Operación, mantenimiento y capacitación del personal

[18.1\*](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A001661)  Alcance.

Este capítulo contiene requisitos básicos y estándares mínimos para los aspectos de seguridad de la operación y mantenimiento de plantas de GNL.

18.2 Requisitos generales.

[**18.2.1\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A002024)

Cada empresa operadora deberá desarrollar procedimientos documentados de operación, mantenimiento y capacitación, basados ​​en la experiencia y las condiciones en las que se opera la instalación de GNL.

**18.2.2**

La empresa operadora deberá cumplir todos los procedimientos siguientes:

* (1)

Documentar procedimientos y planes que cubran la operación, el mantenimiento, la capacitación y la seguridad.

* (2)

Mantener actualizados los dibujos, gráficos y registros de los equipos de las instalaciones de GNL.

* (3)

Revisar los planes y procedimientos cuando se revisen las condiciones operativas o los equipos de las instalaciones de GNL o como resultado de las lecciones aprendidas de una investigación de incidentes

* (4)

Garantizar el enfriamiento de los componentes de acuerdo con [**18.3.5**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001252)

* (5)

Establecer un plan de emergencia documentado

* (6)

Establecer enlaces con las autoridades locales, como la policía, los bomberos o las obras municipales, para coordinar los planes de emergencia y sus funciones en situaciones de emergencia.

* [**(7)\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A001662)

Analizar y documentar todos los incidentes relacionados con la seguridad para determinar su causa y prevenir la posibilidad de que se repitan.

18.3 Manual de Procedimientos Operativos.

**18.3.1**

Todos los componentes de las instalaciones de GNL deberán operar de acuerdo con el manual de procedimientos operativos.

**18.3.2**

El manual de procedimientos operativos deberá ser accesible a todo el personal de la instalación de GNL y deberá mantenerse fácilmente disponible en el centro de control operativo.

**18.3.3**

El manual de operaciones deberá actualizarse cuando haya cambios en los equipos o procedimientos.

**18.3.4**

El manual de operaciones deberá incluir procedimientos para la puesta en marcha y parada de todos los componentes de la instalación de GNL, incluidos aquellos para la puesta en marcha inicial de la instalación de GNL, para garantizar que todos los componentes funcionen satisfactoriamente.

**18.3.5**

El manual de operaciones deberá incluir procedimientos para purgar componentes, inertizarlos y enfriarlos de acuerdo con [**18.6.5**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001299) para purga y [**18.6.3**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001297) para enfriamiento.

**18.3.6**

Los procedimientos deberán garantizar que el enfriamiento de cada sistema de componentes que esté bajo el control de la empresa operadora y que esté sujeto a temperaturas criogénicas, esté limitado a un patrón de velocidad y distribución que mantenga las tensiones térmicas dentro de los límites de diseño del sistema durante el período de enfriamiento con respecto al desempeño de los dispositivos de expansión y contracción.

**18.3.7**

El manual de operaciones deberá incluir procedimientos para garantizar que cada sistema de control esté ajustado para operar el proceso dentro de sus límites de diseño.

**18.3.8**

El manual de operación de las plantas de GNL deberá incluir procedimientos para mantener las temperaturas, niveles, presiones, diferenciales de presión y caudales dentro de sus límites de diseño para los equipos instalados, incluyendo:

* (1)

Calentadores y calderas de combustión

* (2)

Turbinas y otros motores primarios

* (3)

Bombas, compresores y expansores

* (4)

Equipos de purificación, tratamiento y regeneración

* (5)

Vaporizadores, intercambiadores de calor y cajas frías

* (6)

Recipientes, tanques y contenedores de proceso y almacenamiento

* (7)

Equipo de transferencia

* (8)

Equipos relacionados con la seguridad

**18.3.9**

El manual de operaciones deberá incluir procedimientos para lo siguiente:

* (1)

Mantener la velocidad de vaporización, la temperatura y la presión de modo que el gas resultante esté dentro de la tolerancia de diseño del vaporizador y la tubería aguas abajo.

* (2)

Determinar la existencia de cualquier condición anormal y la respuesta a dichas condiciones en la instalación de GNL

* (3)

La transferencia segura de fluidos peligrosos, incluida la prevención del sobrellenado de los contenedores

* (4)

Seguridad

**18.3.10**

El manual de operaciones deberá incluir procedimientos para supervisar las operaciones.

**18.3.11**

Los procedimientos escritos deberán mantenerse actualizados y disponibles para todo el personal involucrado en operaciones de transferencia.

[**18.3.12\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A002325)

Los cambios a los procedimientos escritos deberán documentarse y revisarse después de considerar la operatividad, la seguridad y la protección.

18.4 Procedimientos de emergencia.

**18.4.1**

Cada manual de operaciones deberá contener procedimientos de emergencia.

**18.4.2**

Los procedimientos de emergencia deberán incluir, como mínimo, emergencias que se anticipen a partir de un mal funcionamiento operativo, colapso estructural de parte de la instalación de GNL, error del personal, fuerzas de la naturaleza y actividades realizadas adyacentes a la planta.

