en el conducto.



5.3.2.8.6 Si la fundación está diseñada para generar la circulación de aire en lugar del sistema de calefacción, la parte inferior del tanque exterior debe ser de un material compatible con la temperatura a la que sea expuesto.

5.3.2.8.7 En la parte superior se debe instalar un sistema capaz de medir la temperatura en toda el área de la superficie con patrones predeterminados, con el fin de monitorear el desempeño del aislamiento de la parte inferior y el sistema de calentamiento de la fundación del tanque (si existe).

5.3.2.8.8 El sistema descrito en 5.3.2.8.7 se utilizará para llevar a cabo una prueba de temperatura en la parte inferior del tanque, 6 meses después de que el tanque se haya puesto en servicio y anualmente en lo sucesivo; también después un OBE y tras recibir señales de un área anormalmente fría.

#### 5.3.2.9 **Contenedores metálicos**

5.3.2.9.1 Los contenedores soldados, diseñados para operar a no más de 15 psi (100 kPa) deberán cumplir con API 620, *Diseño y construcción de tanques soldados para almacenamientos grandes, a baja presión*.

5.3.2.9.2 El apéndice Q del API 620, *Diseño y construcción de tanques soldados para almacenamientos grandes, a baja presión*, debe aplicarse para GNL con los siguientes cambios. La frecuencia de pruebas por radiografía o métodos de ultrasonido en los contenedores primario y secundario deben realizarse al 100 por ciento de todas las soldadura a tope verticales y horizontales, asociadas con la pared del contenedor (excepto la parte inferior de la cubierta en las soldaduras asociadas al fondo plano del contenedor) y en las juntas radiales de la cubierta anular.

#### 5.3.2.10 **Contenedores en concreto.**

5.3.2.10.1 El diseño, construcción, inspección y prueba de contenedores de concreto deberá cumplir con el ACI 376.

5.3.2.10.2 Los tanques con un contenedor primario de concreto no muy bien delimitado deberán contar con mecanismos para detectar y eliminar la acumulación de líquido en el espacio anular.

5.3.2.10.3 Recubrimientos no metálicos ubicados en un contenedor de concreto y que actúan como una mezcla o producto que es barrera contra los vapores deben cumplir con los criterios del ACI 376.

5.3.2.10.4 Las barreras metálicas incorporadas y que funcionen compuestas en los tanques de concreto deben cumplir con lo definido en el apéndice Q del API 620.

#### 5.3.2.11 **Inspección.**

5.3.2.11.1 Antes de su puesta en operación, los sistemas de tanques deben ser inspeccionados para asegurar el cumplimiento de los requisitos de este reglamento en la ingeniería de diseño, los materiales, la fabricación, el ensamblaje y las pruebas.

5.3.2.11.2 La inspección deberá ser realizada por inspectores que sean empleados del operador, una firma de ingeniería o una firma de inspección.

5.3.2.11.3 Los inspectores deben estar calificados en la norma aplicable a la fabricación del tanque o contenedor tal como se especifica en este reglamento.

#### 5.3.2.12 **Pruebas de los contenedores de GNL.**

5.3.2.12.1 Los contenedores primarios de GNL deben probarse hidrostáticamente y para detección de fugas y todas las fugas deben ser reparadas.

5.3.2.12.2 Los contenedores primarios de GNL deben ser probados hidrostáticamente con una altura de líquido igual a la altura de líquido de diseño que por la gravedad específica del producto este en capacidad de producir 1.25 veces la sobrecarga de presión de 1.25 veces la presión de vapor para la cual se ha definido el espacio.

5.3.2.12.3 El diseñador del sistema de tanques debe suministrar una prueba basada en la norma aplicable para la construcción de los contenedores.

5.3.2.12.4 Después que se hayan aceptado completamente las pruebas, no deben realizarse soldaduras en campo al tanque excepto las referidas a continuación:

- A) Las soldaduras de campo se limitarán a las placas de silleta o a los soportes previstos para este fin y a reparaciones permitidas en virtud de la norma de fabricación.
- B) La repetición de las pruebas por un método apropiado cuando se haya realizado reparación o modificación, se requerirá sólo cuando la reparación o la modificación es de tal naturaleza que una repetición de la prueba realmente pruebe el elemento afectado y cuando es necesario demostrar la adecuación de la reparación o la modificación.

#### **5.3.2.13 Marcado de los tanques de sistemas de almacenamiento de Gas Natural Licuado y de Contenedores ASME.**

5.3.2.13.1 Cada contenedor deberá identificarse mediante una placa resistente a la corrosión ubicada en un lugar accesible, que este marcada con la siguiente información:

- 1)Nombre de constructor y fecha de construcción.
- 2)Capacidad de líquido nominal (en barriles, galones o metros cúbicos)
- 3)Diseño de presión de gas metano en la parte superior del contenedor.
- 4)Máxima densidad permitida del líquido a almacenar.
- 5)Máximo nivel del líquido a almacenar al cual se puede hacer el llenado del contenedor. (véase numeral 5.3.2.7)
- 6)Máximo nivel de agua al cual se puede hacer el llenado del contenedor con agua para prueba, si aplica.
- 7)Mínima temperatura en grados Celsius (centígrados) para la que fue diseñado el contenedor.

5.3.2.13.2 Los contenedores de almacenamiento tendrá todas las penetraciones marcadas con la función de la penetración.

5.3.2.13.3 Las marcas de la penetración, serán visibles aun si se produce escarcha sobre la superficie del tanque.

#### **5.3.2.14 Contenedores ASME diseñados para operación a presiones superiores a 15 psig (103 Kpa).**

5.3.2.14.1 Los contenedores diseñados para presiones superiores a 15 psi (103 kPa) deben probarse de conformidad con los siguientes requisitos:

- 1) Los contenedores prefabricados, deben ser probados a presión por el fabricante antes de su envío al sitio de instalación.
- 2) El tanque interno debe ser probado de acuerdo al *Código ASME de calderas y recipientes a presión* o conforme al CSA B51, Código de calderas, recipientes y tubería de presión.
- 3) El tanque exterior debe probarse para fugas.
- 4) Las tuberías serán probadas según el numeral 5.3.14
- 5) Los contenedores y tuberías asociadas a ellos deberán probarse para fugas antes de llenar el recipiente con GNL.

5.3.2.14.2 El tanque interno de los contenedores fabricados en campo, que hayan sido diseñados para presiones superiores a 15 psi [kPa (g) 103] se probará según Código ASME de calderas y recipientes a presión o conforme al CSA B51, Código de calderas, recipientes y tubería de presión.

5.3.2.14.3 El depósito exterior de los contenedores fabricados en campo, cuyo diseño sea para presiones superiores a 15 psi [kPa (g) 103] será probado según el numeral 5.3.14

#### 5.3.2.15 **Enfriamiento y Purga de los contenedores.**

5.3.2.15.1 Antes de que un contenedor de GNL sea puesto en servicio, se debe purgar de acuerdo con 14.4.2 y 14.9.2 y enfriado de acuerdo con el numeral 14.4.2.

#### 5.3.2.16 **Dispositivos de Alivio.**

5.3.2.16.1 Los contenedores ASME y API deben contar con válvulas de alivio en vacío y a presión según lo requerido en las normas de fabricación.

5.3.2.16.2 Los dispositivos de alivio deben estar aliviando directamente a la atmósfera.

5.3.2.16.3 Los dispositivos de alivio en vacío, deberán instalarse cuando el contenedor pueda exponerse a condiciones de vacío superiores a las de diseño del contenedor.

5.3.2.16.4 Cada válvula de seguridad para alivio en vacío y a presión de los contenedores de GNL debe contar con una válvula manual de cierre o apertura completa que permita aislarla para mantenimiento o para otros fines.

Continuación de la Resolución “Por la cual se dicta el Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL”

- A) La válvula de cierre deberá poder sellarse o fijarse mediante un precinto en posición completamente abierta.
- B) Las válvulas de alivio en vacío y a presión serán instaladas en el contenedor de GNL, de forma que cada una pueda aislarse individualmente y mantengan la capacidad requerida alivio.
- C) Se debe instalar una válvula por cada dispositivo de alivio cuando solamente sea necesitado uno, ya sea una válvula de tres vías conectada a la válvula de alivio y esta a su vez al contenedor, o dos válvulas de alivio por separado, conectadas al contenedor se debe instalar cada uno con una válvula.
- D) No se debe cerrar más de una válvula de cierre al mismo tiempo.
- E) Conductos de descarga de la válvula de alivio o rejillas de ventilación, deberán diseñarse e instalarse para evitar que ocurra una acumulación de agua, hielo, nieve, u otros elementos extraños y estos elementos deben descargar en forma vertical hacia arriba.

#### 5.3.2.16.5 Dimensionamiento del dispositivo de alivio de presión.

5.3.2.16.5.1 La capacidad de los dispositivos de alivio de presión se determinarán por lo siguiente:

- 1) Exposición al fuego.
- 2) Anomalías operacionales, tales como la falla de un dispositivo de control.
- 3) Otras condiciones como resultado de fallas de equipo y errores en la operación.
- 4) Desplazamiento de vapor durante el llenado
- 5) Vaporización repentina durante el llenado como resultado de este llenado, o como consecuencia de la mezcla de productos de diferentes composiciones.
- 6) Pérdidas en la refrigeración.
- 7) Puntos calientes generados por la bomba de recirculación
- 8) Caída de la presión barométrica

5.3.2.16.5.2 Los dispositivos de alivio de presión, deberán dimensionarse para aliviar la capacidad de flujo determinada por el mayor flujo único o una combinación razonable y probable de los escapes de flujos.

5.3.2.16.5.3 La capacidad mínima de alivio de presión en libras por hora (kg / hora) no será inferior al 3 por ciento del contenido del tanque lleno en 24 h.

#### 5.3.2.16.6 Dimensionamiento del dispositivo de alivio en vacío.

5.3.2.16.6.1 La capacidad de los dispositivos de alivio en vacío se determinara según los siguientes:

- 1) Salida de líquido o vapor a la máxima rata de flujo.
- 2) Aumento en la presión barométrica.
- 3) Reducción de la presión de vapor del espacio como resultado del llenado con líquido.

5.3.2.16.6.2 Los dispositivos de alivio en vacío deberán dimensionarse para aliviar la capacidad de flujo determinada para la contingencia individual más grande o cualquier combinación razonable y probable de contingencias, menos la tasa de vaporización que se produce por la ganancia del mínimo calor normal en el contenido del depósito.

5.3.2.16.6.3 Ningún adición para la capacidad de alivio en vacío se permitirá para sistemas donde se vuelve a presurizar el gas o sistemas que aumentan la formación de vapor.

#### 5.3.2.16.7 Alivio por exposición al fuego.

5.3.2.16.7.1 La capacidad de alivio de presión requerida por exposición al fuego se calculará por la siguiente fórmula:

Para las unidades habituales de U.S.:

$$H = 34,500 FA^{0.82} + H_n$$

Para unidades SI

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

Continuación de la Resolución “Por la cual se dicta el Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL”

en donde:

- H = flujo de calor total, Btu/hr (vatios)  
 F = factor ambiental de Tabla 5.3.2.16.7.1  
 A = Área mojada del contenedor expuesta la superficie [ft<sup>2</sup> (m<sup>2</sup>)]  
 Hn = fuga de calor normal en tanques refrigerados [Btu/hr (vatios)]

Tabla 5.3.2.16.7.1 Factores ambientales de

Bases	F Factor
Base de contenedor	1,0
Instalaciones de aplicación de agua	1,0
Despresurización y vaciado de instalaciones	1,0
Contenedor subterráneo	0
Protección de aislamiento o térmica	
Unidades habituales de S	$F = U(1\ 600 - 1\ f)/34,500$
Unidades SI	$F = U(904 - T_f)/74,000$
* U = Coeficiente total de transferencia de calor Btu / (hr • ft <sup>2</sup> • ° F) [W / (m <sup>2</sup> • °C)] del sistema de aislamiento mediante el valor promedio para el rango de temperatura de Tf a +1 660 °F (904 °C); TF = temperatura del contenido del buque condiciones de escape, °F (°C).	

5.3.2.16.7.2 El área mojada expuesta, será el área de la superficie hasta una altura de 30 pies (9 m) por encima.

5.3.2.16.7.3 Donde se use aislamiento, este deberá resistir degradación por equipos contra incendios, deberá ser incombustible y no se debe descomponer a temperaturas por encima 1000 ° F (538 ° C) en con el fin de que se pueda utilizar como referencia de aislante para el factor ambiental para aislamiento a usarse.

#### 5.3.2.16.8 Cálculo de la capacidad de la válvula de alivio de presión.

A) La capacidad de alivio de la válvula se determinará por la siguiente fórmula:

$$W = H/L$$

en donde:

- W = Capacidad de alivio de vapores del producto a condiciones del alivio [lb/hr (g/s)]
- H = Flujo de calor total, Btu/hr (vatios)
- L = Calor latente de vaporización del líquido almacenado a la presión y temperatura de alivio, Btu/lb (J/g)

B) El flujo de aire equivalente se calculará con una de las siguientes fórmulas:

Para las unidades habituales de U.S.:

$$Q_a = 3,09W \frac{\sqrt{TZ}}{\sqrt{M}}$$

Para unidades SI

$$Q_a = 0,93W \frac{\sqrt{TZ}}{\sqrt{M}}$$

en donde:

- Qa = Capacidad equivalente de flujo de aire a 60 ° F (15 ° C) y a la presión absoluta de 14.7 psi (101 kPa) [ft /hr (m /hr)]
- W = Capacidad de alivio de vapores del producto a liberar en las condiciones de alivio [lb/hr (g/s)]
- T = Temperatura absoluta del vapor del producto a liberar en las condiciones de alivio [° R (K)]
- Z = Factor de compresibilidad de los vapores del producto a liberar en las condiciones de alivio.
- M = Masa molecular de vapor de producto [lbm/lb mol (g/g mol)]

### **5.3.3 Requisitos para aplicaciones estacionarias usando contenedores ASME.**

#### **5.3.3.1 Requisitos Generales**

5.3.3.2 La preparación del sitio debe incluir disposiciones para la retención del GNL derramado dentro de los límites de la propiedad de la planta y para el drenaje de las aguas estancadas.



5.3.3.3 Se debe facilitar el acceso al sitio de los equipos de los servicios de emergencia.

5.3.3.4 Los equipos de almacenamiento y transferencia en instalaciones automatizadas deben estar asegurados para evitar su manipulación.

5.3.3.5 Las instrucciones de operación y la identificación de la ubicación de los controles de emergencias deben estar visiblemente publicados dentro de la instalación

5.3.3.6 Los diseñadores, fabricantes y constructores de equipos y sistemas de LNG deben evidenciar la adecuada competencia.

5.3.3.7 Debe realizarse la supervisión para las pruebas de aceptación, construcción y fabricación de componentes de las instalaciones para garantizar que se cumplan los requisitos de este reglamento.

5.3.3.8 Durante la noche las instalaciones de transferencia de GNL tendrán iluminación en el área de transferencia.

5.3.3.9 La máxima presión de trabajo permisible (MPOP) deberá especificarse para todos los componentes diseñados para operar a presión.

5.3.3.10 La capacidad máxima agregada de almacenamiento será 280.000 galones (1060 m<sup>3</sup>).

5.3.3.11 **Contenedores.**

5.3.3.12 Todas las tuberías que hacen parte de un contenedor de GNL, incluyendo las tuberías entre los recipientes interior y exterior, se ajustarán a la sección VIII del *Código ASME de calderas y recipientes a presión*, o al ASME B 31.3, *Tuberías de proceso*.

5.3.3.13 Dando cumplimiento se indicara el cumplimiento de los requisitos indicados en el Apéndice W del Código ASME de calderas y recipientes a presión, sección VIII, específicamente los definidos en la forma U-1, “Reporte de Información del Fabricante de Recipientes a Presión”.

5.3.3.14 Las tuberías existentes entre el tanque interior y el exterior y dentro del espacio de aislamiento, deberán diseñarse para la máxima presión de operación permisible (MPOP) del tanque interior, con tolerancia a esfuerzos térmicos.

5.3.3.15 No se permitirán fuelles dentro del espacio de aislamiento.

5.3.3.16 Los contenedores serán de doble pared, con un tanque interno que almacena el GNL, rodeado de material aislante y los dos contenidos en el depósito exterior.

5.3.3.17 El tanque interno será construido por soldadura y de conformidad con el *Código ASME de calderas y recipientes a presión*, sección VIII, deberá tener estampe ASME y registrarse en la Junta Nacional de Inspectores de calderas y Recipientes a presión o el organismo correspondiente que registre en el país los recipientes a presión.

5.3.3.18 Los soportes del tanque interno deben diseñarse para su transporte, en caso de sismos y operaciones de carga.

5.3.3.19 Los soportes deben permitir la expansión y contracción del tanque interior y deberán diseñarse para que las tensiones resultantes transmitidas al tanque interior y el exterior estén dentro de los límites permitidos.

5.3.3.20 El depósito exterior deberá ser de construido por soldadura y haciendo uso de uno de los siguientes materiales:

- 1) Cualquiera de los aceros de carbono listados en la sección VIII, parte UCS del *Código ASME de calderas y recipientes a presión*, sección VIII, para temperaturas iguales o por encima del mínimo permitido, usar la temperatura de la Tabla 1A del *Código ASME de calderas y recipientes a presión*, sección II, parte D
- 2) Materiales con un punto de fusión inferior a 2 000 °F (1 093 °C) cuando el contenedor sea enterrado.