**18.4.3**

Los procedimientos de emergencia incluirán, entre otros, procedimientos para responder a emergencias controlables, incluidos los siguientes:

* (1)

Notificación al personal

* (2)

Uso de equipo apropiado para el manejo de la emergencia

* (3)

El apagado o aislamiento de varias partes del equipo.

* (4)

Otras medidas para garantizar que el escape de gas o líquido se corte rápidamente o se reduzca tanto como sea posible

**18.4.4**

Los procedimientos de emergencia incluirán procedimientos para reconocer una emergencia incontrolable y tomar medidas para lograr lo siguiente:

* (1)

Minimizar los daños al personal de la planta de GNL y al público

* (2)

Notificación inmediata de la emergencia a los funcionarios locales correspondientes, incluida la posible necesidad de evacuar a las personas de las inmediaciones de la planta de GNL.

**18.4.5**

Los procedimientos de emergencia deberán incluir procedimientos para coordinar con los funcionarios locales en la preparación de un plan de evacuación de emergencia que establezca los pasos necesarios para proteger al público en caso de una emergencia, incluyendo lo siguiente:

* (1)

Cantidad y ubicación de equipos contra incendios en toda la planta de GNL

* (2)

Riesgos potenciales en la planta de GNL

* (3)

Capacidades de comunicación y control de emergencias en la planta de GNL

* (4)

Estado de cada emergencia

**18.4.6**

Los procedimientos de emergencia deberán incluir procedimientos para hacer frente a liberaciones de gases no encendidos.

**18.4.7**

Cada instalación que maneje GNL deberá desarrollar un plan de contingencia para abordar posibles incidentes que puedan ocurrir en o cerca del área de transferencia, incluyendo lo siguiente:

* (1)

Una descripción de los equipos y sistemas contra incendios y sus procedimientos operativos, incluido un plan que muestre las ubicaciones de todos los equipos de emergencia.

* (2)

Procedimientos de respuesta ante liberaciones de GNL, incluida la información de contacto de las organizaciones de respuesta locales

* [**(3)\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A002414)

Procedimientos de emergencia para desamarrar un buque, incluido el uso de cables de remolque de emergencia

* (4)

Requisitos de los remolcadores para situaciones de emergencia y para incidentes previsibles específicos que sean específicos del atracadero

* (5)

Números de teléfono de autoridades competentes, hospitales, departamentos de bomberos y otras agencias de respuesta a emergencias.

**18.4.8**

Los procedimientos de emergencia y los planes de contingencia se revisarán anualmente y se modificarán según sea necesario.

18.5 Procedimientos de seguridad.

Con base en la evaluación de seguridad realizada según [**16.8.1.1**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/16#ID00059A000965) y los requisitos de seguridad adicionales dentro de esta norma, cada operador deberá preparar y seguir uno o más manuales de procedimientos escritos para brindar seguridad a cada planta de GNL.

**18.5.1**

Los procedimientos deberán estar disponibles en la planta y en cualquier lugar de monitoreo remoto e incluir al menos lo siguiente:

* (1)

Una descripción y un cronograma de las inspecciones de seguridad y patrullas realizadas

* (2)

Una lista de puestos o responsabilidades del personal de seguridad utilizados en la planta de GNL

* (3)

Una breve descripción de las funciones asociadas a cada puesto o responsabilidad del personal de seguridad

* (4)

Instrucciones sobre las medidas que deben adoptarse, incluida la notificación a otro personal de la planta y a los funcionarios encargados de hacer cumplir la ley, cuando exista cualquier indicio de una violación real o intentada de la seguridad.

* (5)

Métodos para determinar qué personas tienen permitido el acceso a la planta de GNL

* (6)

Identificación positiva de todas las personas que entran a la planta y se encuentran en ella, incluidos métodos al menos tan efectivos como las credenciales con fotografía

* (7)

Enlace con los funcionarios policiales locales para mantenerlos informados sobre los procedimientos de seguridad actuales

**18.5.2**

Los procedimientos se revisarán cada dos años, sin exceder los 27 meses, o en intervalos que determine la Autoridad competente, y se revisarán según sea necesario.

**18.5.3**

En caso de que las condiciones de seguridad cambien, los procedimientos deberán actualizarse con mayor frecuencia.

18.6 Operaciones de Monitoreo.

[**18.6.1\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A001663) **Centro de control.**

El seguimiento de las operaciones se realizará de forma continua.

**18.6.1.1**

En las plantas con centros de control en sitio, se permitirá al personal operativo salir de la sala de control para realizar inspecciones de campo programadas o para abordar actividades en el campo relacionadas con la operación de la planta.

**18.6.1.2**

Las alarmas relacionadas con la seguridad requeridas por [**4.7.2**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/4#ID00059A000103) deberán proporcionar aviso al personal en el lugar que realice el monitoreo de las operaciones, a menos que el centro de control tenga un método alternativo para comunicarse durante el monitoreo de las operaciones.

**18.6.1.3**

Las inspecciones se realizarán al menos en los intervalos establecidos en los procedimientos operativos escritos a que se refiere la Sección  [**18.3**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001247) .

**18.6.2 Fundación del Sistema de Tanque de GNL.**

**18.6.2.1**

Los sistemas de calefacción de cimentación deberán monitorearse al menos diariamente para garantizar que la isoterma de 32 °F (0 °C) no penetre en el suelo.

**18.6.2.2**

Los estudios de elevación de los cimientos del sistema de tanques de GNL se realizarán cada 3 años, así como después de una OBE y después de la indicación de un área anormalmente fría.

[**18.6.2.3\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A002307)

Cualquier asentamiento que exceda lo previsto en el diseño deberá ser investigado y se tomarán las medidas correctivas necesarias.

**18.6.3 Enfriamiento.**

**18.6.3.1**

Los procedimientos de enfriamiento deberán limitar la velocidad y el patrón de distribución del medio de enfriamiento de modo que mantenga las tensiones térmicas dentro de los límites de diseño durante el período de enfriamiento.

**18.6.3.2**

Cada sistema de tuberías criogénicas que esté bajo el control de la empresa operadora deberá revisarse durante y después de la estabilización del enfriamiento para detectar movimientos más allá de los límites de diseño y fugas en áreas donde haya bridas, válvulas y sellos.

**18.6.4 Despresurización.**

**18.6.4.1**

Se desarrollarán procedimientos de despresurización para mantenimiento.

**18.6.4.2**

La descarga de despresurización se debe dirigir a un lugar seguro al aire libre, lejos del personal, áreas congestionadas y fuentes de ignición.

**18.6.5 Purga.**

**18.6.5.1**

Se deberá desarrollar un procedimiento de purga escrito detallado y específico antes de purgar las tuberías y los equipos en servicio inicial y dentro y fuera de servicio una vez en funcionamiento.

**18.6.5.2**

Los procedimientos de purga incluirán, como mínimo, lo siguiente:

* (1)

Puntos de aislamiento

* (2)

Puntos de entrada y ventilación de medios inertes que cumplan con  los requisitos de tuberías de la Sección [**10.9**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/10#ID00059A000727)

* (3)

Purgar medios

* (4)

Purgar puntos finales

* (5)

Secuencia de purga fuera de servicio y de entrada en servicio

* (6)

Instrumentación utilizada para evaluar el progreso de la purga

[**18.6.5.3\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A001639)

Los sistemas de tuberías y equipos deberán limpiarse, secarse, purgarse y comprobarse su estanqueidad de forma segura. *(Véase la Sección*[***10.9***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/10#ID00059A000727)*).*

**18.6.5.4**

La limpieza, el secado, la purga y las pruebas de estanqueidad se realizarán utilizando un medio inerte o no inflamable y no tóxico o medios mecánicos, a menos que los procedimientos también cumplan con los requisitos de la NFPA 56 o estén aprobados.

**18.6.5.5**

La temperatura de los medios de prueba de limpieza, secado, purga y estanqueidad deberá estar dentro de los límites de temperatura de diseño del contenedor u otro equipo.

**18.6.5.6**

La presión del contenedor u otro equipo durante la limpieza, el secado, la purga y las pruebas de hermeticidad deberá estar dentro de los límites de presión de diseño del contenedor.

**18.6.5.6.1**

La retirada del servicio de un contenedor de GNL no se considerará una operación normal.

**18.6.5.6.2**

Las actividades del [**apartado 18.6.5**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001299) requerirán la preparación de procedimientos detallados.

**18.6.5.6.3**

Sólo personal experimentado y capacitado podrá secar, purgar o enfriar los contenedores de GNL.

**18.6.5.6.4**

Antes de poner en servicio un contenedor de GNL, el aire deberá ser desplazado por un gas inerte, según un procedimiento de purga escrito.

[**18.6.5.6.5\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A001665)

Antes de retirar de servicio un contenedor, se deberá purgar el gas natural que contenga con un gas inerte, según un procedimiento de purga escrito.

**18.6.5.7 Purgar puntos finales.**

**18.6.5.7.1**

Los puntos finales de purga definidos en el procedimiento de purga se verificarán mediante instrumentos de análisis de gas combustible calibrados en todas las ubicaciones de ventilación de purga identificadas.

[**18.6.5.7.2\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A002079)

Los puntos finales de purga se determinarán teniendo en cuenta las concentraciones restantes de gases inertes y oxígeno, la presión y la temperatura del sistema y el potencial de autoignición.

**18.6.5.8**

Durante las operaciones de purga, se deberá controlar el contenido de oxígeno del contenedor u otro equipo mediante el uso de un analizador de oxígeno.

18.7 Puesta en servicio.

**18.7.1**

Antes de la puesta en marcha de las instalaciones, se desarrollará un plan de puesta en servicio para probar y verificar que todos los componentes funcionen dentro de sus rangos de diseño.

**18.7.2**

Las tuberías se pondrán en servicio de acuerdo con ASME B31.1, *Tuberías de plantas de energía* ; B31.3, *Tuberías de proceso* ; B31.4, *Sistemas de transporte de tuberías para líquidos y lodos* ; B31.5, *Tuberías de refrigeración y componentes de transferencia de calor* ; o B31.8, *Sistemas de tuberías de transmisión y distribución de gas* ; según corresponda.