5.3.3.21 Cuando se utilice aislamiento por vacío, se diseñará el depósito exterior siguiendo uno cualquiera de los siguientes estándares:

- 1) *Código ASME de calderas y recipientes a presión*, sección VIII, Parte UG-28, UG-29, UG-30 y UG-33, utilizando una presión externa de no menos de 15 psi (100 kPa)

2)Parágrafo 3.6.2 del CGA 341, *Estándar de tanques aislados especificados para carga de líquidos criogénicos.*

5.3.3.22 Cabezas y tanques esféricos exteriores constituidos por segmentos y ensamblados con soldadura deben ser diseñados conforme al Código ASME de calderas y recipientes a presión, sección VIII, partes UG-28, UG-29, UG-30 y UG-33, utilizando una presión externa de 15 psi (100 kPa).

5.3.3.23 El depósito exterior debe estar equipado con un dispositivo de alivio u otro dispositivo para aliviar la presión interna.

5.3.3.24 El área de descarga debe ser de por lo menos 0,00024 pulgadas<sup>2</sup>/lb (0,34 mm<sup>2</sup>/kg) de la capacidad en agua del tanque interior, pero la zona no debe exceder de 300 pulgadas<sup>2</sup> (0,2 m<sup>2</sup>).

5.3.3.25 El dispositivo de alivio debe funcionar a una presión que no exceda el menor de los siguientes valores: la presión de diseño del tanque exterior, la presión de diseño del tanque interior o 25 psi (172 kPa).

5.3.3.26 Se deben instalar aislantes térmicos para evitar que el depósito exterior se enfríe por debajo de su temperatura de diseño.

**5.3.3.27 Diseño sísmico.**

5.3.3.27.1 Los contenedores prefabricados que se hayan diseñado y construido de acuerdo al *Código ASME de calderas y recipientes a presión* y sus soportes deben diseñarse para las fuerzas dinámicas asociadas con aceleraciones horizontales y verticales como sigue:

Por fuerza horizontal:

$$V = Z_c \times W$$

Por fuerza vertical:

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

en donde

$Z_c$  = coeficiente sísmico igual a 0,60 SDS donde SDS es la aceleración espectral máxima de diseño determinado según las disposiciones del ASCE 7, *Cargas mínimas de diseño para edificios y otras estructuras*, utilizando un factor de importancia, I, de 1.0 para el

sitio de clase más representativas de las condiciones subterráneas donde se encuentra la planta de GNL.

W = Peso total del contenedor y su contenido

#### 5.3.3.27.2 Bases de cálculo

A) El método de diseño descrito en 5.3.3.27.1 será usado únicamente donde el período natural, T, del contenedor prefabricado y su soportes sea de menos de 0.06 segundos.

B) Si el período T natural es 0.06 o mayor puede aplicarse 5.3.2.4

5.3.3.27.3 El contenedor y sus soportes deben diseñarse para las fuerzas sísmicas resultantes en combinación con las cargas de la operación, mediante el aumento de tensiones admisibles que se muestra en las normas utilizadas para diseñar el contenedor o sus soportes.

5.3.3.27.4 Cada contenedor se identificará con una placa marcada en un lugar visible, marcada con la información requerida por el *Código ASME de calderas y recipientes a presión*, con lo siguiente.

- 1) Nombre del fabricante y fecha en que el contenedor fue construido.
- 2) Capacidad nominal de líquido.
- 3) Presión de diseño en la parte superior del contenedor.
- 4) Máxima densidad de líquido permitida.
- 5) Máximo nivel de llenado
- 6) Mínima temperatura de diseño

5.3.3.28 Todas las penetraciones de los contenedores de almacenamiento deberán marcarse con la función de la penetración. Las marcas de las penetraciones deben ser visibles aun en caso de que se presente escarcha.

#### 5.3.3.29 Llenado de los contenedores.

Los contenedores diseñados para operar a una presión superior a 15 psi (100 kPa) deben equiparse con un dispositivo que impida que el contenedor se llene completamente de líquido o que cubra la salida de la válvula de alivio, cuando la presión en el contenedor alcance la presión de diseño de los dispositivos de alivio en todas las condiciones.

**5.3.3.30 Fundaciones de los contenedores y de los soportes.**

5.3.3.30.1 Las fundaciones de los contenedores de GNL deben diseñarse y fabricarse según la NFPA 5000, Código de seguridad para la construcción de edificaciones.

5.3.3.30.2 El diseño de las patas y las silletas debe incluir cargas transportadas, cargas de instalación, cargas por el viento y cargas térmicas.

5.3.3.30.3 Los cimientos y los soportes deben tener una resistencia al fuego cuya tasa sea de no menos de 2 horas y deben ser resistentes al movimiento por operaciones con mangueras.

5.3.3.30.4 Los contenedores de almacenamiento GNL instalados en áreas sujetas a inundaciones deben sujetarse para evitar la liberación de GNL o la flotación del tanque en caso de inundación.

**5.3.3.31 Instalación de los contenedores.**

5.3.3.31.1 Los contenedores de GNL de 1000 gal (3,8 m<sup>3</sup>) y menores deben ser ubicados como sigue:

- 1) Para los de 125 gal (0,47 m<sup>3</sup>) o menos, a 0 pies (0 m) de las líneas de propiedad que puedan usarse para construcción.
- 2) Para más grandes de 125 gal (0,47 m<sup>3</sup>) y menores a 1000 gal (3,8 m<sup>3</sup>), a 10 ft (3,0 m) de las líneas de la propiedad que puede usarse para construcción.

**5.3.3.32 Distancias mínimas.**

5.3.3.32.1 La distancia mínima desde el borde de un dique o un sistema de drenaje para contenedores sobre superficie o en un terraplén, más grandes de 1 000 gal (3,8 m<sup>3</sup>) deberán cumplir los requisitos de la Tabla 5.3.3.32.1 para cada una de las siguientes condiciones:

- 1) El edificio más cercano fuera del área.
- 2) La línea de propiedad que puede ser edificada.
- 3) Espacios entre los contenedores.

Continuación de la Resolución “Por la cual se dicta el Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL”

5.3.3.33 Los Tanques de GNL se instalarán de acuerdo con Tabla 5.3.3.33

5.3.3.34 Los contenedores bajo nivel y enterrados deben disponer de un sistema de calentamiento para evitar que haya enfriamiento en el suelo por debajo de los 32 ° F (0 °C).

Tabla 5.3.3.32.1 Distancia desde contenedores y lo que está expuesto

Capacidad de agua del contenedor		Distancia mínima desde el borde del embalse o sistema de drenaje de contenedor, fuera del sitio de las líneas del edificio y de la propiedad que puede aprovecharse para la construcción		Distancia mínima entre contenedores de almacenamiento	
Gal	m <sup>3</sup>	ft (pies)	m	ft (pies)	m
1 000 – 2 000	3,8 – 7,6	15	4.6	5	1,5
2 001 – 18 000	≥ 7,6 – 56,8	25	7.6	5	1,5
18 001 – 30 000	≥ 56,8 – 114	50	15	5	1,5
30 001 – 70 000	≥ 114 – 265	75	23	1/4 de la suma del diámetro del Contenedor Adyacente [5 ft (1,5 m) mínima]	
>70,000	>265	0,7 veces el diámetro del Contenedor [100 ft (30 m) mínimo]			

Tabla 5.3.3.33 Distancia desde el contenedor subterráneo y lo que está expuesto

Capacidad de agua del contenedor		Distancia mínima desde el edificio y la línea de la propiedad adyacente que puede aprovecharse para construcción		Distancia entre contenedores	
Gal	m <sup>3</sup>	ft (pies)	m	ft (pies)	m
< 18,000	<15.8	15	4.6	15	4,6
18 000 – 30 000	15.8–114	25	7.6	15	4,6
30 001 – 100 000	>114	50	12,2	15	4,6

5.3.3.34.1 Cuando se utilizan sistemas de calefacción, deberán instalarse de tal forma que cualquier elemento o sensor de temperatura utilizado para el control de la calefacción, pueda ser fácilmente reemplazado.

5.3.3.34.2 Todos los componentes enterrados en contacto con el suelo serán construidos de material resistente a la corrosión o protegidos para minimizar la corrosión.

5.3.3.34.3 Un espacio de al menos 3 pies (0.9 m) se debe proporcionar para acceder a las válvulas de aislamiento que sirvan a varios contenedores.

5.3.3.34.4 Los contenedores de GNL de más de 125 gal (0.5 m<sup>3</sup>) de capacidad no deben estar situados en edificaciones.

5.3.3.34.5 Los puntos de transferencia deberán estar a no menos de 25 pies (7,6 m) de las siguientes ubicaciones:

- 1) El edificio más cercano importante no asociado a la Instalación de GNL
- 2) La línea de la propiedad adyacente que pueda usarse para construir.

5.3.3.34.6 Los tanques de GNL y su equipo asociado, no deberán estar localizados donde estén expuestos a fallas de líneas eléctricas aéreas con tensión de más de 600 voltios.

#### 5.3.3.35 **Válvulas automáticas de retención del producto.**

5.3.3.35.1 Todas las conexiones de líquido y vapor, excepto las válvulas de alivio y las conexiones de instrumentación, deben tener válvulas automáticas de retención del producto a prueba de fallos.

5.3.3.35.2 Las válvulas automáticas de retención del producto a prueba de fallos, deberán estar diseñadas para cerrarse en caso de cualquiera de las siguientes condiciones:

- 1) Detección de incendio o explosión.
- 2) Aumento de flujo de GNL desde el contenedor.
- 3) Operación manual desde una ubicación local y remota.

5.3.3.35.3 Las conexiones usadas únicamente para flujo hacia el recipiente, deberán tener dos válvulas de contraflujo en serie, o una válvula automática de retención de producto a prueba de fallos.

5.3.3.35.4 Los dispositivos deben instalarse lo más cerca del contenedor, para que en caso de que una ruptura resultante de la tensión externa de la tubería, la ruptura ocurra en la tubería al lado de los componentes, y se mantenga intacta la válvula y la tubería del lado del contenedor.

#### 5.3.3.36 **Contención de derrames de GNL.**

5.3.3.36.1 Deben usarse diques, accidentes topográficos u otros métodos para dirigir los derrames de GNL a un área segura y evitar el flujo del GNL a de drenajes de agua, alcantarillas, vías fluviales, o cualquier canal cerrado de la zona.

5.3.3.36.2 Los tanques de almacenamiento de líquidos inflamables no deberán estar situados dentro del área correspondiente al dique de un contenedor de GNL.

5.3.3.36.3 Las aéreas de contención correspondientes a contenedores de GNL en superficie o en terraplén, deben tener una capacidad de contención volumétrica mínima, incluyendo una capacidad de contención adicional del área de drenaje más una capacidad para los desplazamientos por acumulación desde otros contenedores y equipos, de acuerdo con lo siguiente:

- 1) Cuando los contenedores construidos en la zona del dique se encuentren diseñados para prevenir fallas por derrames de GNL o fuego en el dique, la capacidad mínima de contención del dique será el volumen del contenedor más grande dentro del área de contención.
- 2) Cuando los contenedores en el área del dique no se encuentren diseñados para prevenir fallas por derrames de GNL o fuego en el dique, la capacidad mínima de contención del dique será el volumen sumado de todos los contenedores dentro del área de contención.

5.3.3.36.4 Las áreas de contención serán diseñadas o equipadas para mantenerse libres de aguas lluvias u otras aguas estancadas.



5.3.3.36.5 Cuando se utilicen bombas de sifón controladas automáticamente, deberán equiparse con un dispositivo de corte automático para prevenir su funcionamiento cuando se expongan a la presencia de fluidos a temperatura de GNL.

5.3.3.36.6 Las tuberías, válvulas y accesorios cuyo fallo podría permitir escape de líquido de la zona de contención, deberán diseñarse para resistir la exposición continua a fluidos a la temperatura del GNL.

5.3.3.36.7 Cuando se use drenaje por gravedad para remover el agua, el colector deberá ser diseñado para evitar derrames de GNL hacia el sistema de drenaje.

#### 5.3.3.37 **Inspección.**

5.3.3.37.1 Antes de iniciar el funcionamiento, los contenedores deberán ser inspeccionados para garantizar el cumplimiento de la ingeniería de diseño, el material, la fabricación, el montaje y las pruebas dispuestas en este capítulo.

5.3.3.37.2 Los inspectores deben calificarse de conformidad con la norma aplicable a la fabricación del contenedor y según lo especificado en este reglamento.

#### 5.3.3.38 **Prueba de Contenedores de Gas Natural Licuado.**

5.3.3.38.1 El tanque exterior deberá ser probado para fugas.

5.3.3.38.2 Las tuberías entre el recipiente interior y la primera conexión fuera del recipiente exterior, deberán ser sometidas a pruebas de acuerdo con el ASME B 31.3, *Tuberías de Proceso*.

#### 5.3.3.39 **Carga de contenedores de GNL.**

Los Contenedores deberán cargarse con gas inerte a una presión interna mínima de 10 psi (69 kPa).

#### 5.3.3.40 **Pruebas en campo a contenedores de GNL.**

5.3.3.40.1 Los Contenedores y tuberías asociadas, deberán ser probados a prueba de fugas antes del llenado con GNL.

5.3.3.40.2 Después que las pruebas para aceptar el tanque se hayan concluido, no se permitirán soldaduras en campo en los contenedores de GNL.

#### 5.3.3.41 Soldaduras en los contenedores.

5.3.3.41.1 Las soldaduras en campo solo serán efectuadas en las láminas de la silleta o en los soportes previstos para este fin.

5.3.3.41.2 Cuando se requieran reparaciones o modificaciones usando soldadura, deben cumplir con el código o norma bajo el cual se fabrico el contenedor.

5.3.3.41.3 La realización de pruebas a la reparación o modificación solo será requerida en donde la reparación o modificación es de tal naturaleza que una repetición de pruebas realmente genera exigencia al elemento y además resulta necesario demostrar la calidad de la reparación o modificación.

#### 5.3.3.42 Tuberías.

5.3.3.42.1 Todas las tuberías que son parte de un contenedor de GNL y las instalaciones asociadas con el contenedor para el manejo de líquidos inflamables o líquidos criogénicos deben cumplir el ASME B,31.3, *Tuberías de proceso*, y las siguientes condiciones:

- 1) No se permitirán tuberías tipo F, tubería soldada en espiral y productos de acero soldados por horno.
- 2) Todas las soldaduras deberán realizarse por personal calificado bajo los requisitos del *Código ASME de calderas y recipientes a presión*, sección IX.
- 3) No se permitirá soldadura tipo oxiacetilénica (oxígeno-gas combustible).
- 4) El metal de aporte de soldadura debe tener un punto de fusión superior a 1000°F (538 °C).
- 5) Todas las tuberías deben ser de acero inoxidable austenítico para todos los usos a -20 °F (-29 °C).
- 6) Todas las tuberías y componentes de tuberías, excepto las uniones, sellos y ensamblajes, deberán tener un punto mínimo de fusión de 1500°F (816 °C).
- 7) Productos de aluminio solo se utilizarán, aguas abajo de una válvula de retención, en el vaporizador de servicio.

- 8) Acoples por compresión que sean utilizados donde estén expuestos a temperaturas inferiores a  $-20\text{ }^{\circ}\text{F}$  ( $-29\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) deben cumplir los requisitos de ASME B31.3, *Tuberías de proceso*, Sección 315.
- 9) No se permitirán conexiones por punción en las derivaciones de tubería.
- 10) Válvulas de vástago extendido, deben usarse para todo servicio de líquido criogénico, y se instalarán de forma que el casquete no quede a un ángulo de más de 45 grados desde la posición vertical.

5.3.3.42.2 Se debe especificar el nivel de inspección de tuberías.

#### 5.3.3.43 Instrumentación del contenedor.

##### 5.3.3.43.1 General

La instrumentación para las instalaciones de GNL se diseñará para que, en caso de que el flujo de electricidad o aire falle, el sistema entre en una condición a prueba de fallos que se mantenga hasta que el personal de la operación pueda tomar medidas para reactivar el flujo o asegurar el sistema.

##### 5.3.3.43.2 Nivel de volumen

Los contenedores de GNL, deben estar equipados con dispositivos de medición del nivel de líquido como sigue:

- 1) Contenedores de 1000 gal (3,8 m<sup>3</sup>) o más deberán estar equipados con dos dispositivos independientes de medición del nivel líquidos.
- 2) Contenedores de menos de 1000 gal (3,8 m<sup>3</sup>) deben estar equipados con un medidor de nivel tipo tubo o con otros dispositivos de nivel.
- 3) Contenedores de 1000 gal (3,8 m<sup>3</sup>) o más deben tener un medidor de nivel líquido, que indique continuamente el nivel desde completamente lleno hasta vacío y que sea fácil de mantener o reemplazar sin que haya que poner el contenedor fuera de servicio.

##### 5.3.3.43.3 Medida y Control de presión.

5.3.3.43.3.1 Cada contenedor deberá estar equipado con un manómetro conectado al contenedor en un punto por encima del nivel máximo de líquido, que tiene una marca permanente que indica la máxima presión de operación permitida (MPOP) del contenedor.

5.3.3.43.3.2 Los equipo de cubierta en vacio, deberán tener conexiones de instrumentación para el monitoreo de la presión en el espacio anular.

5.3.3.43.3.3 Las válvulas de seguridad deben seleccionarse para sensar las condiciones resultantes de una mala operación, el desplazamiento de vapor y vaporización repentina, resultante del fuego y la recirculación en la bomba.