**18.7.3**

Las calderas y recipientes a presión se pondrán en servicio de acuerdo con el *Código de calderas y recipientes a presión* ASME .

[**18.7.4\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A002038)

Los sistemas de control y la instrumentación relacionada se pondrán en servicio de acuerdo con normas reconocidas.

18.8 Transferencia de GNL y Inflamables.

**18.8.1**

Cuando se realicen transferencias a granel a contenedores de almacenamiento estacionarios, el GNL que se transfiera deberá ser compatible en composición o en temperatura y densidad con el GNL que ya se encuentra en el contenedor.

**18.8.2**

Cuando la composición o la temperatura y la densidad no sean compatibles, se deberán adoptar medidas para evitar la estratificación y el desprendimiento de vapor que podrían provocar vuelcos.

**18.8.3**

Cuando se proporcione una boquilla mezcladora o un sistema de agitación, deberá estar diseñado para evitar vuelcos.

**18.8.4**

Al menos una persona calificada deberá estar presente de manera constante mientras se realiza una transferencia.

**18.8.5**

No se permitirán fuentes de ignición en las áreas de carga o descarga mientras se realiza la transferencia.

**18.8.6 Carga y descarga de vehículos cisterna, vagones cisterna y contenedores ISO.**

**18.8.6.1**

No se permitirán fuentes de ignición en las áreas de carga o descarga mientras se realiza la transferencia.

**18.8.6.2**

Las áreas de carga y descarga deberán estar señalizadas con carteles que digan “No fumar”.

**18.8.6.3**

Cuando se cargan o descargan varios productos en el mismo lugar, los brazos de carga, las mangueras o los colectores se deberán identificar o marcar para indicar el producto o los productos que manipulará cada sistema.

**18.8.6.4**

Antes de la transferencia, se deben obtener lecturas de los medidores o establecer un inventario para garantizar que el contenedor receptor no pueda llenarse demasiado y se deben verificar los niveles durante las operaciones de transferencia.

**18.8.6.5**

El sistema de transferencia deberá revisarse antes de su uso para garantizar que las válvulas estén en la posición correcta.

**18.8.6.6**

Las operaciones de transferencia se deberán iniciar lentamente y si ocurre alguna variación inusual en la presión o la temperatura, se deberá detener la transferencia hasta que se haya determinado y corregido la causa.

**18.8.6.7**

Se deberán monitorear las condiciones de presión y temperatura durante la operación de transferencia.

**18.8.6.8**

Mientras se estén realizando operaciones de carga o descarga de vagones cisterna, vehículos cisterna o contenedores ISO, se prohibirá el tráfico ferroviario y de vehículos a menos de 7,6 m (25 pies) de las instalaciones de GNL o a menos de 15 m (50 pies) de refrigerantes cuyos vapores sean más pesados ​​que el aire.

**18.8.6.8.1**

Antes de conectar un vagón cisterna, se debe verificar el vagón y colocar los frenos, el descarrilador o interruptor debe estar correctamente posicionado y se deben colocar señales o luces de advertencia según sea necesario.

**18.8.6.8.2**

Las señales o luces de advertencia no se deben quitar ni reiniciar hasta que se complete la transferencia y se desconecte el automóvil.

**18.8.6.8.3**

Los motores de los vehículos camiones deberán apagarse si no se requieren para operaciones de transferencia.

**18.8.6.8.4**

Se deberán aplicar los frenos y calzar las ruedas antes de realizar la conexión para cargar o descargar.

**18.8.6.8.5**

El motor no deberá arrancarse hasta que el vehículo camión se haya desconectado y los vapores liberados se hayan disipado.

**18.8.6.9 Contenido de oxígeno.**

**18.8.6.9.1**

Antes de cargar fluidos inflamables en un vagón cisterna, vehículo cisterna o contenedor ISO que no esté en servicio exclusivo para ese fluido, se deberá realizar una prueba para determinar el contenido de oxígeno en el contenedor.

**18.8.6.9.2**

Si el contenido de oxígeno excede el 2 por ciento en volumen, el contenedor no se cargará hasta que se haya purgado por debajo del 2 por ciento de oxígeno en volumen.

**18.8.6.9.3**

Si un vagón cisterna, vehículo cisterna o contenedor ISO en servicio exclusivo de gas licuado no contiene una presión positiva, se deberá realizar una prueba para determinar el contenido de oxígeno.

**18.8.6.10**

Antes de cargar o descargar, el vehículo cisterna deberá posicionarse de manera que pueda salir del área sin retroceder, una vez finalizada la operación de transferencia.

**18.8.6.11**

Los vagones cisterna y los vehículos cisterna que se cargan desde arriba a través de una cúpula abierta deben estar conectados eléctricamente a la tubería de llenado o conectados a tierra antes de abrir la cúpula.

**18.8.6.12**

Se deberán proporcionar comunicaciones en los lugares de carga y descarga para que el operador pueda estar en contacto con otro personal ubicado de forma remota que esté asociado con la operación de carga o descarga.

**18.8.7 Envío y recepción marítimos.**

**18.8.7.1 Llegada del buque.**

**18.8.7.1.1**

Los requisitos del [**18.4.7**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001286) se comunicarán al operador del buque para facilitar el atraque y desamarre seguro del buque.

**18.8.7.1.2**

Se utilizarán señales de advertencia o barricadas para indicar que se están realizando operaciones de transferencia.

**18.8.7.1.3**

Se deberá elaborar un plan de amarre específico para cada buque que haga escala en la instalación costera utilizando los criterios desarrollados en [**15.5.1 .**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/15#ID00059A000839)

**18.8.7.1.4**

El buque deberá estar amarrado de forma segura y eficaz.

**18.8.7.1.5**

El operador de la terminal deberá certificar por escrito que se cumplen las disposiciones de [**18.11.5.1**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001475) y [**18.11.5.3**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001479) .

**18.8.7.1.6**

Esta certificación deberá estar disponible para inspección en la instalación costera que maneja GNL.

**18.8.7.2 Antes de la transferencia.**

**18.8.7.2.1**

Antes de transferir GNL, la instalación deberá hacer lo siguiente:

* (1)

Inspeccione las tuberías de transferencia y el equipo que se utilizará durante la transferencia y reemplace cualquier pieza desgastada o inoperable.

* (2)

Tenga en cuenta la presión, la temperatura y el volumen para garantizar que sean seguros para la transferencia de cada uno de los tanques de carga del buque desde el que se transferirá la carga.

* (3)

Revisar y acordar con el operador del buque la secuencia de las operaciones de transferencia

* (4)

Revisar y acordar con el operador del buque la tarifa de transferencia

* (5)

Revisar y acordar con el operador del buque las funciones, ubicación y guardias de cada persona asignada para las operaciones de traslado.

* (6)

Revise los procedimientos de emergencia del manual de emergencias

* (7)

Revisar y acordar con el operador del buque los medios (canales dedicados, etc.) para mantener un enlace de comunicación directo entre los guardias en el buque y en tierra durante toda la transferencia de carga.

* (8)

Asegúrese de que las conexiones de transferencia permitan que el buque se mueva hasta los límites de sus amarres sin exceder el rango operativo normal de los brazos de carga.

* (9)

Asegúrese de que cada parte del sistema de transferencia esté alineada para permitir el flujo de GNL a la ubicación deseada

* (10)

Verifique que las líneas de líquido y vapor de carga en el buque, los brazos de carga y los sistemas de tuberías de tierra se hayan purgado de oxígeno.

* (11)

Asegúrese de que se muestren señales de advertencia que adviertan que se está transfiriendo GNL

* (12)

Verificar que no exista ninguna fuente de ignición en el área de transferencia marina de GNL

* (13)

Asegúrese de que el personal esté de servicio de acuerdo con el manual de operaciones.

* (14)

Pruebe los sistemas de detección y alarma, el sistema de apagado de emergencia y los sistemas de comunicación para determinar que funcionan.

**18.8.7.2.2**

Previo a la transferencia, el oficial a cargo de la transferencia de carga del buque y el encargado de la terminal terrestre deberán inspeccionar sus respectivas instalaciones para asegurarse que el equipo de transferencia esté en condiciones de funcionamiento.

**18.8.7.2.3**

Luego de la inspección descrita en [**18.8.7.2.2**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001361) , el oficial a cargo de la transferencia de carga del buque y la persona a cargo de la terminal terrestre se reunirán y determinarán el procedimiento de transferencia, verificarán que existan comunicaciones de barco a tierra y revisarán los procedimientos de emergencia.

**18.8.7.2.4**

Una vez completada satisfactoriamente la inspección previa a la transferencia requerida por [**18.8.7.2.1**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001346) , no se realizará ninguna transferencia de GNL hasta que se ejecute y firme una declaración de inspección que demuestre el pleno cumplimiento con [**18.8.7.2.2**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001361) .

**18.8.7.2.4.1**

Se deberá entregar una copia firmada de la declaración de inspección a la persona a cargo de las operaciones de transferencia en el buque, y se deberá conservar una copia firmada durante 30 días después de concluida la transferencia en la instalación portuaria que maneja GNL.

**18.8.7.2.4.2**

Cada declaración de inspección deberá contener lo siguiente:

* (1)

El nombre del buque y la instalación portuaria que maneja GNL

* (2)

Las fechas y horas en que comenzaron y finalizaron las operaciones de transferencia

* (3)

La firma de la persona a cargo de las operaciones de transferencia a tierra y la fecha y hora de la firma, indicando que está listo para comenzar las operaciones de transferencia.

* (4)

La firma de cada persona a cargo del relevo y la fecha y hora de cada relevo.

* (5)

La firma de la persona a cargo de las operaciones de transferencia a tierra y la fecha y hora de la firma, indicando que la transferencia marítima se ha completado.

**18.8.7.2.5**

El sistema de comunicación requerido en [**15.9.3**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/15#ID00059A000905) deberá ser monitoreado continuamente tanto a bordo del buque como en la terminal.