5.3.3.43.3.4 Las válvulas de alivio de presión se comunicarán directamente con la atmósfera.

5.3.3.43.3.5 Las válvulas de alivio de presión deberán dimensionarse según el numeral 5.3.2.16.6 o con CGA S-1.3, *Norma para dispositivos de alivio de presión*. Parte 3: Contenedores de almacenamiento de Gas comprimido.

5.3.3.43.3.6 La válvula de alivio de presión del contenedor interior deberá tener una válvula manual de corte, que permita aislarla del contenedor.

5.3.3.43.3.7 La válvula de corte, deberá poder bloquearse o podrá fijarse en posición totalmente abierta.

5.3.3.43.3.8 La instalación de válvulas de alivio de presión debe hacerse permitiendo que cada válvula sea aislada individualmente para pruebas o mantenimiento, mientras mantiene la capacidad total de escape determinada en el numeral 5.3.2.16.6

5.3.3.43.3.9 Cuando solamente sea necesitado un dispositivo de alivio, ya sea una válvula de tres vías conectada a la válvula de alivio y esta a su vez al contenedor, o dos válvulas de alivio por separado, conectadas al contenedor se debe instalar cada uno con una válvula.

5.3.3.43.3.10 Las válvulas de cierre aguas abajo de la válvula individual de alivio, deben bloquearse o sellarse en posición abierta y no deberán ser operadas excepto por una persona autorizada.

5.3.3.43.3.11 Las vías de descarga de la válvula de alivio o respiraderos serán diseñados e instalados para evitar una acumulación de agua, hielo, u otros elementos extraños deben instalarse para descargar directamente a la atmósfera, en posición vertical.

### **5.3.4 Instalaciones de vaporización**

#### **5.3.4.1 Clasificación de los vaporizadores.**

5.3.4.1.1 En un vaporizador ambiental, si la temperatura que normalmente genera la fuente de calor excede 212 ° F (100 °C), el vaporizador se considerará, un vaporizador calentado remotamente.

5.3.4.1.2 En un vaporizador ambiental, si la fuente de calor está separada del calor real del intercambiador de calor y se utiliza un medio controlable de transmisión de calor entre la fuente de calor y el intercambiador de calor, se considerara que el vaporizador es un vaporizador calentado remotamente y se aplicaran los requisitos para vaporizadores calentados.

#### **5.3.4.2 Diseño y materiales de construcción**

5.3.4.2.1 Los vaporizadores serán diseñados, fabricados e inspeccionados según el *Código ASME de calderas y recipientes a presión, sección VIII*

5.3.4.2.2 Los intercambiadores de calor del vaporizador deberán diseñarse para el mayor valor de presión de trabajo entre la presión máxima de descarga de la bomba de GNL y la presión del contenedor al que le esté suministrando la corriente de gas vaporizado.

#### **5.3.4.3 Tuberías de los vaporizadores, sistemas intermedios de tuberías para flujo y válvulas de los almacenamientos.**

5.3.4.3.1 Los vaporizadores conectados a manifolds (múltiples) deberán incluir válvulas de corte a la entrada o a la salida de cada vaporizador.

5.3.4.3.2 La válvula de descarga de cada vaporizador y los componentes de tuberías y válvulas de escape instaladas aguas arriba de cada válvula de descarga de vaporizador, deberán diseñarse para funcionar a temperaturas de GNL [-260 °F (-162 °C)].

5.3.4.3.3 El aislamiento de vaporizadores inactivos conectados a manifolds (múltiples) deberá ser por medio de dos válvulas de corte.

5.3.4.3.4 El GNL o gas que se acumule entre las válvulas u los sistemas de duales para bloqueo y purga, debe aliviarse mediante conexión a un área sin fuente de ignición y donde no haya personas presentes.

5.3.4.3.5 A una distancia de al menos 50 pies (15 m) desde cada vaporizador calentado deberá instalarse una válvula de cierre sobre la línea que conduce GNL hacia este vaporizador calentado.

5.3.4.3.6 Si el vaporizador calentado está ubicado dentro de una edificación, la válvula se debe instalar por lo menos a 50 pies (15 m) medidos desde la edificación.

5.3.4.3.7 La válvula de corte rápido puede ser la válvula de corte rápido del contenedor o una válvula independiente instalada específicamente para ese fin.

5.3.4.3.8 Cada vaporizador calentado debe disponer de un dispositivo local y un dispositivo remoto para apagar la fuente de calor.

5.3.4.3.9 Cuando el vaporizador calentado está ubicado a 50 pies (15 m) o más de la fuente de calor, la ubicación remota de cierre será por lo menos 50 pies (15 m) desde el vaporizador.

5.3.4.3.10 En el caso en que el vaporizador calentado se deba situar a menos de 50 pies (15 m) de la fuente de calor, deberá entonces tener una válvula de cierre automático en la línea de líquido de GNL ubicada por lo menos a 10 pies (3 m) del vaporizador y deberá cerrarse en cualquiera de las siguientes situaciones:

- 1) Pérdida de presión de la línea (por exceso de flujo).
- 2) Cuando un incendio sea detectado por la instrumentación diseñada para este fin en el área cercana al vaporizador.
- 3) Baja temperatura en el vaporizador.

5.3.4.3.11 Si la instalación tiene definido personal para operaciones en planta, la operación manual de la válvula de cierre automático debe ser desde un punto a menos de 50 pies (15 m) desde el vaporizador, y adicionalmente debe cumplir los requisitos en el numeral 5.3.4.3.10

5.3.4.3.12 Cualquier vaporizador ambiental o cualquier vaporizador calentado que se encuentre instalado en un radio de 50 pies (15 m) de un contenedor de

GNL deberá equiparse con una válvula de cierre automático en la línea de líquido de GNL.

5.3.4.3.13 La válvula de cierre automático deberá localizarse por lo menos a 10 pies (3 m) desde el vaporizador al ambiente o calentado y deberá cerrar en cualquiera de las siguientes situaciones:

- 1) Pérdida de presión de la línea (exceso de flujo).
- 2) Temperatura anormal captada en las inmediaciones del vaporizador (fuego).
- 3) Baja temperatura en la línea de descarga del vaporizador.

5.3.4.3.14 Si la instalación tiene definido personal para operaciones en planta, la operación manual de la válvula de cierre automático debe ser desde un punto a menos de 50 pies (15 m) desde el vaporizador, además de cumplir los requisitos de 5.3.4.3.13

5.3.4.3.15 Se debe instalar un equipo automático que evite el flujo de GNL o gas vaporizado hacia el sistema de tuberías a una temperatura por encima o por debajo de la temperatura de diseño de los ductos.

5.3.4.3.16 Los equipos automáticos deben ser independiente de todos los otros sistemas de control de flujo.

5.3.4.3.17 Los equipos automáticos deben incluir una válvula de línea para casos de emergencia.

5.3.4.3.18 Cuando haya un sistema intermedio de flujo desde un vaporizador calentado remotamente, las válvulas de cierre deberán cumplir los siguientes requisitos:

- 1) Las válvulas de cierre debe instalarse tanto en las líneas caliente como en las frías del sistema fluido intermedio.
- 2) Las válvulas de control deben ubicarse por lo menos a 50 pies (15 m) del vaporizador.

#### 5.3.4.4 **Dispositivos de alivio en los vaporizadores.**

5.3.4.4.1 La capacidad de la válvula de alivio de un vaporizador calentado o de proceso, deberá seleccionarse para que pueda descargar el 110 por ciento, de

la capacidad nominal del flujo de gas natural del vaporizador, sin permitir, que la presión aumente a más del 10 por ciento por encima de la máxima presión de operación permisible (MPOP) del vaporizador.

5.3.4.4.2 La capacidad de la válvula de alivio para vaporizadores ambientales, será seleccionada para proporcionar capacidad de descarga de al menos 150 por ciento, de la capacidad de flujo de gas natural de vaporizador nominal, basada en condiciones normales de funcionamiento, sin permitir que la presión aumente a más del 10 por ciento por encima de la presión de trabajo máxima admisible de vaporizador.

5.3.4.4.3 Las válvulas de alivio en los vaporizadores calentados deberán localizarse en puntos de la instalación en los que no se sometan a temperaturas superiores a 140 °F (60 °C) durante la operación normal, a menos que estas válvulas estén diseñadas para resistir altas temperaturas.

#### 5.3.4.5 **Suministro de aire de combustión.**

El Aire de combustión necesario para el funcionamiento del vaporizador caliente integral o de la fuente primaria de calor que calienta en forma remota los vaporizadores, deberá tomarse del exterior de la estructura o edificación que se encuentre completamente cerrada.

#### 5.3.4.6 **Productos de combustión.**

Cuando un vaporizador calentado integral o la fuente primaria de calor para vaporizadores remotamente calientes, se encuentren instalados en edificaciones cerradas, se deben tener mecanismos para evitar la acumulación de productos peligrosos de la combustión.

#### 5.3.5 **Sistemas de Tuberías y Componentes.**

5.3.5.1 Todos los sistemas de tuberías de la planta deberán diseñarse y construirse según el ASME B31.3, Tuberías de proceso.

5.3.5.2 Las disposiciones adicionales del presente capítulo se aplicarán a los sistemas de tuberías y componentes para líquidos combustibles y gases combustibles.



5.3.5.3 Los sistemas de gas combustible deben cumplir los requisitos de la NFPA 54, *Código Nacional de Gas combustible* o del ASME B 31.3, *Tuberías de proceso*.

#### 5.3.5.4 Requisitos de diseño sísmico

5.3.5.4.1 Para fines del diseño, todas las tuberías de GNL en las instalaciones, se clasificarán en una de las siguientes tres categorías sísmicas:

- 1) Categoría I: Todas las tuberías soportadas por el tanque de GNL, las tuberías hasta las válvulas de emergencia y tuberías de agua para incendio.
- 2) Categoría II: Todas las tuberías para gases inflamables o tuberías de proceso para el GNL.
- 3) Categoría III — Otro tipo de tuberías no incluidas en las categorías I y II.

5.3.5.4.2 La categoría de las tuberías debe estar de acuerdo con las siguientes condiciones:

- 1) Categoría I — Todas las tuberías de la categoría I, deberán estar diseñadas para eventos OBE y SSE. El diseño de las tuberías OBE, no considerara modificaciones en la respuesta.
- 2) Categoría II: Todas la tubería de la categoría II, deberán estar diseñadas, para el diseño de sismos según el ASCE 7, *Cargas mínimas de diseño para edificios y otras estructuras*. Como máximo, se aplicará un factor de modificación de respuesta  $R_p$  de 6. El valor de importancia  $I_p$ , deberá tomarse como 1.5.
- 3) Categoría III: Todas las tuberías de la categoría III deberán diseñarse para el diseño de sismos por ASCE 7, *Cargas mínimas de diseño para edificios y otras estructuras*. Al máximo, se aplicará un factor de modificación de response  $R_p$  de 6. El valor de importancia  $I_p$  deberá tomarse como 1.0.

5.3.5.4.3 Las tuberías deberán evaluarse mediante un análisis equivalente estático o un análisis dinámico, que reúnan los requisitos de ASCE 7, *Cargas mínimas de diseño para edificios y otras estructuras*. Los eventos OBE, SSE y las cargas de diseño para terremoto deberán combinarse con otras cargas, utilizando la combinación de carga de ASCE 7. La rigidez de los soportes de

tubería para los modelos aplicados, deben incluir un el modelo de análisis de tensión de la tubería, a menos que los soportes se pueden calificar como rígidos, siguiendo los siguientes criterios:

- 1) Soportes de 12 pulgadas (0,3 m) y la tubería más grande: rigidez de soporte mínimo de 100 kips/pulgadas (1797 kg/mm) en la dirección de moderación.
- 2) Soportes de 12 pulgadas (0,3 m) y tuberías más pequeñas: rigidez de soporte mínimo de 10 kips/pulgadas (179,7 kg/mm) en la dirección de moderación.

5.3.5.4.4 Los componentes y sistemas de tuberías deberán diseñarse para dar cabida a los efectos de la fatiga resultante de la realización de ciclos térmicos a los que son sometidos los sistemas.

5.3.5.4.5 Debe tenerse una previsión para la expansión y contracción de las tuberías y las uniones de la tubería debido a los cambios de temperatura, que esté de acuerdo con el ASME B31.3, *Tuberías de proceso, sección 319*.

### **5.3.6 Materiales de construcción de las tuberías.**

5.3.6.1 Todos los materiales de las tuberías, incluyendo uniones y componentes de las roscas, se seleccionarán por compatibilidad con los líquidos y gases que manejen, en toda la gama de temperaturas a que puedan someterse.

5.3.6.2 Las tuberías expuestas en emergencias a bajas temperaturas por GNL o derrames de refrigerante, o al calor de un incendio producido por una fuga, casos en que dichas exposiciones podrían causar una falla de la tubería magnificando la emergencia, deben cumplir los siguientes requisitos:

- 1) Deben estar fabricadas de material que pueda soportar la temperatura de funcionamiento normal y la temperatura extrema a que la tubería podría estar sometida durante la emergencia.
- 2) Deben estar protegidas por aislamientos o por otros medios para retardar la falla debida a las temperaturas extremas hasta que puedan adoptarse medidas correctivas por el personal de la operación.

3) Deben poder aislarse y detener el flujo antes del lugar donde está expuesta la tubería al calor por un incendio del derrame durante la emergencia.

5.3.6.3 Debe usarse aislamiento en las tuberías, para las áreas donde sea necesario reducir la exposición al fuego, el aislamiento deberá tener un índice de propagación de llama máximo de 25, y debe probarse con el método estándar de prueba de superficie, características de quemado de materiales de construcción contenido en la NFPA 255; además deberá mantener todas sus propiedades durante una emergencia, al ser expuesto al fuego, calor, frío o agua.

### **5.3.7 Tuberías**

5.3.7.1 No se acepta el uso de tuberías de hierro fundido y con costura por fundición.

5.3.7.2 Cuando se usen tuberías soldada con costura longitudinal o espiral, las costuras y la zona afectada por el calor deben llenar los requisitos de la sección 323.2.2 de ASME B 31.3, Tuberías de proceso.

5.3.7.3 La tubería debe ser Schedule 80.

5.3.7.4 Las tuberías para líquidos de un contenedor de almacenamiento, un cuarto frío u otros equipos que requieran aislamiento, cuya falla pueda liberar una cantidad significativa de combustible líquido, no podrán fabricarse en aleaciones de aluminio, cobre, o de material cuyo punto de fusión sea menos de 2 000 °F (1 093 °C).

### **5.3.8 Juntas de Transición.**

- A) Las juntas de transición deberán protegerse contra la exposición al fuego.
- B) La protección contra la exposición al fuego no será necesaria para las tuberías de líquido que estén fabricadas para resistir llama, líneas de descarga y mangueras.

5.3.8.1 No se utilizarán juntas de fundición, hierro maleable o tubería de hierro dúctil.

### **5.3.9 Accesorios**

5.3.8.1 Los nipples roscados, deberán ser Schedule 80.

5.3.8.2 No se utilizarán accesorios de fundición, hierro maleable o fundición dúctil.

5.3.8.3 Doblado de tubería.

A) Los dobleces en las tuberías solo se podrán hacer bajo los requisitos del ASME B 31.3, *Tuberías de proceso, sección 332*.

B) No se permitirán dobleces en campo para las tuberías de acero serie de 300 u otros elementos de criogenia, a excepción de la tubería de instrumentación.

5.3.8.4 Los tapones o caps de los sistemas de tuberías deben ser hechos en acero Schedule 80 y no se permitirán tapones provisionales con accesorios roscados.

5.3.8.5 No se permite el uso de acoples por compresión, en puntos sometidos a temperaturas inferiores a -20 °F (-29 °C), a menos que cumplan los requisitos de ASME B31.3, *Tuberías de proceso, sección 315*.

### **5.3.10 Válvulas.**

5.3.10.1 Las válvulas deben cumplir con los siguientes estándares:

A) ASME B 31.3, *Tuberías de proceso, sección 307*,

B) ASME B31.5, *Tuberías para refrigeración*.

C) ASME B 31.8, *Sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas*.

D) API 6D, *Especificación para válvulas de tuberías*.

Siempre que las condiciones de diseño estén dentro del alcance de aplicación de esas normas.

5.3.10.2 No se podrán usara válvulas de fundición, hierro maleable o hierro dúctil.

### **5.3.11 Instalación.**

#### **5.3.11.1 Uniones de la tubería**

5.3.11.1.1 Las uniones de tuberías con diámetro nominal hasta 2 pulgadas (50 mm) deben ser roscadas, soldadas o bridadas.

5.3.11.1.2 Las uniones de tubería con diámetro nominal de 2 pulgadas (50 mm) en adelante serán soldadas o bridadas.

5.3.11.1.3 En las conexiones a equipos o componentes que la conexión no está sujeta a esfuerzos producidos por fatiga, las uniones con diámetro nominal hasta 4 pulgadas (100 mm) deben ser roscadas, soldadas o bridadas.

5.3.11.1.4 Debe minimizarse el uso de uniones roscadas o bridadas y se utilizaran sólo cuando sea necesario, como en las transiciones de material, las conexiones de instrumentación, o en los mantenimientos.

5.3.11.1.5 Cuando se utilicen uniones roscadas debe proveerse sello a las roscas mediante soldadura u otros mecanismos que puedan someterse a prueba excepto en los siguientes casos:

- 1) Conexiones de instrumentación, donde el calor de la soldadura causaría daños a la instrumentación.
- 2) Donde la soldadura usada limite el acceso para mantenimiento.
- 3) Transiciones de material donde no es práctico el sello con soldadura.

5.3.11.1.6 Cuando se deban conectar tuberías de metales diferentes, deben usarse bridas o juntas de transición diseñadas y probadas para este tipo de aplicaciones.

5.3.11.1.7 Cuando las uniones sean objeto de exposición al fuego, deberán ser resistentes al fuego de la exposición.

#### 5.3.11.2 Válvulas

5.3.11.2.1 Las válvulas de vástago extendido debe contar con sellos propios y debe instalarse de tal forma que prevenga fugas o mal funcionamiento debido a la congelación.

5.3.11.2.2 Cuando una válvula de vástago extendido se instale en una tubería de líquido criogénico, debe montarse en un ángulo mayor de 45 grados medido sobre la posición vertical arriba-derecha; además debe demostrarse que está libre de fugas y congelamiento en condiciones de funcionamiento.

5.3.11.2.3 Válvulas de corte deben ser instaladas en conexiones a contenedores y vasijas de los buques, excepto en los siguientes casos:

- 1) Conexiones de válvulas de alivio que presenten conformidad frente al *Código ASME de calderas y recipientes a presión*, sección VIII, División 1, UG-125(d) y Apéndice M-5
- 2) Conexiones para alarmas de nivel de líquido como es el requisito definido en 5.3.19.1.1.3 o 5.3.3.43.2 para los contenedores tipo ASME.
- 3) Las conexiones con brida ciega o con conectores.

5.3.11.2.4 Las válvulas de corte deberán estar ubicadas dentro del área del dique lo más cerca posible a los contenedores, tanques y buques cuando así se disponga.

5.3.11.2.5 El diseño interno y la instalación de las válvulas debe ser tal, que cualquier falla en los extremos que se acoplan a la tubería, resultante de la tensión externa de la misma tubería, este más allá de los puntos de cierre en el interior de la válvula.

5.3.11.2.6 Además de la válvula de corte para los contenedores que es requerida en 5.3.11.2.3, las conexiones del contenedor hasta un diámetro nominal de 1 pulgada (25 mm) por las cuales puedan presentarse derrames de líquido, deben tener uno de los siguientes dispositivos:

- 1) Una válvula de corte automático por exposición al fuego.
- 2) Una válvula de corte rápido operada a control remoto que permanezca cerrada excepto durante la operación.
- 3) Una válvula de cheque en las conexiones de llenado.

5.3.11.2.7 Las válvulas y los controles de las válvulas, deberán diseñarse para permitir el funcionamiento bajo condiciones de helada donde pueden existir tales condiciones.

5.3.11.2.8 Las válvulas de corte por emergencia desde 8 pulgadas (200 mm) en adelante deben contar con sistemas de operación dual automática y manual.

5.3.11.2.9 Donde se instalan las válvulas asistidas para el cierre, el tiempo de cierre no debe producir un golpe de ariete capaz de causar la falla de línea o equipo.

5.3.11.2.10 El cierre no deberá causar tensiones en la tubería que puedan generar fallos en la tubería.

5.3.11.2.11 Un sistema de tuberías utilizado para la transferencia periódica de fluidos fríos deberá contar con un medio para el preenfriamiento de los ductos antes de las operaciones de transferencia.

5.3.11.2.12 Se deben instalar válvulas de cheque en los sistemas de transferencia para evitar flujo bidireccional y deben localizarse tan cerca como sea posible del punto de conexión a los sistemas en los que pueda ocurrir el retroceso del flujo.

### 5.3.11.3 Soldaduras y soldaduras con bronce.

Todos los contenedores, tubería sujeta al ASME B31.3 y componentes soldados o soldados con soldadura de bronce para instalaciones de GNL deben cumplir lo dispuesto en la sección IX del *Código ASME de calderas y recipientes a presión*.

5.3.11.3.1 La calificación y el desempeño de los soldadores deberán cumplir lo definido en la subsección 328.2 del ASME B31.3, *Tuberías de proceso* y el numeral 5.3.11.3.2 de este reglamento.

5.3.11.3.2 Para la soldadura de materiales que tendrán prueba del impacto, se deben seleccionar los procedimientos de soldadura calificados que minimicen la degradación de las propiedades del material de la tubería a baja temperatura.

5.3.11.3.3 Para la soldadura de accesorios en tubos inusualmente delgados, deberán seleccionarse los procedimientos y técnicas que reduzcan el peligro de quemaduras.

5.3.11.3.4 No serán permitidas soldaduras del tipo oxiacetilénicas (oxígeno-gas combustible).

5.3.11.4 Marcación de la Tubería.

La marcación de la tubería debe cumplir con las siguientes características:

- 1) Las marcas se efectuarán con un material compatible con el material de la tubería.
- 2) Materiales de menos de ¼ pulgada (6,35 mm) de espesor no deberá ser estampado.
- 3) Materiales de marcado que sean corrosivos para el material de la tubería no deberán ser utilizados.

### **5.3.12 Soportes de la tubería.**

5.3.12.1 Los soportes de la tubería, incluyendo aquellos sistemas de aislamiento que han sido usados para sujetar los tubos y cuya estabilidad es esencial para la seguridad de la planta, deben ser resistentes o estar protegidos contra la exposición al fuego, escapes de líquido frío, o ambos, en caso de tener posibilidades de exponerse a estas situaciones.

5.3.12.2 Los soportes de tuberías frías deben diseñarse para minimizar la transferencia de calor, lo que puede generar falla en la tubería por formación de hielo o debilitamiento de los apoyos en acero.

5.3.12.3 El diseño de los elementos de apoyo deberá ajustarse a la sección 321 del ASME b 31.3, *Tuberías de proceso*.



**5.3.13 Codificación de tuberías.**

Las tuberías deberán estar codificadas por pintura de diferente color o etiquetas claramente legibles.

**5.3.14 Inspección y Pruebas de la tubería.**

La inspección y prueba de las tuberías deberá realizarse de acuerdo al Capítulo VI del ASME B31.3 para demostrar su adecuada construcción y montaje y que no presentan fugas. A menos que se especifique otra cosa en los diseños, el sistema de tuberías deberá ser probado para las condiciones de servicio normales según los requisitos del ASME B31.3

**5.3.14.1 Prueba de fugas.**

5.3.14.1.1 La pruebas de fugas de la tubería se llevará a cabo de conformidad con el ASME b 31.3, *Tuberías de proceso*, sección 345.

5.3.14.1.2 Para evitar posibles fallas por fragilidad en tuberías de acero al carbono de baja aleación, las pruebas deben realizarse a temperaturas adecuadas para el metal, por encima de su temperatura de transición a nula ductilidad.

**5.3.14.2 Generación de registros.**

5.3.14.2.1 Un registro de cada prueba de fugas realizada a la tubería debe ser generado según el parágrafo 345.2.7 del ASME B31.3.

**5.3.14.3 Pruebas a la soldadura de la tubería.**

5.3.14.3.1 La tubería de costura longitudinal que deba operar a temperaturas de servicio inferiores a -20 °F (-29 °C) debe cumplir con el siguiente requisito:

- 1) La junta longitudinal o espiral soldada deberá ser sometida al 100% de inspección radiográfica de acuerdo al parágrafo 302.3.4 y a la tabla A-1B del ASME B31.3 que presenta un factor básico de calidad de la junta soldada  $E_j$  de 1.0 o el dato de la tabla 302.3.4 para  $E_j$  igual a 1.

5.3.14.3.2 Todas las soldaduras circunferenciales, serán examinadas completamente por Inspección radiográfica o ultrasonido.

- A) El drenaje de líquidos y venteo de vapores en una tubería que se realice a una presión que produzca una tensión circunferencial de menos del 20 por ciento del esfuerzo de fluencia mínimo especificado, no debe someterse a ensayo no destructivo, si se ha inspeccionado visualmente de acuerdo con el ASME B 31.3, *Tuberías de proceso, sección 344.2*.
- B) Tuberías que operen con una temperatura de diseño mínima de  $-20^{\circ}\text{F}$  ( $-29^{\circ}\text{C}$ ) deberán tener pruebas radiológicas o de ultrasonido del 20 por ciento de las juntas soldadas de acuerdo a la figura 328.5.4E en el capítulo VI, secciones 341 y 344 del ASME B31.3

5.3.14.3.3 Todos los extremos internos y externos soldados de tuberías que operen por debajo de  $-20^{\circ}\text{F}$  ( $-29^{\circ}\text{C}$ ) deben examinarse al 100 por ciento, visualmente y mediante líquidos penetrantes o por inspección con partículas magnéticas.

5.3.14.3.4 Todas las soldaduras a líneas de derivación deben examinarse al 100 por ciento según los requisitos del ASME B 31.3, *Tuberías de proceso, sección 328.5.4*, por uno de los siguientes métodos:

- 1) Para tuberías con temperaturas de diseño por debajo de  $-20^{\circ}\text{F}$  ( $-29^{\circ}\text{C}$ ) deben examinarse al 100 por ciento, visualmente y mediante líquidos penetrantes o por inspección con partículas magnéticas.
- 2) Para tuberías con temperaturas de diseño por encima de  $-20^{\circ}\text{F}$  ( $-29^{\circ}\text{C}$ ) deben examinarse al 100 por ciento, visualmente.

#### 5.3.14.4 Criterios de inspección

5.3.14.4.1 Los métodos de ensayos no destructivos, los límites de los defectos, la calificación del personal autorizado y los inspectores que realizan los exámenes deben cumplir con los requisitos del ASME B 31.3, *Tuberías de proceso, secciones, 340, 342 y 344* y adicionalmente los siguientes requisitos.

- 1) Los requisitos para calificar la normalidad del procedimiento deben tener criterios claros para los niveles de aceptación de los ensayos.

- 2) El personal que realice ensayos no destructivos (END) debe presentar la calificación en este tipo de pruebas, en el nivel 1 según el ASNT- SNT-TC-1A *Calificación y certificación de personal en ensayos no destructivos* o en una norma equivalente.
- 3) El personal que realice ensayos no destructivos (END) debe presentar la calificación en este tipo de pruebas, en el nivel 2 según el ASNT- SNT-TC-1A *Calificación y certificación de personal en ensayos no destructivos* o en una norma equivalente.
- 4) Los END se deben realizar de acuerdo a los procedimientos escritos y a los requisitos de la sección V del *Código ASME de calderas y recipientes a presión*

5.3.14.4.2 La sustitución o reinicio de ensayos que se encuentran en proceso de radiografía o ultrasónicos puede ser permitida según el parágrafo 341.4.1 del ASME B31.3, en los casos en que los diseños y la aprobación específica del dueño de la planta así lo indiquen y con el complemento de los siguientes requisitos

- 1) Se deben realizar exámenes al 100 por ciento con líquidos penetrantes o partículas magnéticas a una mitad de las soldaduras de  $\frac{1}{2}$ " (12.5 mm) de los espesores soldados.
- 2) Se deben realizar exámenes al 100 por ciento con líquidos penetrantes o partículas magnéticas a todas las superficies que terminales soldadas.

#### 5.3.14.5 Archivo de los registros.

5.3.14.5.1 Los registros de ensayos y los procedimientos escritos requeridos en esta norma y en el ASME B31.3 *Tuberías de proceso*, en los párrafos 345.2.7, y 343, generados por los ensayos no destructivos (END), deben conservarse en archivo activo toda la vida útil del sistema de tuberías o hasta el momento en que se lleven a cabo nuevos ensayos.

5.3.14.6 Los registros y certificaciones relativas a materiales, componentes y tratamientos térmicos según se requieren en el ASME B 31.3, *Tuberías de proceso*, párrafos 341.4.1(c) y 341.4.3 (d) y sección 346 se deben mantener durante toda la vida útil del sistema

**5.3.15 Purga de los sistemas de tuberías.**

5.3.15.1 Los sistemas de tuberías deben ser purgados con aire o gas.

5.3.15.2 Las conexiones para inyección y purga deben estar construidas para facilitar la purga de todas las tuberías, tanto de proceso como las tuberías de gas inflamable.

**5.3.16 Válvulas de seguridad y válvulas de alivio.**

5.3.16.1 Los dispositivos de seguridad por alivio de presión, deben estar dispuestos para que la posibilidad de daños a la tubería o propiedades se reduzcan al mínimo.

5.3.16.2 Los dispositivos para calibrar la presión de las válvulas de alivio deberán estar sellados.

5.3.16.3 Se debe instalarse una válvula de seguridad por expansión térmica, para evitar sobrepresiones en cualquier sección de tubería de vapor o líquido frío, que pueda ser aislada por las válvulas.

5.3.16.4 Una válvula de expansión térmica se fijará para descargar en o por debajo de la presión de diseño de la tubería que protege.

5.3.16.5 El alivio en las válvulas de expansión térmica, deberá ser controlado para evitar peligro al personal y otros equipos

**5.3.17 Control de corrosión.**

5.3.17.1 Las tuberías subterráneas y sumergidas deberán estar protegidas y mantenerse de acuerdo con los requisitos de la NACE RP 0169, *Control de corrosión externa de sistemas de tuberías metálicas subterráneas o sumergidas*.

5.3.17.2 Durante el almacenamiento, la construcción, fabricación, pruebas y servicio se deben proteger los aceros inoxidables austeníticos y las aleaciones de aluminio, con el fin de minimizar la corrosión y las picaduras por sustancias corrosivas despididas por la industria a la atmósfera.

5.3.17.3 No deben utilizarse materiales en cintas o empaques que puedan causar corrosión a la tubería o a los componentes de tuberías.

5.3.17.4 En los materiales para aislamiento que puedan causar corrosión del aluminio o del acero inoxidable, se deben utilizar inhibidores de corrosión o barreras impermeables.

### **5.3.18 Sistemas de tuberías constituidos por tuberías criogénicas.**

#### **5.3.18.1 Tuberías internas.**

El ensamble de la tubería interna debe diseñarse y realizarse bajo los requisitos del ASME B31.3, *Tuberías de proceso*, y se debe especificar claramente el nivel de inspección al que ha sido sometido.

#### **5.3.18.2 Tuberías externas.**

El ensamble de las tuberías externas debe diseñarse y realizarse según los requisitos de ASME B31.3, *Tuberías de proceso*.

#### **5.3.18.3 Función de cubierta en vacío.**

Si la tubería externa opera con funciones de cubierta en vacío, entonces las fallas de esta cubierta exterior no deberá ocasionar daños a la tubería interior.

5.3.18.3.1 Si la cubierta exterior funciona como el sistema secundario de contención, en un sistema de tuberías de contención completo, la cubierta exterior deberá diseñarse para resistir y llevar el producto por la tubería interior y deberá diseñarse, fabricarse, inspeccionarse y probarse de acuerdo a los requisitos del ASME B31.3

#### **5.3.18.4 Espacio anular**

El espacio anular y los soportes de la de tubería interior deberán diseñarse para minimizar la conductividad térmica y la pérdida de calor.

5.3.18.4.1 Todos los componentes en el espacio anular serán seleccionados para minimizar la degradación del sistema de aislamiento en el largo plazo.

5.3.18.4.2 El caso de existir nivel de vacío, este deberá especificarse.

#### 5.3.18.5 Requisitos operacionales

5.3.18.5.1 Si el tubo criogénico tiene una cubierta en vacío, deben fijarse los requisitos para permitir la verificación de los niveles de vacío y los métodos de obtención del vacío nuevamente. Si el tubo criogénico no tiene una cubierta en vacío, deberá permitirse la circulación de gas inerte en el espacio anular

5.3.18.5.2 Se debe garantizar que se realice monitoreo de la temperatura.

- A) Si el tubo criogénico, tiene una tubería exterior funcionando como cubierta en vacío, se debe monitorear la temperatura de la cara externa de la cubierta en vacío que forma la tubería exterior.
- B) Si el tubo criogénico no funciona con una cubierta con vacío, se debe monitorear la temperatura del espacio anular.
- C) Se considera la inspección visual como aceptable para instalaciones superficiales.

#### 5.3.18.6 Conexiones.

Los conectores mecánicos deberán diseñarse para mantener la protección térmica, estructural, y las condiciones de instalación que tengan las secciones de tubería que se estén conectando.

5.3.18.7 Protección contra corrosión.

5.3.18.8 Se deben hacer consideraciones para que la tubería interna y el espacio anular no presenten corrosión en su ambiente de operación.

5.3.18.9 La tubería externa debe diseñarse y protegerse de acuerdo con las normas NACE destinada a mitigar la corrosión potencial.

#### 5.3.19 Instrumentación y servicios eléctricos.

5.3.19.1 Calibración del nivel del líquido.

**5.3.19.1.1 Contenedores de GNL**

5.3.19.1.1.1 Los contenedores de GNL deberán tener dos dispositivos independientes que calibren el nivel de líquido que compensen las variaciones en la densidad del líquido.

5.3.19.1.1.2 Deben diseñarse e instalarse dispositivos de medida que permitan su reemplazo sin dejar el contenedor fuera de operación.

5.3.19.1.1.3 Cada contenedor deberá tener dos alarmas independientes para altos niveles de líquido, las cuales pueden ser parte de los dispositivos de medición del nivel de líquido.

A) La alarma se calibrará de manera que el operador detenga el flujo antes de que se supere la altura máxima de llenado y deben estar ubicados donde sean audibles al personal que controla las operaciones de llenado.

B) El dispositivo de corte de flujo por alto nivel de líquido requerido en 5.3.19.1.1.4 no se considerará como un sustituto de la alarma.

5.3.19.1.1.4 El contenedor de GNL deberá tener un dispositivo de corte de flujo por alto nivel de líquido de alto flujo, que será independiente de otros equipos de medición.