**18.8.7.3 Conexiones marinas.**

**18.8.7.3.1**

Cuando se conectan brazos de carga para operaciones de carga o descarga marina, todos los orificios de los pernos en una brida se deben utilizar para la conexión.

**18.8.7.3.2**

Se utilizarán bridas ciegas en aquellos brazos que no participen en operaciones de carga o descarga.

**18.8.7.3.3**

Todas las conexiones deberán ser estancas y probadas antes de la operación.

**18.8.7.3.4**

Los brazos de carga o descarga marinos deberán purgarse antes de su uso y purgarse y drenarse completamente una vez finalizada la transferencia.

**18.8.7.3.5**

Las operaciones de carga o descarga marítima deberán realizarse a presión atmosférica cuando el(los) brazo(s) estén conectados o desconectados.

**18.8.7.4 Operaciones de Transferencia en Curso.**

**18.8.7.4.1**

Se prohíbe el tráfico de vehículos en el muelle o embarcadero a menos de 100 pies (30 m) del colector de carga y descarga mientras se realizan operaciones de transferencia.

**18.8.7.4.2**

Se utilizarán señales de advertencia o barricadas para indicar que se están realizando operaciones de transferencia.

[**18.8.7.4.3\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A001667)

Habrá dos medios de salida independientes, incluida la salida de emergencia, del buque.

**18.8.7.4.4**

Durante la transferencia de las provisiones de un buque, incluido el nitrógeno, el personal involucrado en la transferencia de las provisiones de un buque no deberá tener responsabilidad simultánea en la transferencia de GNL.

**18.8.7.4.5**

No se permitirán fuentes de ignición en el área de transferencia marina mientras la transferencia esté en curso.

**18.8.7.4.6**

La carga general, excepto las provisiones de los barcos para el buque marítimo de GNL, no se deberá manipular sobre un muelle o embarcadero a menos de 100 pies (30 m) del punto en el que se realizan las conexiones para la transferencia de fluidos inflamables mientras dichos fluidos inflamables se transfieren a través de sistemas de tuberías.

**18.8.7.5 Operaciones de abastecimiento de combustible.**

**18.8.7.5.1**

Las operaciones de abastecimiento de combustible se realizarán de conformidad con los requisitos establecidos por la autoridad que tenga jurisdicción sobre los buques o terminales.

**18.8.7.5.2**

Durante las operaciones de abastecimiento de combustible se aplicará lo siguiente:

* (1)

El personal que realice operaciones de abastecimiento de combustible no tendrá responsabilidad simultánea por la transferencia de GNL como carga.

* (2)

Ningún buque podrá amarrarse al costado del buque metanero sin autorización de la autoridad competente.

18.9 Manual de mantenimiento.

[**18.9.1\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A001754)

Cada empresa operadora deberá tener un plan documentado que establezca los requisitos del programa de inspección y mantenimiento para cada componente, incluida la protección contra incendios y la detección de peligros, utilizado en su instalación de GNL que se identifique como que requiere inspección y mantenimiento.

**18.9.2**

Cada programa de mantenimiento se llevará a cabo de conformidad con su plan documentado para los componentes de las instalaciones de GNL identificados en el plan como que requieren inspección y mantenimiento.

**18.9.3**

Cada empresa operadora deberá realizar las inspecciones periódicas, pruebas o ambas, según un cronograma incluido en el plan de mantenimiento, sobre los componentes identificados y su sistema de soporte identificado como que requieren inspección y mantenimiento y que se encuentre en servicio en su instalación de GNL.

**18.9.4**

El manual de mantenimiento deberá hacer referencia a los procedimientos de mantenimiento, incluidos los procedimientos para la seguridad del personal y la propiedad mientras se realizan reparaciones, independientemente de si el equipo está en funcionamiento.

**18.9.5**

El manual de mantenimiento deberá incluir lo siguiente para los componentes de las instalaciones de GNL:

* (1)

La forma de realización y la frecuencia de las inspecciones y pruebas

* (2)

Una descripción de cualquier otra acción, además de las mencionadas en [**18.9.5**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001395) , que sea necesaria para mantener la instalación de GNL de conformidad con esta norma

* (3)

Todos los procedimientos a seguir durante las reparaciones de un componente que esté en funcionamiento mientras se repara, para garantizar la seguridad de las personas y los bienes en la planta de GNL

**18.9.6**

Se deberán especificar los procedimientos para la inspección de todos los componentes de tubería dentro de tubería, incluidos los niveles de vacío, y demostrar que son apropiados para la condición de instalación.

**18.9.7**

Se deberán especificar los procedimientos para la reparación y el mantenimiento de todos los componentes de las tuberías, incluidos los niveles de vacío, y demostrar que son apropiados para la condición de instalación.

18.10 Mantenimiento.

**18.10.1  Purga.**

Cada empresa operadora deberá garantizar que los componentes de sus instalaciones de GNL que puedan acumular mezclas combustibles se purguen de conformidad con el [**artículo 18.6.5**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001299) después de retirarlos de servicio y antes de volver a ponerlos en servicio.