**5.3.19.1.2 Tanques para refrigerantes o líquidos de procesos inflamables.**

5.3.19.1.2.1 Cada tanque de almacenamiento deberá tener un dispositivo de medida del nivel de líquido.

5.3.19.1.2.2 Si existe la posibilidad de que ocurra un llenado excesivo del tanque, se debe tener una alarma por alto nivel de líquido de acuerdo a 5.3.19.1.1.3.

5.3.19.1.2.3 Los requisitos del numeral 5.3.19.1.1.4 se deben aplicar a las instalaciones donde se almacenen refrigerantes inflamables.

**5.3.19.1.3 Medición de la presión.**

Cada contenedor deberá contar con un manómetro conectado al tanque en un punto por encima del máximo nivel de líquido previsto.

**5.3.19.1.4 Medición de vacío.**

Los elementos que cuenten con camisas o elementos que funcionen como cubiertas en vacío deberán equiparse con la instrumentación y las conexiones para el monitor de presión absoluta en el espacio anular.

**5.3.19.1.5 Indicadores de temperatura.**

Dispositivos de monitoreo de la temperatura se deben instalar en los contenedores fabricados en campo, para asistir en la medición de temperaturas cuando el recipiente entra en operación o como un método de prueba y contraste para los medidores de nivel de líquido.

5.3.19.1.5.1 Los vaporizadores deben tener indicadores para monitorear la temperatura de entrada y salida de GNL, el gas vaporizado, y el calor en la superficie de transferencia de calor para garantizar la efectividad de los intercambiadores de calor.

5.3.19.1.5.2 Los monitores de temperatura deben estar en los puntos donde las fundaciones de los tanques criogénicos y los equipos, se puedan ver afectadas por congelamiento escarcha de la tierra.

**5.3.19.1.6 Apagado de emergencia.**

La instrumentación para las instalaciones de licuefacción, de almacenamiento y de vaporización se debe diseñar para que, en caso de que ocurra una falla de electricidad (eléctrica) o aire (neumática), el sistema opere en condición a prueba de fallas, que se mantendrá hasta que los operadores pueden tomar medidas para reactivar las corrientes o se asegure el sistema.

**5.3.19.1.7 Equipo Eléctrico.**

5.3.19.1.7.1 Los cables y equipos eléctricos, deben estar de acuerdo a la NFPA 70, *Código Nacional Eléctrico*, o a la CSA C22.1, *Código Eléctrico Canadiense*.



Continuación de la Resolución “Por la cual se dicta el Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL”

5.3.19.1.7.2 Los equipos eléctricos reparados y cableado instalado dentro de las áreas clasificadas especificadas en la Tabla 10.7.2 cumplirá con la Tabla 5.3.19.1.7.2, con desde la Figura 5.3.19.1.7.2(a) hasta la Figura 5.3.19.1.7.2(f) y deberán instalarse de acuerdo con NFPA 70, *Código Nacional Eléctrico*, para lugares peligrosos.

Tabla 5.3.19.1.7.2 Clasificación de Área Eléctrica

Parte	Ubicación	Grupo D, División	Extensión del Área Clasificada
A	Contenedores de almacenamiento de GNL con interruptores de vacío Contenedores internos	2	Todo el contenedor interior
B	Área de almacenamiento de contenedor de GNL En el interior	1	Toda la habitación
		1	Área abierta entre un tipo de Dique alto y la pared del contenedor donde la pared alta del Dique excede la distancia entre el dique y la pared del contenedor [Véase la Figura.10.7.2 (b).]
	2	Dentro de 15 pies (4,5 m) en todas las direcciones de las paredes y el techo del contenedor, más área dentro de un dique de tipo bajo o área de retención hasta la altura de la pared de retención del dique [véase la Figura A.10.7.2(a).]	
	1	Dentro de espacio abierto entre las paredes del recipiente y grado circundante o dique [véase la Figura A.10.7.2(c).]	
	Contenedores aéreos externos (otros contenedores pequeños)b	2	Dentro de 15 pies (4,5 m) en todas las direcciones desde el techo y los laterales [véase la Figura A.10.7.2(c).]
C	Áreas de proceso de GNL que contiene bombas, compresores, intercambiadores de calor, tuberías, conexiones, pequeños recipientes, etc. En el interior con ventilación adecuada En el exterior al aire libre o Por encima de grado	2	Toda la habitación y cualquier habitación contigua no separada por estancas de partición y 15 ft (4.5 m) más allá de cualquier pared o techo ducto de descarga de ventilación o rejilla.
		2	Dentro de 15 pies (4,5 m) en todas las direcciones de este equipo y el volumen cilíndrico entre el línea central horizontal de la esfera y el grado [véase la Figura 10.7.2(a).]
		2	

Continuación de la Resolución “Por la cual se dicta el Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL”

Parte	Ubicación	Grupo D, División	Extensión del Área Clasificada
D	Fosos, trincheras o sumideros situados en o adyacentes a la División 1 o 2 áreas	1	Todo pozo, zanja o sumidero
E	Descargas de válvulas de escape	1 2	5 Pies (1,5 m) en todas las direcciones desde el punto de descarga. Más allá de 5 ft (1.5 m) pero dentro de 15 ft (4.5 m) en todas las direcciones desde el punto de descarga
F	Sangrados operacionales, goteo, rejillas o desagües. En el interior con adecuada ventilación  En el exterior al aire libre o por encima del grado	1 2  1 2	5 Pies (1,5 m) en todas las direcciones desde el punto de descarga Más allá de 5 pies (1,5 m) y habitación completa y 15 pies (4,5 m) más allá de cualquier pared o techo ducto de descarga de ventilación o rejilla. 5 Pies (1,5 m) en todas las direcciones desde el punto de descarga Más allá de 5 pies (1,5 m) pero dentro de 15 pies (4,5 m) en todas las direcciones desde el punto de descarga
G	Carro tanque, vehículo cisterna, y contenedores de carga y descarga En interiores con ventilación adecuada  En exterior al aire libre o por encima del grado.	1 2  1 2	5 Pies (1,5 m) en todas las direcciones desde conexiones hechas regularmente o desconectada para transferencia de producto. Más allá de 5 pies (1,5 m) y en la habitación completa y 15 pies (4,5 m) más allá de cualquier pared o techo ducto de descarga de ventilación o rejilla 5 Pies (1,5 m) en todas las direcciones desde las conexiones hechas regularmente o desconectadas para transferencia de producto. Más allá de 5 pies (1,5 m) pero dentro de 15 pies (4,5 m) en todas las direcciones desde un punto donde las conexiones regularmente hechas o desconectadas y en el volumen cilíndrico entre la línea central horizontal de la esfera y el grado [véase la Figura 10.7.2(a).]
H	Sellos eléctricos y respiraderos especificados en los numerales 10.6.4 y 10.6.5	2	Dentro de 15 pies (4,5 m) en todas las direcciones del equipo y dentro del volumen cilíndrico entre la línea central horizontal de la esfera y el grado.

Continuación de la Resolución “Por la cual se dicta el Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL”

Parte	Ubicación	Grupo D, División	Extensión del Área Clasificada
1	Zonas de descarga en terminales marítimas [Véase la Figura 10.7.2 (b).]		

a Véase el artículo 500 en NFPA 70, código nacional de electricidad, las definiciones de clases, grupos y divisiones. El Artículo 505 puede utilizarse como alternativa al artículo 500 para la clasificación de áreas peligrosas mediante una clasificación de zona equivalente a las clasificaciones de la División especificadas en la Tabla 10.7.2. La mayoría de los vapores inflamables y gases que se encuentran dentro de las instalaciones cubiertas por NFPA Están clasificadas como grupo D. El etileno es clasificado como grupo C. La gran mayoría de equipo eléctrico disponible para lugares peligrosos es apto para ambos grupos.

b Contenedores pequeños son aquellos que son portátiles y de menos de 200 galones (760 L) de capacidad.

c La ventilación es considerada adecuada en conformidad con las disposiciones de la presente norma.

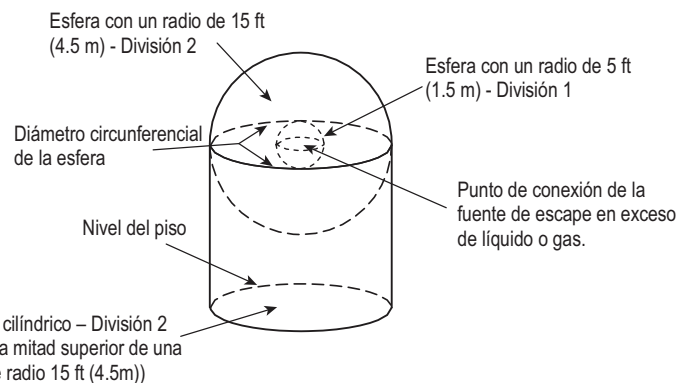


Figura 5.3.19.1.7.2 (a) Extensión del área clasificada alrededor de contenedores  
Extensión del área clasificada alrededor de contenedores

5.3.19.1.7.3 Se especificaran las áreas eléctricamente clasificadas como se indica en la Tabla 5.3.19.1.7.2

- A) Los límites del área eléctricamente clasificada no se extenderán más allá de una pared no perforada, del techo o compartimentos solidos con vapores.

B) La extensión de las áreas eléctricamente clasificadas sera medida según la Tabla 5.3.19.1.7.2

5.3.19.1.7.4 El interior de un contenedor de GNL no será un área clasificada cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- 1) Los equipos eléctricos están desenergizados y bloqueados hasta que el contenedor sea purgado del aire que contiene.
- 2) Los equipos eléctricos están desenergizados y bloqueados antes de que se permita que el aire entre en el recipiente.
- 3) El sistema eléctrico está diseñado y operado para desenergizar el equipo automáticamente cuando se reduce la presión en el recipiente hasta la presión atmosférica.

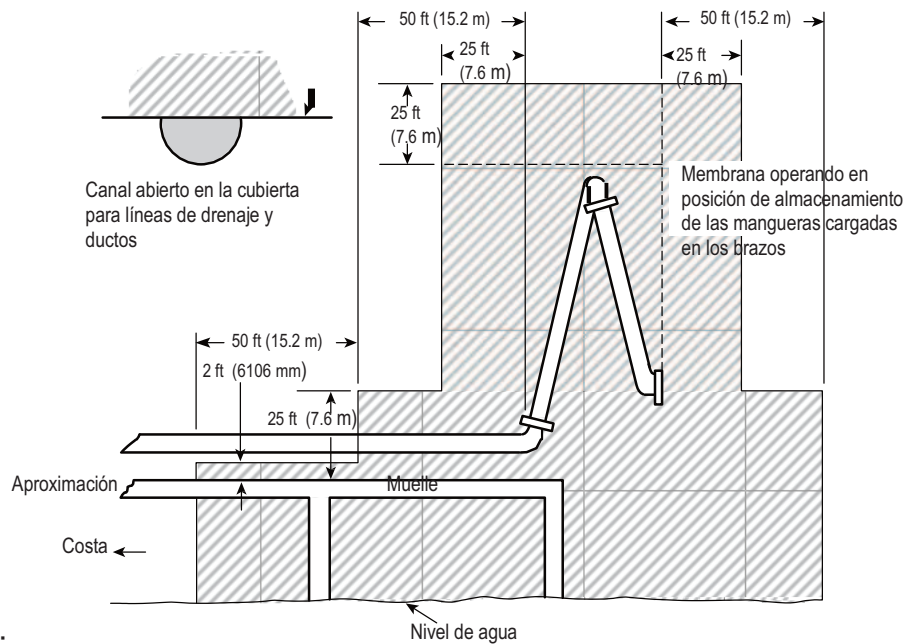
5.3.19.1.7.5 Para impedir el paso de líquidos inflamables a otras partes de las instalaciones eléctricas se debe sellar o aislar cada interface entre un sistema de líquido inflamable y un conducto eléctrico o un sistema de cableado, incluyendo las conexiones de instrumentación, los automatismos de las válvulas, las fundaciones de los serpentines de calefacción, las bombas y los ventiladores.

5.3.19.1.7.6 Los sellos, barreras, u otros medios utilizados para cumplir con 5.3.19.1.7.5 deberán diseñarse para evitar el paso de líquidos inflamables a través de los conductos, los conductores trenzados y el cableado.

5.3.19.1.7.7 Un sello primario deberá instalarse entre el sistema de líquido inflamable y el sistema de cableado del conducto eléctrico.

- A) Si un fallo de un sello primario pudiera permitir el paso de fluidos inflamables a otra parte del conducto o al sistema de cableado, se debe instalar un sello adicional, una barrera u otro medio aprobado para impedir el paso del líquido inflamable más allá de este dispositivo adicional cuando falle el sello principal.
- B) Cada sello principal debe diseñarse para resistir las condiciones de operación en las que se de su funcionamiento.
- C) Cada sello adicional, barrera o gabinete de interconexión deberá ser diseñado para soportar las condiciones de temperatura y presión a las que se exponga en caso de falla del sello principal, a menos que se tengan mecanismos específicos para lograr tal fin.

Continuación de la Resolución "Por la cual se dicta el Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL"



#### Notas:

- 1) La "fuente de vapor" es la operación envolvente y posición guardada de la conexión de la brida fuera de borda del brazo de carga (o manguera)
- 2) La zona de atraque adyacente a la cisterna y tanques de carga de barcasas Es la División 2 en la siguiente medida:
  - a) 25 pies (7,6 m) horizontalmente en todas las direcciones en el lado del muelle de la parte del casco que contiene los tanques de carga.
  - b) desde el nivel del agua a 25 pies (7,6 m) por encima de los tanques de carga en su posición más alta
- 3) Otros lugares pueden ser clasificados como es requerido por la presencia de otras fuentes de líquidos inflamables en la litera, o por la guardia costera o de otras normas.

Figura 5.3.19.1.7.2 (f) Clasificación de un Terminal Marino de Manejo de GNL.

#### 5.3.19.1.7.8 Sellos Secundarios.

- A) Cuando se utilicen sellos secundarios, el espacio entre el sello primario y el sello secundario deberá ventilarse continuamente a la atmósfera.

- B) Disposiciones similares a las de 5.3.19.1.7.8(A) deben efectuarse en los sistemas con sello primario de doble integridad del tipo usado en las bombas sumergidas.
- C) Los requisitos del numeral 5.3.19.1.7.8(A) se aplicarán a sistemas de sello primario de doble integridad.

5.3.19.1.7.9 Las uniones especificadas en 5.3.19.1.7.5 y 5.3.19.1.7.10 no deben utilizarse para satisfacer los requisitos de conductos sellados según el NFPA 70, Código Nacional Eléctrico o CSA C 22.1, Código Eléctrico Canadiense.

5.3.19.1.7.10 Cuando se hayan instalado sellos primarios, deben instalarse drenajes, rejillas u otros dispositivos que permitan detectar fugas de líquidos inflamables.

5.3.19.1.7.11 La ventilación de los conductos de un sistema minimiza la posibilidad de daño a equipo y personal, en los casos de ignición de una mezcla de aire y gas combustible.

### **5.3.20 Sistemas de puesta a tierra y equipotenciales.**

5.3.20.1 Se deberán tener instalados sistemas de puesta a tierra y equipotenciales.

5.3.20.2 Sistemas de protección contra corriente estática no serán necesarios en los puntos donde son cargados o descargados vagones cisterna, vehículos cisterna o equipos marinos y donde las dos mitades de los acoples de las mangueras metálicas o tuberías estén en contacto

5.3.20.3 Si pudiesen presentarse corrientes parásitas o se tienen sistemas de corriente impresa (como protección catódica por ejemplo) en las instalaciones de carga y descarga de GNL, deben tomarse medidas de control para prevenir la ignición del combustible.

5.3.20.4 Se deben tener mallas de puesta a tierra como “pararrayos” que protejan contra rayos en las fundaciones de los tanques.

## **5.4 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS PLANTAS DE GNL.**

### **5.4.1 Operaciones y mantenimiento**

Cada instalación deberá tener un manual escrito de la operación, mantenimiento y procedimientos de capacitación, basado en la experiencia, conocimiento de instalaciones similares y con las condiciones bajo las cuales se operarán las instalaciones.

#### **5.4.1.1 Requisitos básicos de las operaciones**

Cada instalación deberá cumplir los siguientes requisitos:

- 1) Tener los procedimientos de operación, mantenimiento y capacitación por escrito.
- 2) Mantener actualizados planos de los equipos y montaje de la planta, mostrando todas las revisiones hechas después de la instalación.
- 3) Revisar los planos, procedimientos, las condiciones de funcionamiento o instalación que requieren los equipos.
- 4) Establecer un plan de emergencia escrito como parte del manual de operaciones.
- 5) Establecer enlace con las autoridades locales correspondientes como policía, bomberos o secretarías de obras municipales e informarles de los planes de emergencia y su papel en situaciones de emergencia.
- 6) Analizar y documentar anomalías relacionadas con la seguridad e incidentes, con el fin de determinar sus causas y prevenir la posibilidad de recurrencia.

#### **5.4.1.2 Manual de procedimientos**

5.4.1.2.1 Cada instalación tendrá un manual escrito de procedimientos, incluidos los siguientes:

- 1) Como llevar a cabo un correcto arranque y apagado de todos los componentes de la instalación, incluyendo el arranque inicial de la instalación de GNL completa que garantiza que todos los componentes funcionan satisfactoriamente.
- 2) Purga e Inertización de componentes.

- 3)Enfriamiento de componentes.
- 4)Garantizar que cada sistema de control está bien ajustado para funcionar dentro de sus límites de diseño
- 5)Mantener la tasa de vaporización, la temperatura y la presión para que el gas resultante este dentro de la tolerancia de diseño de la torre de evaporación y la tubería descendente.
- 6)Para determinar la existencia de alguna condición anormal y la respuesta indicada en esas condiciones.
- 7)Garantizar la seguridad del personal y de la propiedad mientras se llevan a cabo reparaciones, ya sea que el equipo este o no en funcionamiento.
- 8)Garantizar a la transferencia segura de fluidos peligrosos.
- 9)Garantizar la seguridad en la planta de GNL.
- 10) Monitorear operaciones, observando o escuchando alarmas de advertencia en un centro de control de asistencia y conduciendo periódicamente inspecciones de manera planificada.
- 11) La supervisión semanal del sistema de calefacción de la fundación.

5.4.1.2.2 El manual debe estar accesible al personal de operación y mantenimiento.

5.4.1.2.3 El manual debe actualizarse cuando se realizan cambios en el equipo o procedimientos.

5.4.1.2.4 El manual de operaciones debe incluir procedimientos para asegurarse de lo siguiente:

- 1)Que el enfriamiento de cada sistema de componentes bajo su control y sometidos a temperaturas criogénicas, está limitado a una velocidad, una tasa y distribución que mantienen las tensiones térmicas dentro de los límites de diseño del sistema, durante el período de enfriamiento, teniendo en cuenta el desempeño de los dispositivos de expansión y contracción.
- 2)Que cada instalación tenga procedimientos para comprobar que cada sistema de tubería criogénico bajo su control, durante y después de la estabilización de enfriamiento no tiene fugas en las zonas donde hay bridas, válvulas y sellos.



5.4.1.2.5 Cada manual de operaciones incluirá procedimientos de purga, para minimizar la presencia de una mezcla de aire y combustible en la tubería de planta o equipo, cuando el sistema es puesto en servicio o se pone fuera de servicio.

5.4.1.2.6 El manual de operaciones incluirá procedimientos para las operaciones de carga y descarga aplicables en todas las transferencias, incluidos los siguientes:

- 1) Los procedimientos escritos abarcarán todas las operaciones de transferencia y abarcarán emergencias así como procedimientos operativos normales.
- 2) Los procedimientos escritos se mantendrán actualizados y disponibles para todo el personal que participa en las operaciones de transferencia.
- 3) Antes de la transferencia, deberán obtenerse lecturas de medidas o inventarios, procedimiento establecido para asegurar que el recipiente no puede ser sobrecargado.
- 4) Los niveles del buque receptor se comprobarán durante las operaciones de transferencia.
- 5) El sistema de transferencia será verificado antes de usarse, para asegurar que las válvulas estén en la posición correcta.
- 6) Durante la operación de transferencia, se deberán observar las condiciones de presión y temperatura.

5.4.1.2.7 Cada manual de operaciones para una instalación que transfiere GNL desde o hacia un vehículo cisterna de carga o un carro tanque deberá incluir procedimientos para cargar o descargar carrotanques o vehículos cisterna, incluyendo las siguientes:

- 1) Mientras un carro tanque o vehículo cisterna, estén siendo cargados o descargados, el tráfico ferroviario y el tráfico de vehículos será prohibido dentro de 25 pies (7,6 m) de las instalaciones de GNL o dentro de 50 pies (15 m) de refrigerantes cuyos vapores son más pesados que el aire.
- 2) Antes de conectar un carro tanque, se revisará el coche y ajuste de los frenos, las señales de advertencia o luces deben estar correctas.
- 3) Las señales de advertencia o luces no se deben quitar o restablecer hasta que la transferencia este completa y el coche este desconectado.

- 4) A menos que se requiera para las operaciones de transferencia, los motores del camión se deben apagar.
- 5) Antes de conectar para descargar o cargar, los frenos se fijarán y se revisarán las ruedas.
- 6) El motor no se iniciará hasta que el camión se haya desconectado y se hayan disipado los vapores liberados.
- 7) Antes de cargar el GNL en un carro tanque o vehículo tanque que no esté en servicio exclusivo de GNL, se debe efectuar una prueba para determinar el contenido de oxígeno en el contenedor.
- 8) Si un carro tanque o vehículo tanque en servicio exclusivo de GNL no contiene una presión positiva, se realizarán las pruebas de contenido de oxígeno.
- 9) Si el contenido de oxígeno en cualquiera de los casos supera el 2 por ciento por volumen, el contenedor no deberá ser cargado hasta que se haya purgado a por debajo de 2 por ciento de oxígeno por volumen.

#### 5.4.1.3 Procedimientos de emergencia

5.4.1.3.1 Cada planta de GNL debe tener un manual de procedimientos de emergencia, incluido en el manual de operaciones que contenga los tipos de emergencias que se esperan durante una falla de funcionamiento, colapso estructural de parte de la instalación, error de personal, fuerzas de la naturaleza y actividades realizadas en instalaciones adyacentes; se deben tener incluidos como mínimo los siguientes:

- 1) Procedimientos para responder a emergencias controlables, incluyendo la notificación del personal y el uso de equipo apropiado para el manejo de la emergencia y el cierre o el aislamiento de diversas partes del equipo y otros pasos aplicables para asegurar que la fuga de gas o líquido se pueda cortar o reducir tan pronto como sea posible.
- 2) Procedimientos para reconocer una emergencia no controlable y tomar medidas para garantizar que se minimice el daño al personal en las instalaciones y al público
- 3) Procedimientos para la notificación inmediata de la emergencia a los funcionarios locales correspondientes, incluyendo la posible evacuación de personas de los alrededores de las instalaciones.
- 4) Procedimientos de coordinación con las autoridades locales, durante la preparación del plan de evacuación por emergencia, en los que se

establecen los pasos necesarios para proteger al público en caso de emergencia.

5.4.1.3.2 Cuando se establezca contacto con los funcionarios locales en caso de emergencia, los procedimientos incluirán el método de notificación para lo siguiente:

- 1) La cantidad y ubicación de equipos contra incendios dentro de la instalación
- 2) Posibles peligros en las instalaciones
- 3) Comunicación y capacidad de control de emergencias de la instalación.
- 4) El estado de cada emergencia.

#### 5.4.2 **Mantenimiento.**

Cada instalación debe tener por escrito los procedimientos de mantenimiento basados en la experiencia, conocimiento de instalaciones similares y las condiciones bajo las cuales se mantendrán las instalaciones.

5.4.2.1 En cada planta las compañías operadoras deben llevar a cabo inspecciones periódicas, pruebas o ambas según lo requiera cada componente y según lo defina quien asiste en mantenimiento a la instalación; se debe verificar que el componente se mantiene según las recomendaciones del fabricante del equipo además de lo siguiente:

- 1) Las fundaciones y los soportes de cada componente serán inspeccionados al menos anualmente para garantizar que se encuentran en buen estado.
- 2) Cada fuente de alimentación de emergencia en las instalaciones se verificara mensualmente para asegurarse de que esté operativa y se probara anualmente para asegurarse de que es capaz de operar para los fines dispuestos.
- 3) Cuando se ponga fuera de servicio un dispositivo de seguridad instalado para un componente, también se debe poner fuera de servicio el componente, excepto en los casos donde se proporcione la seguridad por otros medios.
- 4) En caso de ponerse fuera de servicio un componente y su funcionamiento no previsto pueda causar una condición peligrosa, debe

instalarse en los controles del componente una etiqueta con las palabras "No operar", o se deben bloquear los controles del componente.

- 5) Las válvulas de cierre para corte de presión o válvulas de alivio en vacío, deben ser bloquearse o sellarse y deben ser operadas sólo por una persona autorizada.
- 6) No más de una válvula de alivio de presión, de vacío, o válvula de cierre puede ser cerrada al tiempo en un contenedor de GNL.

#### 5.4.2.2 **Manual de mantenimiento.**

A) Cada Planta de GNL debe tener un manual por escrito donde se establece un programa de inspección y mantenimiento para cada componente que se utiliza en la instalación.

B) El manual de mantenimiento para los componentes de la instalación deberá incluir lo siguiente:

- 1) La manera de llevar a cabo y la frecuencia de las inspecciones y pruebas a que se refiere el 5.4.2.1
- 2) Una descripción de cualquier otra acción además de las mencionadas en el numeral 5.4.2.2 (B)(1) que sea necesaria para mantener la instalación de conformidad con este reglamento.
- 3) Todos los procedimientos a seguir durante las reparaciones en caliente de un, para garantizar la seguridad de las personas y los bienes en las instalaciones.

C) Las compañías operadoras de la planta de GNL deben llevar a cabo un programa de mantenimiento de la instalación conforme a las instrucciones escritas para los componentes de instalación.

#### 5.4.2.3 **Mantenimiento de las instalaciones**

A) El suelo de las plantas debe estar libre de basura, escombros y otros materiales que podrían generar un peligro de incendio.

B) En las plantas se debe velar por que los componentes de la instalación estén libres de hielo y otros materiales extraños que podrían impedir su rendimiento.

Continuación de la Resolución “Por la cual se dicta el Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL”

- C) Se debe verificar que en las plantas de GNL el área de sus instalaciones esté libre de maleza para que no se cree un peligro de incendio.
- D) Todas las rutas de acceso para control de fuego dentro de una instalación de GNL se deben mantener despejadas en todas las condiciones climáticas.

5.4.2.3.1 Las reparaciones que se llevan a cabo sobre los componentes de una instalación se realizarán de manera que garanticen lo siguiente:

- 1) Que se mantenga la integridad de los componentes según este reglamento.
- 2) Que los componentes funcionen de forma segura.
- 3) Que se mantenga la seguridad del personal y de propiedad la durante las actividades de reparación.

5.4.2.3.2 En cada planta se debe verificar que los sistemas de control que hayan estado fuera de servicio durante 30 días o más sean probados antes de su retorno al servicio, para garantizar que están en perfecto estado de funcionamiento.

- A) Las compañías operadoras de las plantas deben verificar que las inspecciones y pruebas de esta sección se llevan a cabo en los intervalos especificados.
- B) En caso de sistemas de control usados para determinadas condiciones climáticas determinadas por el tipo de estacionalidad temporal presente deben inspeccionarse y probarse antes de la entrada de cada estación (Invierno, Verano.)
- C) Los sistemas de control que se utilizan como parte del sistema de protección de incendio en las instalaciones, deberán inspeccionarse y probarse de acuerdo con los correspondientes códigos y normas de incendios, conforme a los siguientes criterios:

Continuación de la Resolución “Por la cual se dicta el Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL”

- 1) El equipo de monitoreo se mantendrá según NFPA 72, *Código Nacional de alarmas de incendio* y NFPA 1221, *Standard para la instalación, mantenimiento y uso de servicios de emergencia y sistemas de comunicaciones*.
  - 2) Los sistemas de agua para protección de incendio, si se requieren, se deben mantenerse de acuerdo a NFPA 13, *Norma para Instalaciones de sistemas de riego*; NFPA 14, *Estándar para la instalación de tubos verticales y sistemas de mangueras*; NFPA 15, *Estándar para sistemas fijos de rocío de agua para protección contra incendios*; NFPA 20, *Standard para la instalación de bombas estacionarias para protección contra incendios*; NFPA 22, *Estándar para tanques de agua para protección privada contra incendio*; y NFPA 24, *Norma para la instalación de red de Servicio privado y sus pertenencias*.
  - 3) Los extintores sobre ruedas o portátiles apropiados para fuegos de gas, preferiblemente del tipo polvo químico seco, estarán disponibles en lugares estratégicos, como se determina en el Capítulo 12, dentro de una instalación de GNL y en vehículos cisterna y deben tener mantenimiento según la NFPA 10, *Norma para extintores portátiles*.
  - 4) Los extintores fijos y otros sistemas de control de fuego que se hayan instalado, se deben mantener según NFPA 11, *Estándar para espuma de baja, mediana y alta expansión*; NFPA 12, *Estándar en sistemas de extinguidor de dióxido de carbono*; NFPA 12A, *Estándar en sistemas de extinción de fuego de tipo halón 1301*; NFPA 16, *Norma para la instalación de aspersores de agua espumosa y sistemas de rociado de agua espumosa*; y NFPA 17, *Estándar para sistemas de extinción de polvo químico seco*.
- D) Las válvulas de escape, deben ser inspeccionadas y probadas al menos una vez cada 2 años, con intervalos no superiores a 30 meses, para garantizar que cada válvula de escape este en perfectas condiciones.
- E) Las superficies exteriores de tanques de almacenamiento de GNL deberán inspeccionarse y probarse tal como se establece en el manual de mantenimiento para lo siguiente:
- 1) Fugas en el tanque interior
  - 2) Integridad del aislamiento.

- 3) La calefacción de la fundación del tanque para garantizar que no se ve afectada la integridad estructural o la seguridad de los tanques.
- F) Las plantas de almacenamiento de GNL y, en particular, el contenedor de almacenamiento y su fundación deben inspeccionarse externamente después de cada perturbación meteorológica importante para asegurar que la integridad estructural de la planta está intacta.

#### 5.4.2.4 **Archivo de los registros.**

- A) En cada planta de GNL se deben levantar registros fechados sobre cada actividad de mantenimiento realizada, indicando el tipo de tarea efectuada.
- B) El archivo de los registros será durante la vida útil de la instalación.

#### 5.4.3 **Entrenamiento**

5.4.3.1 Las compañías operadoras de las plantas de GNL deben desarrollar, implementar y mantener un plan de formación por escrito para instruir apropiadamente a personal de las instalaciones con respecto a lo siguiente:

- 1) Para que puedan llevar a cabo los procedimientos de emergencia relacionados con sus funciones, según lo establecido en el manual de procedimientos, contemplado en el 5.4.1.3 y proporcionar primeros auxilios
- 2) Para el personal permanente de mantenimiento , operación y supervisión, lo siguiente:
  - A) Las operaciones básicas que se realizan en la instalación.
  - B) Las características y los peligros potenciales de GNL y otros fluidos peligrosos involucrados en la operación y mantenimiento de las instalaciones, incluyendo el grave peligro de congelación que puede resultar del contacto con GNL o refrigerantes fríos
  - C) Los métodos de cómo realizar sus funciones de mantenimiento y el funcionamiento de la instalación, como se establece en el manual de operación y en los procedimientos de mantenimiento indicados en el numeral 5.4.2.2

- D) Los procedimientos de transferencia de GNL referidos en el numeral 5.4.2.2
- E) La prevención de incendios, incluida la familiarización con el plan de control de incendios de las instalaciones, cuerpos de bomberos, las causas potenciales de incendio en la instalación y los tipos, tamaños y consecuencias probables de un incendio en la instalación.
- F) El reconocimiento de situaciones en que es necesario obtener asistencia, con el fin de mantener la seguridad de la instalación

5.4.3.2 Las compañías operadoras de las plantas deben desarrollar, implementar y mantener un plan escrito para mantener al personal de la planta actualizado sobre la función de los sistemas, la prevención de incendios y la seguridad en las instalaciones.

5.4.3.3 Los planes requeridos en el numeral 5.4.3.2 deberán prever sesiones de capacitación para la actualización de personal, en intervalos que no excedan de 2 años.

#### 5.4.3.4 **Historial de los operarios.**

- A) Las compañías operadoras de las plantas de GNL deben tener los registros para el historial de cada operario de la instalación, que consigne la formación impartida al empleado bajo el numeral 5.4.3
- B) El historial de los operarios debe mantenerse durante al menos 2 años después de la fecha en que el empleado deja pertenecer a la compañía operadora de la planta.

5.4.3.4.1 Cada compañía operadora deberá garantizar lo siguiente:

- 1) Que el personal reciba capacitación aplicable a lo referido en el numeral 5.4.3
- 2) Que el personal tenga experiencia relacionada con sus funciones asignadas



5.4.3.4.2 Cualquier persona que no haya completado la formación o que no tiene la experiencia especificada en 5.4.3 durante su estadía en la planta debe estar acompañada y bajo el control de personal capacitado.

#### **5.4.4 Operación, Mantenimiento y Entrenamiento de Personal.**

##### **5.4.4.1 Requisitos Generales.**

5.4.4.1.1 Cada compañía operadora debe desarrollar documentados de la operación, mantenimiento y procedimientos de entrenamiento, basados en la experiencia y las condiciones bajo las cuales se opera la planta de GNL.

5.4.4.1.2 La compañía debe cumplir los siguientes requisitos:

- 1) Tener procedimientos documentados para la operación, el mantenimiento y la capacitación.
- 2) Mantener actualizados los planos, tablas y registros de equipos de planta.
- 3) Revisar los planes y procedimientos de la planta cuando se lleva a cabo una modificación en el funcionamiento o el equipamiento de la planta.
- 4) Garantizar el enfriamiento de los componentes de conformidad con 14.4.2.
- 5) Establecer un plan de emergencias documentado.
- 6) Establecer enlace con las autoridades locales como policía, bomberos o secretarías de obras municipales para informarles de los planes de emergencia y su papel en situaciones de emergencia.
- 7) Analizar y documentar todas las condiciones relacionadas con los incidentes y accidentes, con el fin de determinar sus causas y prevenir la posibilidad de recurrencia.

##### **5.4.4.2 Manual de Procedimientos Operativos.**

5.4.4.2.1 Todos los componentes de la planta de GNL deberán operarse de acuerdo con el manual de procedimientos.

5.4.4.2.2 El manual de procedimientos debe estar accesible a todo el personal de planta y se mantendrá disponible en el centro de control operativo de la instalación.