**18.10.2  Componentes fuera de servicio.**

Cuando el funcionamiento de un componente que se pone fuera de servicio pudiera provocar una condición peligrosa, se deberá colocar en los controles del componente una etiqueta con las palabras “No operar” o equivalente, o bien, se bloqueará el componente.

**18.10.3 Fundación.**

**18.10.3.1**

El sistema de soporte o cimentación de cada componente deberá ser inspeccionado al menos anualmente.

**18.10.3.2**

Si se determina que la base no es capaz de soportar el componente, deberá repararse.

**18.10.4 Energía de emergencia.**

Cada fuente de energía de emergencia de la planta de GNL se probará mensualmente para garantizar su funcionamiento. También se realizarán pruebas anuales para garantizar que funcione a su capacidad prevista documentada, considerando la energía necesaria para arrancar algunos equipos y operar simultáneamente otros que serían alimentados por la fuente en una emergencia en la planta.

**18.10.5  Aislamiento.**

Los sistemas de aislamiento de superficies de contención deberán inspeccionarse anualmente.

**18.10.6  Mangueras de transferencia.**

Las mangueras para transferencia de GNL y refrigerante deben probarse al menos una vez al año hasta la presión máxima de la bomba o el ajuste de la válvula de alivio y deben inspeccionarse visualmente antes de cada uso para detectar daños o defectos.

**18.10.7  Operaciones Marinas.**

Las operaciones de carga o descarga marítima deberán ser sometidas a pruebas periódicas según lo exija la autoridad competente.

**18.10.8 Reparaciones.**

Las reparaciones que se realicen en los componentes de una instalación de GNL se realizarán de manera que se garantice lo siguiente:

* (1)

Que se mantenga la integridad de los componentes, de acuerdo con esta norma

* (2)

Que los componentes funcionen de manera segura

* (3)

Que se mantenga la seguridad del personal y de la propiedad durante una actividad de reparación.

**18.10.9 Limpieza del sitio.**

Cada empresa operadora deberá realizar lo siguiente:

* (1)

Mantener los terrenos de su planta de GNL libres de basura, escombros y otros materiales que puedan representar un peligro de incendio.

* (2)

Asegúrese de que se evite o controle la presencia de contaminantes de materiales extraños, nieve o hielo para mantener la seguridad operativa de cada componente de la instalación de GNL.

* (3)

Mantener la zona de césped de su planta de GNL de manera que no genere peligro de incendio

* (4)

Asegúrese de que las rutas de acceso para el control de incendios dentro de su planta de GNL estén libres de obstrucciones y se mantengan razonablemente en todas las condiciones climáticas.

**18.10.10 Sistemas de control, inspección y pruebas.**

**18.10.10.1**

Cada empresa operadora deberá garantizar que un sistema de control que esté fuera de servicio durante 30 días o más sea probado antes de volverlo a poner en servicio, para garantizar que se encuentre en condiciones adecuadas de funcionamiento.

**18.10.10.2**

Cada empresa operadora deberá garantizar que las inspecciones y pruebas de esta sección se realicen en los intervalos especificados.

[**18.10.10.3\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A002047)

Los sistemas de control que se utilizan estacionalmente deberán inspeccionarse y probarse antes de su uso cada temporada.

**18.10.10.4**

Los sistemas de control que se utilizan como parte de los sistemas de protección contra incendios y detección de peligros en las instalaciones de GNL deberán inspeccionarse y probarse de acuerdo con el código contra incendios aplicable y cumplir con lo siguiente:

* (1)

Los equipos de monitoreo deberán mantenerse de acuerdo con *NFPA 72* y NFPA 1221.

* (2)

Los sistemas de agua de protección contra incendios deberán mantenerse de acuerdo con NFPA 13, NFPA 14, NFPA 15, NFPA 20, NFPA 22, NFPA 24, NFPA 25, NFPA 750 y NFPA 1962.

* [**(3)\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A001668)

Los extintores de incendios portátiles o con ruedas adecuados para incendios de gas deberán estar disponibles en ubicaciones estratégicas, según lo determinado de acuerdo con el Capítulo  [**16**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/16) , dentro de una instalación de GNL y en vehículos cisterna y deberán mantenerse de acuerdo con NFPA 10.

* (4)

Los sistemas fijos de extinción de incendios y otros equipos de control de incendios deberán mantenerse de acuerdo con NFPA 11, NFPA 12, NFPA 12A, NFPA  17 y NFPA 2001.

* (5)

Los dispositivos de detección no cubiertos por *la NFPA 72* deberán probarse y calibrarse de acuerdo con las instrucciones del fabricante una vez cada año calendario a intervalos no mayores a 15 meses.

**18.10.10.5**

Los sistemas de control, distintos de los mencionados en [**los apartados 18.10.10.3**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001423) y [**18.10.10.4**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001424) , deberán inspeccionarse y probarse una vez cada año calendario a intervalos que no excedan de 15 meses.

**18.10.10.6**

Las válvulas de alivio de los contenedores estacionarios de GNL se deberán inspeccionar y probar en su punto de ajuste al menos una vez cada 2 años calendario, con intervalos que no excedan los 30 meses, para garantizar que cada válvula alivie con el ajuste adecuado.