5.4.4.2.3 El manual se debe actualizar cuando se produzcan cambios en el equipo o procedimientos.

5.4.4.2.4 Las instrucciones del manual deben incluir los procedimientos para el arranque y apagado de todos los componentes de la planta, incluyendo aquellos para el arranque inicial de toda la planta de GNL, para asegurar que todos los componentes funcionan satisfactoriamente.

5.4.4.2.5 Las instrucciones del manual deben incluir procedimientos para inertización, purga y enfriamiento de los componentes de la planta.

5.4.4.2.6 Los procedimientos deben garantizar que la compañía operadora controla cada paso del enfriamiento de los componentes de la planta que están sometidos a temperaturas criogénicas, limitando la tasa, el patrón de distribución que mantiene las tensiones térmicas dentro de los límites de diseño del sistema durante el período de enfriamiento, para garantizar el desempeño de los dispositivos de expansión y contracción.

5.4.4.2.7 Cada sistema de tuberías criogénicas que está bajo el control de la empresa operadora, deberá ser revisado durante y después de la estabilización de enfriamiento para que no haya fugas en las zonas donde hay bridas, válvulas y sellos.

5.4.4.2.8 El manual incluirá procedimientos para garantizar que cada sistema de control esta calibrado de forma tal que funciona durante el proceso dentro de sus límites de diseño.

5.4.4.2.9 El manual de operación de plantas de GNL con instalaciones de licuefacción, deberán incluir procedimientos para mantener la temperatura, niveles, presiones, diferenciales de presión y caudales para los siguientes componentes:

- 1)Calderas
- 2)Turbinas y otros generadores de fuerza motriz
- 3)Bombas, compresores y expansores.
- 4)Equipos de purificación y regeneración.
- 5)Equipos en cuartos fríos, dentro de sus límites de diseño.

5.4.4.2.10 Las instrucciones del manual deben incluir procedimientos para lo siguiente:

- 1) Mantener la tasa de vaporización, temperatura y presión para que el gas resultante este dentro de la tolerancia del diseño de la torre de evaporación y la tubería descendente
- 2) Determinar la existencia de condiciones anormales en la planta y la respuesta a esas condiciones.
- 3) La transferencia segura de GNL y fluidos peligrosos, incluyendo prevención de sobrellenado de tanque.
- 4) Seguridad.

5.4.4.2.11 El manual de operaciones deberá incluir procedimientos para el monitoreo de las operaciones.

5.4.4.2.12 Las operaciones de monitoreo se deben llevar a cabo por un centro de control atendido, que sense señales visuales y sonoras de las alarmas y por inspecciones realizadas al menos en los intervalos establecidas en los procedimientos escritos de operación, contemplados en base a 5.4.4.2 y, como mínimo una vez por semana.

5.4.4.2.13 Cuando la parte inferior del tanque exterior este en contacto con el suelo, el sistema de calefacción deberá controlarse al menos una vez por semana para asegurarse de que sobre la isoterma de los 32 °F (0 °C), no haya penetración de menor temperatura en el suelo.

5.4.4.2.14 Se investigará cualquier situación que excede a la prevista en el diseño, y se tomara la acción correctiva correspondiente.

#### 5.4.4.3 **Registros de inspección.**

5.4.4.3.1 Cada planta de GNL deberá mantener un registro de cada inspección, prueba e investigación requerida por el manual de operaciones.

5.4.4.3.2 Los registros de inspecciones, ensayos e investigaciones deberán conservarse durante al menos 5 años.

#### 5.4.4.4 **Procedimientos de emergencia**

5.4.4.4.1 Cada manual de operaciones debe incluir los procedimientos de emergencia

5.4.4.4.2 Los procedimientos de emergencia deberán incluir, como mínimo, las emergencias que se esperan por una falla en el funcionamiento, colapso estructural de parte de la planta de GNL, error de personal, fuerzas de la naturaleza y actividades realizadas en lugares adyacentes a la planta.

5.4.4.4.3 Los procedimientos de emergencia incluirán, pero no se limitarán a procedimientos para responder a emergencias controlables, incluidas las siguientes:

- 1)Notificación de personal.
- 2)El uso de equipo apropiado para el manejo de la emergencia.
- 3)El apagado o el aislamiento de diversas partes del equipo.
- 4)Otras medidas para asegurar que la fuga de gas o líquido se corte o reduzca tan pronto como sea posible.

5.4.4.4.4 Los procedimientos de emergencia deberán incluir procedimiento para reconocer una emergencia incontrolable y tomar acción para lograr lo siguiente:

- 1)Minimizar el daño al personal en la planta de GNL y al público
- 2)La pronta notificación de la emergencia a los funcionarios locales correspondientes, incluyendo la posible necesidad de evacuar a personas de los alrededores de la planta de GNL.

5.4.4.4.5 Los procedimientos de emergencia deberán incluir procedimiento para la coordinación con las autoridades locales en la preparación de un plan de evacuación de emergencias, que establece los pasos necesarios para proteger al público en caso de una emergencia, incluyendo los siguientes:

- 1)La cantidad y ubicación de extintores en la Planta de GNL
- 2)Posibles peligros en la planta de GNL
- 3)Comunicación y capacidades de control de emergencia en la planta de GNL.
- 4)El estado de cada emergencia.

5.4.4.4.6 Los procedimientos de emergencias, incluirán procedimientos para el manejo de fugas de gases combustibles que no hagan ignición

5.4.4.4.7 Cada compañía deberá garantizar que los componentes en su planta de GNL que podrían acumular mezclas combustibles, se purguen después de ser puesto fuera de servicio y antes de ser devuelto al servicio.

5.4.4.4.8 Los procedimientos para la inspección de todos los componentes de las tuberías, incluyendo niveles de vacío, deben especificar y demostrar que estos elementos presentan conformidad para las condiciones de instalación.

#### 5.4.4.5 **Operaciones de recibo marítimo de las cargas de GNL.**

5.4.4.5.1 Cada instalación de GNL debe elaborar un plan de contingencia para responder a los eventos que puedan ocurrir en o cerca del área de transferencia; el plan debe incluir los siguientes elementos:

- 1) Una descripción de los equipos de incendio y sistemas y sus procedimientos operativos, incluyendo un plan mostrando las ubicaciones de todos los equipos de emergencia.
- 2) Procedimientos de respuesta de liberación de GNL, incluyendo información de contacto con las organizaciones locales de respuesta.
- 3) Procedimientos de emergencias para el desatraque de un buque, incluyendo el uso de cables de remolque de emergencia (por ejemplo, "líneas a prueba de fuego").
- 4) Requisitos de los remolcadores en situaciones de emergencia y de ciertos incidentes específicos que pueden evitarse.
- 5) Números telefónicos de las autoridades competentes, hospitales, departamentos de bomberos y otros organismos de respuesta a emergencias.

5.4.4.5.2 Los requisitos del 5.4.4.4.4 se comunicarán al operador del buque para garantizar que atraque y desatraque del buque sean seguros.

5.4.4.5.3 Señales de advertencia o barricadas se utilizarán para indicar que las operaciones de transferencia están en desarrollo.

5.4.4.5.4 Un plan específico del atraque del buque utilizando los criterios desarrollados en 5.4.1.2.6 deberá ser desarrollado para cada buque que haga escala en las instalaciones de la zona ribereña

5.4.4.5.5 El buque debe ser amarrado en forma segura y eficaz.

5.4.4.5.6 El operador del terminal certificará por escrito que se cumplen las disposiciones del numeral 5.4.3.1 al 5.4.3.3 antes de que comience la transferencia de GNL.

5.4.4.5.7 La certificación estará disponible para su inspección en las instalaciones de la terminal marítima que maneja GNL.

5.4.4.5.8 Antes de transferir el GNL, en las instalaciones se debe hacer lo siguiente:

- 1) Inspeccionar las tuberías y equipos de transferencia a utilizarse durante la transferencia y reemplazar las piezas desgastadas o que no funcionen.
- 2) Verificar la presión, temperatura y volumen para garantizar que son seguros para la transferencia de cada uno de los tanques de carga del buque desde donde se transferirá la carga.
- 3) Revisar y ponerse de acuerdo con el operador de la embarcación, sobre la secuencia de las operaciones de transferencia.
- 4) Revisar y ponerse de acuerdo con el operador de la embarcación sobre la tasa de transferencia.
- 5) Revisar y ponerse de acuerdo con el operador de la embarcación sobre los deberes, ubicación y puntos a vigilar de cada persona asignada para las operaciones de transferencia.
- 6) Revisar procedimientos de emergencia del manual de emergencia.
- 7) Revisar y ponerse de acuerdo con el operador de la embarcación sobre los medios (radios, canales, frecuencias, etc.) para mantener un vínculo directo de comunicación precisa con los supervisores en el barco durante la transferencia de carga.
- 8) Asegurarse que las conexiones de transferencia permiten el buque se pueda mover hacia los límites de sus amarres sin exceder la operación normal envolvente de los brazos de carga.
- 9) Asegurarse de que cada parte del sistema de transferencia está alineado para permitir el flujo de GNL a la ubicación deseada.
- 10) Verificar que las tuberías de carga de líquido y vapor en el buque, los brazos de carga y los sistemas de tuberías de tierra han sido purgadas de oxígeno.

Continuación de la Resolución “Por la cual se dicta el Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL”

- 11) Garantizar que se muestran señales que advierten que se está transfiriendo GNL.
- 12) Comprobar que no hay ninguna fuente de ignición en el área marina de transferencia de GNL.
- 13) Asegúrese de que el personal en operación está de acuerdo con el manual de operaciones
- 14) Probar los sistemas de detección y alarma, el sistema de apagado de emergencia y los sistemas de comunicación para determinar que son operables.

5.4.4.5.9 Después que la inspección de pre – transferencia requerida por 5.4.4.5.8 haya sido completada satisfactoriamente, no habrá ninguna transferencia de GNL hasta que una declaración de inspección que demuestre el pleno cumplimiento de 5.4.4.5.8 haya sido ejecutada y firmada.

A) Una copia firmada de la declaración de inspección se dará a la persona encargada de las operaciones de transferencia en el buque, y se conservará una copia firmada por 30 días después de la finalización de la transferencia en las instalaciones de terminal marítima que maneja GNL.

B) Cada declaración de inspección deberá contener lo siguiente:

- 1) El nombre del buque y las instalaciones de la zona ribereña que maneja GNL.
- 2) Las fechas y horas en que las operaciones de transferencia comenzaron y terminaron
- 3) La firma de la persona encargada de las operaciones de transferencia y la fecha y hora precisas de la firma, indicando que él o ella están listos para comenzar las operaciones de transferencia.
- 4) La firma de cada persona a cargo y la fecha y hora de cada descanso.
- 5) La firma de la persona encargada de estas operaciones de transferencia y la fecha y hora de la firma, indicando que se ha completado la transferencia Marina.

**5.4.4.5.10 Operaciones de transferencia en curso.**

5.4.4.5.10.1 El tráfico de vehículos en el muelle estará prohibido dentro de 100 pies (30 m) de la zona de carga y descarga durante las operaciones de transferencia.

5.4.4.5.10.2 Señales de advertencia o barricadas se utilizará para indicar que las operaciones de transferencia están en progreso.

5.4.4.5.10.3 Debe haber dos medios independientes de salida, incluyendo salida de emergencia, desde el barco.

5.4.4.5.10.4 Durante la transferencia de provisiones del barco, incluyendo nitrógeno, personal involucrado en la transferencia de provisiones del buque no deberá tener responsabilidad simultánea involucrada en la transferencia de GNL.

**5.4.4.5.11 Las operaciones de aprovisionamiento de combustible**

5.4.4.5.11.1 Las operaciones de aprovisionamiento de combustible serán conforme a los requisitos establecidos por la autoridad competente sobre buques o terminales.

5.4.4.5.11.2 Durante las operaciones de aprovisionamiento de combustible, se aplicara lo siguiente:

- 1) El personal involucrado en las operaciones de aprovisionamiento de combustible no tendrá responsabilidad simultánea sobre la transferencia de GNL.
- 2) Ningún buque será amarrado al costado del buque con LNG sin el permiso de la autoridad competente.

**5.4.4.5.12 Antes de la transferencia.**

5.4.4.5.12.1 Antes de la transferencia, el oficial encargado de la transferencia de carga del buque y la persona encargada de la terminal de tierra deberán inspeccionar sus instalaciones respectivas para garantizar que esa transferencia está en condiciones de funcionamiento.



5.4.4.5.12.2 Tras la inspección descrita en el numeral 5.4.4.5.9, el oficial a cargo de la transferencia del buque y la persona encargada de la terminal de tierra deberán reunirse y determinar el procedimiento de transferencia, verificar que las comunicaciones del buque a tierra existen y revisar los procedimientos de emergencia.

#### 5.4.4.5.13 **Bridas.**

5.4.4.5.13.1 Cuando los brazos de carga están conectados para operaciones de descarga o carga marina, deben instalarse todos los pernos de la brida a usarse en la conexión.

5.4.4.5.13.2 Deben instalarse bridas ciegas en los brazos no involucrados en las operaciones de carga o descarga.

5.4.4.5.13.3 Todas las conexiones deberán ser ajustadas para evitar fugas y deben probarse antes de la operación.

5.4.4.5.13.4 Los brazos de carga o descarga marina será purgados antes de usarlos y purgados y drenados completamente al término de la transferencia.

5.4.4.5.13.5 Las operaciones de carga o descarga marina estarán a la presión atmosférica cuando el o los brazos están conectados o desconectados.

5.4.4.5.13.6 El sistema de comunicación requerido en el numeral 5.4.4.5.8 (7) será controlado continuamente a bordo del barco y en la terminal.

#### 5.4.4.5.14 **Transferencia del Producto GNL.**

5.4.4.5.14.1 Cuando se esté transfiriendo GNL a granel hacia contenedores de almacenamiento fijos, el GNL que está siendo transferido debe ser compatible en la composición, en temperatura y densidad con el GNL que ya está almacenado en el contenedor.

5.4.4.5.14.2 Cuando la composición, o la temperatura y la densidad del GNL, no sea compatibles, se tendrán medios para prevenir estratificación y reacciones que podrían provocar el desplazamiento del vapor.

5.4.4.5.14.3 Si se proporcionado de un sistema mezclado por boquilla o agitador, deberán diseñarse para evitar el volcamiento de la instalación.

5.4.4.5.14.4 Al menos una persona calificada deberá estar a cargo de las operaciones cuando una transferencia está en curso.

5.4.4.5.14.5 Las fuentes de ignición, tales como soldadura, llamas y equipos eléctricos no clasificados, no se permitirán en zonas de carga o descarga durante la transferencia.

#### 5.4.4.5.15 **Calidad de los GNL.**

Las compañías operadoras de las plantas de GNL, deben garantizar que todo gas producto de la regasificación de GNL que este destinado a inyectarse al Sistema Nacional de Transporte (SNT) de gas natural cumple las condiciones de calidad del gas natural definidas por la CREG en la resolución

#### 5.4.4.5.16 **Otras Operaciones.**

5.4.4.5.16.1 Las descargas al despresurizar el equipo deberá ser dirigida, para minimizar la exposición del personal y el equipo a riesgos innecesarios.

##### 5.4.4.5.16.2 **Purga**

5.4.4.5.16.3 La temperatura del gas o líquido purgado debe estar dentro de los límites de temperatura de diseño del contenedor.

5.4.4.5.16.4 La presión del contenedor durante la purga será dentro de los límites de presión de diseño del contenedor.

5.4.4.5.16.5 Los sistemas de tuberías deberán purgarse de aire o gas en forma segura. (Véase el numeral 5.3.15).

5.4.4.5.16.6 La puesta fuera de servicio de un recipiente de GNL debe ser considerada una operación especial.

5.4.4.5.16.7 Las actividades del numeral 5.4.4.16.2 exigirán la preparación de procedimientos detallados.

5.4.4.5.16.8 Sólo personal entrenado deberá purgar contenedores de LNG.

5.4.4.5.16.9 Antes de poner en servicio un contenedor de GNL, el aire deberá ser desplazado por un gas inerte, siguiendo un procedimiento de purga por escrito.

5.4.4.5.16.10 Antes de poner un tanque fuera de servicio, el gas natural en el contenedor deberá purgarse con un gas inerte, siguiendo un procedimiento de purga por escrito.

5.4.4.5.16.11 Durante las operaciones de purga, el contenido de oxígeno del recipiente se controlará mediante el uso de un analizador de oxígeno.

## **5.5 PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS Y SEGURIDAD**

5.5.1 Este capítulo cubre los equipos y los procedimientos diseñados para minimizar las consecuencias de liberación de GNL, refrigerantes inflamables, líquidos inflamables y gases inflamables en instalaciones y otras disposiciones de acuerdo a este reglamento.

5.5.2 Las disposiciones del numeral 5.5 complementan las disposiciones de control de fuga y derrame en otros capítulos.

5.5.3 Este capítulo incluye disposiciones básicas para la de seguridad de la planta.

### **5.5.4 Requisitos Generales.**

En todas las plantas de GNL deben existir sistemas de protección contra incendios.

5.5.4.1 El alcance de la protección a aplicar debe determinarse mediante una evaluación basada en principios de ingeniería para la protección contra incendios, análisis de las condiciones locales, riesgos dentro de las instalaciones y la exposición de otras propiedades.

5.5.4.2 La evaluación debe determinar lo siguiente

- 1) El tipo, cantidad y ubicación de equipos necesarios para la detección y control de incendios, fugas y derrames de GNL, refrigerantes inflamables o gases inflamables.

- 2) El tipo, cantidad y ubicación de equipos necesarios para la detección y control incendios eléctricos y por detención del proceso.
- 3) Los métodos necesarios para la protección de los equipos y estructuras expuestos a los efectos de un incendio.
- 4) Los requisitos para sistemas de agua para protección contra incendios.
- 5) Los requisitos para extinción de incendios y otros equipos de control de incendios.
- 6) Los equipos y procesos que deben incorporarse dentro del sistema ESD, incluyendo los análisis de subsistemas, si existen y la necesidad de despresurizar los buques o equipos específicos durante una emergencia de incendio.
- 7) El tipo y la ubicación de los sensores necesarios para iniciar el funcionamiento automático del sistema ESD o sus subsistemas.
- 8) La disponibilidad y funciones individuales del personal de la planta y la disponibilidad del personal de respuesta externa durante una emergencia.
- 9) El equipo de protección, formación especial y calificación individual necesaria para el personal de la planta según lo especificado por NFPA 600, *Estándar en Brigada industrial de bomberos*, con sus respectivas funciones en caso de emergencias.
- 10) Requisitos de otros sistemas contra incendios y equipos de protección.

#### **5.5.5 Sistemas de apagado por emergencia.**

5.5.5.1 Cada instalación de GNL debe tener un sistema ESD para aislar o cerrar las fuentes de GNL, refrigerantes inflamables, líquidos inflamables o gases inflamables y para apagar el equipo, en los casos en que su funcionamiento continuo aumente o mantenga una situación de emergencia.

5.5.5.2 Las válvulas, sistemas de control, y equipos requeridos por el sistema ESD no requieren redundancia para satisfacer otros requisitos de la donde se incorporan múltiples funciones para estos elementos. Las válvulas, sistemas de control y equipos deben cumplir los requisitos para los sistemas ESD.

5.5.5.3 Si al apagarse un equipo se presenta un peligro o resultan daños mecánicos al equipo, el apagado de este equipo y sus sistemas auxiliares deberá excluirse del sistema ESD, cuando se puedan controlar los efectos de la liberación continua de líquidos inflamables o combustibles.

5.5.5.4 Los sistemas ESD deberán ser diseñados a prueba de fallos, de lo contrario deberán estar instalados, ubicados o protegidos para minimizar la posibilidad de que se vuelvan inoperantes en caso de una emergencia o una falla en el sistema de control normal.

5.5.5.5 Los sistemas de ESD que no estén diseñados a prueba de fallos, deben tener capacidad de controlar todos los componentes que se encuentran dentro de 50 pies (15 m) de los equipos a ser controlados, mediante una de las siguientes formas:

- 1) Instalados o ubicados donde no pueden ser expuestos a un incendio.
- 2) Protegidos contra fallos debido a una exposición al fuego de al menos 10 minutos de duración.

5.5.5.6 Instrucciones de operación que identifiquen la ubicación y operación de los controles de emergencia, deben estar publicadas dentro de las instalaciones.

5.5.5.7 Los sistemas manuales de activación deben estar situados en una zona accesible en caso de emergencia, que será medida al menos a 50 pies (15 m) desde el equipo y deberá estar marcada con la función designada.

#### **5.5.6 Detección de Incendios y fugas.**

5.5.6.1 Las áreas y las edificaciones inscritas, que puedan tener presencia de Gas combustible, GNL o derrames de refrigerantes inflamables, y fuego, deberán ser monitoreadas como lo requiere la evaluación referida en el numeral 5.5.4.1

#### **5.5.6.2 Detección de gas**

5.5.6.3 Cuando existan sensores de baja temperatura en monitoreo continuo o sistemas de detección de gases inflamables, deberán activar una alarma en el sitio de la planta y en una ubicación constantemente atendida si el sitio de la planta no es asistido continuamente.

5.5.6.4 Los sistemas de detección de gases inflamables, deberán activar una alarma audible y visual, cuando exista una atmosfera de 25 por ciento del límite inferior de inflamabilidad para el tipo de gas o vapores monitoreados.

**5.5.6.5 Detectores de incendio**

5.5.6.6 Los detectores de incendio deberán activar una alarma en el sitio de la planta y en una ubicación constantemente atendida si el sitio de la planta no es asistido continuamente.

5.5.6.7 Como está determinado en la evaluación referida en el numeral 5.5.4.1, los detectores de incendio deben activar algunas partes del sistema ESD.

5.5.6.8 Los sistemas de detección de incendios deberán ser diseñados, instalados y mantenidos de acuerdo con NFPA 72, *Código Nacional de Alarmas de Incendio*.

**5.5.7 Sistemas de agua para protección contra incendios.**

5.5.7.1 Un suministro de agua y un sistema para distribuir y aplicar agua se instalara para la protección de los riesgos en contenedores refrigerados, equipos y tuberías; y para controlar fugas y derrames sin fuego, a menos que la evaluación del numeral 5.5.4.1 determine que el uso del agua es innecesario o poco práctico.

5.5.7.2 El suministro de agua para incendio y el sistema para distribuir y aplicar agua, si se instala, deberá simultáneamente suministrar agua a sistemas fijos de protección contra fuego, incluyendo las boquillas del extinguidor monitor, para su flujo y presión de diseño, calculados para el máximo incidente estimado en la planta y un margen de 1000 gpm (63 L/s) para el flujo en una manguera de mano durante 2 horas.

**5.5.8 Extinguidores de incendios y Otros Equipos de Control de Incendios.**

5.5.8.1 Los extintores sobre ruedas o portátiles para fuegos de gas deben seguir las recomendaciones del fabricante.

5.5.8.2 Los extintores sobre ruedas o portátiles deberán estar disponibles en un lugar estratégico, como está determinado en el numeral 12.2.1, dentro de la instalación de GNL o en vehículos cisterna.

5.5.8.3 Los extintores sobre ruedas y portátiles deben ajustarse a los requisitos de NFPA 10, *Norma para extintores portátiles*.

5.5.8.4 Los extintores portátiles de mano de químicos secos deben tener una capacidad mínima nominal de 20 lb (9 kg) del agente y debe tener una tasa de descarga mínima de 1 lb/s (0,45 kg/s).

5.5.8.5 Para instalaciones en zonas con riesgo donde existan riesgos de incendio de clase mínima "A", se recomienda la selección de extintores de polvo químico seco a base de bicarbonato de potasio.

5.5.8.6 Los extintores sobre ruedas o portátiles de polvo químico seco deberán incluir una capacidad nominal mínima de 125 lb (56,7 kg) o más del agente y tendrán una tasa de descarga mínima de 2 lb/s (0,90 kg/seg).

5.5.8.7 Si se disponen, equipos contra fuego montados en vehículos y remolques, estos no se utilizarán para ningún otro propósito.

5.5.8.8 Los camiones de bomberos deben cumplir con la NFPA 1901, Estándar para aparatos automotrices contra fuego.

5.5.8.9 Los vehículos asignados a la planta, deben estar provistos como mínimo con un extinguidor portátil de polvo químico seco que tenga una capacidad no inferior a 18 lb (8,2 kg).

#### **5.5.9 Mantenimiento de los equipos de protección contra incendios.**

Los operadores de las instalaciones, deberán planificar e implementar un programa de mantenimiento para todos los equipos de protección de incendio de la planta.

#### **5.5.10 Seguridad del personal.**

5.5.10.1 En las instalaciones debe estar disponible y accesible ropa protectora que proporcione protección contra los efectos de la exposición a GNL.

5.5.10.2 Los empleados que participen en las actividades de respuesta de emergencia deben disponer de equipo y ropa protectora y deben estar entrenados según la NFPA 600, *Norma de brigadas de bomberos industriales*.

5.5.10.3 Deberán existir procedimientos escritos y prácticas seguras para proteger a los empleados de los peligros al ingresar al interior de áreas confinadas o peligrosas.

5.5.10.4 Deberán tenerse disponibles al menos tres detectores portátiles de gas combustible.

#### 5.5.11 Seguridad.

##### 5.5.11.1 Evaluación de la seguridad.

5.5.11.1.1 Una evaluación de seguridad que cubra riesgos, amenazas, vulnerabilidades y consecuencias debe prepararse para la instalación de GNL.

5.5.11.2 La evaluación de seguridad debe presentarse a las autoridades que la exijan.

5.5.11.3 El operador de la planta debe instalar un sistema de seguridad con acceso controlado cuyo diseño impida la entrada a personal no autorizado.

5.5.11.4 Las instalaciones de GNL, deben tener un gabinete de protección incluyendo una valla periférica, pared o barrera natural que encierre los componentes importantes de la instalación, como los siguientes:

- 1) Contenedores de almacenamiento de GNL
- 2) Tanques de almacenamiento del refrigerante inflamables
- 3) Tanques de almacenamiento de líquidos inflamables
- 4) Otras áreas de almacenamiento de materiales peligrosos
- 5) Áreas de equipos de proceso al aire libre
- 6) Edificaciones ocupadas y equipos de control
- 7) Zonas carga y descarga de instalaciones

5.5.11.5 La instalación de GNL debe estar cerrada dentro de un solo gabinete continuo o por múltiples gabinetes independientes.

5.5.11.6 Cuando el área cerrada exceda 1250 m<sup>2</sup> (116 m<sup>2</sup>), deberá tener por lo menos dos puertas de salida debidamente señalizadas.

5.5.11.7 Las Instalaciones de GNL deben iluminarse en la proximidad de los gabinetes protectores y en otras áreas según sea necesario para aumentar la seguridad de la instalación



**ARTÍCULO 2º EVALUACIÓN Y DEMOSTRACIÓN DE LA CONFORMIDAD****2.1 PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD DE LAS PLANTAS DE LICUEFACCION Y REGASIFICACION DE GNL.**

<b>REQUISITOS TÉCNICOS Y VERIFICACIÓN</b>	
<b>REQUISITOS</b>	<b>VERIFICACION</b>
Conformidad con los numerales 5.1.1, 5.1.2, 5.1.3, 5.1.4, 5.1.5	Verificación directa por el organismo de certificación.
Conformidad con el numeral 5.1.6	Estudio Elaborado por entidad competente.
Conformidad con los numeral 5.2.1 y 5.2.2	Verificación directa por el organismo de certificación.
Conformidad con el numeral 5.2.3	Certificación de competencia.
Conformidad con los numerales 5.2.4 a 5.2.6	Verificación directa por el organismo de certificación.
Conformidad con el numeral 5.3.1.1	Verificación directa por el organismo de certificación.
Conformidad con el numeral 5.3.1.2	Certificado del fabricante.
Conformidad con el numeral 5.3.2	Certificado del fabricante.
Conformidad con el numeral 5.3.3	Certificado del fabricante.
Conformidad con el numeral 5.3.4	Certificado del fabricante.
Conformidad con el numeral 5.3.5	Verificación directa por el organismo de certificación.
Conformidad con el numeral 5.3.19	Verificación directa por el organismo de certificación.
Conformidad con el numeral 5.4.1.2	Manual de procedimientos.
Conformidad con el numeral 5.4.1.3	Manual de emergencias.
Conformidad con el numeral 5.4.2.2	Manual de mantenimiento.
Conformidad con el numeral 5.4.2.4	Registros de mantenimiento.
Conformidad con el numeral 5.4.3.4	Historial de los operarios.
Conformidad con el numeral 5.4.4.3	Registros.
Conformidad con el numeral 5.4.4.5	Plan de Contingencia.
Conformidad con el numeral 5.4.4.5.8	Declaración de Inspección.
Conformidad con el numeral 5.4.4.5.15	Registros Cromatograficos.
Conformidad con el numeral 5.5.4.1	Evaluación de seguridad.

## **2.2 DEMOSTRACIÓN DE LA CONFORMIDAD DE LAS PLANTAS DE LICUEFACCIÓN Y REGASIFICACIÓN DE GNL**

- 2.1.1 Previamente a la puesta en operación o para continuar operando una planta de GNL se deberá demostrar la conformidad de la instalación sobre el cumplimiento del presente Reglamento Técnico a través de un Certificado de Conformidad expedido por un Organismo de Certificación Acreditado o reconocido a través de acuerdos de reconocimiento mutuo con el Organismo de Acreditación Nacional de Colombia - ONAC, conforme a lo establecido por el Sistema Nacional de Normalización, Certificación y Metrología.
- 2.1.2 Cuando la planta de GNL ya certificada sea ampliada o modificada deberá certificarse nuevamente conforme a lo establecido en el presente Reglamento Técnico.

**ARTÍCULO 3° ENTIDAD DE VIGILANCIA Y CONTROL.** La vigilancia y control del cumplimiento del reglamento técnico, en cuanto a la realización de las actividades de regasificación y/o licuefacción, los productos en ellos utilizados, así como su observancia por parte de personas naturales y jurídicas que realicen actividades de diseño, construcción, fabricación, prestación del servicio público, comercialización, mantenimiento, interventoría, inspección y certificación de la conformidad, corresponde a diferentes entidades de acuerdo con sus competencias legales.

La Superintendencia de Industria y Comercio –SIC, de conformidad con lo dispuesto en las leyes 1439 y 1480 de 2011 y los Decretos 2269 de 1993, 3144 de 2008, 3273 de 2008, 4886 de 2011 y demás normas aplicables, controlará y vigilará el cumplimiento del reglamento en atención a sus funciones relacionadas con la protección al consumidor, las actividades de verificación del cumplimiento de reglamentos técnicos sometidos a su control, la supervisión, vigilancia y sanción de organismos de certificación e inspección, así como a los laboratorios usados para la evaluación de la conformidad del presente reglamento en cuanto a pruebas, ensayos y metrología.

Los productores, proveedores o expendedores de los productos objeto del reglamento, deberán cumplir las disposiciones sobre protección al consumidor y

en especial lo establecido en el Decreto 3144 de 2008, sobre cumplimiento de reglamentos técnicos. Los productores, proveedores o expendedores de bienes y prestadores de servicios sujetos al cumplimiento del presente reglamento técnico, cuyo control corresponde a la Superintendencia de Industria y Comercio, deben estar inscritos en el registro obligatorio de dicha entidad, a que hace referencia el capítulo primero del título cuarto de la Circular Única de la SIC.

Los Alcaldes de acuerdo con las facultades establecidas en el artículo 62 de la Ley 1480 de 2011 ejercerán en sus respectivas jurisdicciones las mismas facultades administrativas de control y vigilancia que la Superintendencia de Industria y Comercio, incluyendo metrología legal.

La Dirección de Impuestos y Aduana Nacional - DIAN, ejercerá los controles sobre el ingreso de productos objeto del reglamento conforme a las disposiciones legales vigentes que le facultan para su ejercicio o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan, en especial al Decreto 2685 de 1999 y el Decreto 3273 de 2008 respecto de la revisión documental del registro de importación.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), ejercerá el control y vigilancia sobre las personas prestadoras de Servicios Públicos en los términos establecidos en el artículo 79 de la Ley 142 de 1994.

De conformidad con las leyes que reglamentan el ejercicio de las profesiones, la vigilancia del ejercicio profesional de las personas naturales que ejecuten actividades o construyan instalaciones objeto del reglamento, en cualquiera de sus etapas (diseño, construcción, supervisión, interventoría e inspección, operación y mantenimiento), corresponde a los Consejos Profesionales correspondientes. La conceptualización sobre aspectos legales y técnicos relacionados con el ejercicio profesional y con las competencias propias de cada profesión corresponde a los Consejos Profesionales.

**ARTÍCULO 4° RÉGIMEN SANCIONATORIO.** El incumplimiento de lo establecido en el presente Reglamento Técnico será sancionado por la Superintendencia de Industria y Comercio. Sin perjuicio de la responsabilidad civil o penal a que haya lugar, el incumplimiento de los requisitos establecidos en

el presente Reglamento Técnico se sancionará según lo establecido en la Legislación Colombiana vigente, así:

- a) Las Empresas de Servicios Públicos por el Régimen establecido en la Ley 142 de 1994, demás normas que la modifiquen, aclaren, o sustituyan y demás disposiciones legales aplicables.
- b) Las personas calificadas responsables de los diseños, construcción, interventoría, inspección de instalaciones objeto del presente reglamento técnico, por las leyes que reglamentan el ejercicio de las profesiones relacionadas, por la Ley 1480 de 2011 en lo relacionado con la protección al consumidor y las demás disposiciones legales aplicables.
- c) Los productores, proveedores y expendedores de productos e instalaciones objeto del reglamento técnico y otras normas técnicas colombianas obligatorias, por los decretos 3466 de 1982 y la Ley 1480 de 2011 y demás disposiciones legales aplicables. Los constructores de sistemas de regasificación y/o licuefacción se entenderán como productores, para los efectos del reglamento y en tales condiciones podrán ser sujetos a las sanciones establecidas en el Decreto 3144 de 2008 cuando incumplan el reglamento técnico.
- d) Los Organismos Acreditados por lo dispuesto en los Decretos 2152 de 1992 y 2269 de 1993, Ley 1480 de 2011 y demás disposiciones legales aplicables y las normas que los modifiquen, adicionen o sustituyan

**ARTÍCULO 5° REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN.** El presente reglamento se revisará transcurridos cinco (5) años contados a partir de la fecha de su entrada en vigencia, sin perjuicio de que conforme a las normas vigentes, la revisión o actualización deba realizarse con anterioridad a dicho término.

**ARTÍCULO 6°. VIGENCIA.** Esta Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

Continuación de la Resolución “Por la cual se dicta el Reglamento Técnico aplicable a Plantas de Licuefacción y Regasificación de GNL”

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá D.C., a

**FEDERICO ALONSO RENGIFO VELEZ.**

Ministro de Minas y Energía

MLAP/LAPJ  
NGEM/GADJ