**18.10.10.7**

Todas las demás válvulas de alivio que protegen componentes de fluidos peligrosos se inspeccionarán aleatoriamente y se probará su punto de ajuste en los intervalos especificados en [**18.10.10.7.1**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002048) y [**18.10.10.7.2**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002049) .

**18.10.10.7.1**

Los intervalos de inspección deberán ajustarse a cualquiera de los siguientes criterios:

* (1)

Inspección anual en servicio de las partes externas de la válvula y su instalación de acuerdo con la Sección 2 de ANSI/NB-23, *Código de Inspección de la Junta Nacional, Parte 2, Inspección* , sobre los requisitos de inspección en servicio para dispositivos de alivio de presión, incluidas las condiciones enumeradas que se pueden observar en las válvulas externamente.

* (2)

De acuerdo con API 510, *Código de inspección de recipientes a presión: inspección en servicio, clasificación, reparación y alteración*

**18.10.10.7.2**

Los intervalos de prueba de puntos de ajuste deberán cumplir cualquiera de los siguientes criterios:

* (1)

A intervalos que no excedan de cinco años, más tres meses

* (2)

Con una frecuencia de acuerdo con API RP 576, *Inspección de dispositivos de alivio de presión*

**18.10.10.8**

Las válvulas de cierre para aislar la presión o las válvulas de alivio de vacío deberán estar bloqueadas o selladas en posición abierta.

[**18.10.10.9\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A001756)

Las válvulas de cierre no deberán ser operadas excepto por una persona autorizada.

**18.10.10.10**

Un contenedor de GNL no deberá tener más de una válvula de cierre cerrada a la vez.

**18.10.10.11**

Cuando un componente es atendido por un solo dispositivo de seguridad y dicho dispositivo se retira de servicio para mantenimiento o reparación, el componente también deberá retirarse de servicio a menos que la seguridad se logre por un medio alternativo.

**18.10.11 Sistemas de tanques de GNL.**

[**18.10.11.1\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A002318) **General.**

Las superficies externas de los sistemas de tanques de GNL deberán inspeccionarse y probarse según lo establecido en el manual de mantenimiento para lo siguiente:

* (1)

Fugas en el contenedor interior y exterior

* (2)

Solidez del aislamiento

* (3)

Calefacción de la base del sistema de tanques, para garantizar que no se afecte la integridad estructural ni la seguridad del sistema de tanques.

* (4)

Deterioro del equipo del tanque debido a la exposición ambiental

[**18.10.11.2\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A002319) **Componentes de tanques de concreto para sistemas de tanques dobles, completos y de membrana.**

Las superficies expuestas de la estructura de contención exterior de los sistemas de tanques de contención dobles , completos y de membrana se deben examinar externamente al menos cada 5 años o en cualquier momento en que haya problemas visibles o sospechosos.

**18.10.11.2.1**

Las superficies expuestas disponibles para inspección se examinarán para detectar signos de deterioro, concreto desconchado o dañado, grietas, eflorescencias o filtraciones de agua de lluvia o cualquier otra condición que pueda afectar la integridad.

**18.10.11.2.2**

Se prestará especial atención a la integridad de los bolsillos de anclaje de los tendones horizontales y verticales postensados.

**18.10.11.2.3**

Se deberá registrar la ubicación y la gravedad del deterioro para compararlo con una inspección posterior.

**18.10.11.2.4**

Si el examen muestra corrosión del refuerzo, agrietamiento, deterioro del hormigón, evidencia de superficies húmedas o filtraciones de agua, estas áreas deberán ser revisadas por un ingeniero calificado y con experiencia en el campo, y se deberán tomar las acciones correctivas apropiadas según la evaluación de ingeniería.

**18.10.11.2.5**

Si la evaluación de ingeniería revela que el grado de deterioro reduce la capacidad estructural de la estructura de hormigón, se realizará una evaluación de riesgos para establecer el cronograma de reparación.

**18.10.11.2.6**

Se deberán realizar reparaciones de manera inmediata si el deterioro del hormigón aumenta la posibilidad de que se escape el producto del tanque.

**18.10.12 Eventos meteorológicos y geofísicos.**

**18.10.12.1**

Las instalaciones de almacenamiento de GNL y, en particular, el contenedor de almacenamiento y sus cimientos, deberán inspeccionarse externamente después de cada perturbación meteorológica importante para garantizar que la integridad estructural de la instalación de GNL esté intacta.

**18.10.12.2**

En caso de producirse un evento geofísico o meteorológico potencialmente dañino, se deberá cumplir lo siguiente:

* (1)

La planta se cerrará tan pronto como sea posible .

* (2)

Se determinará la naturaleza y extensión del daño, si lo hubiere.

* (3)

La planta no se reiniciará hasta que se restablezca la seguridad operacional.

**18.10.13 Protección contra la corrosión.**

**18.10.13.1 Diseño e instalación.**

[**18.10.13.1.1\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A002415)

Todos los componentes metálicos que contengan fluidos peligrosos cuya integridad o confiabilidad pudiera verse afectada negativamente por la corrosión externa, interna o atmosférica durante su vida útil prevista deberán estar protegidos contra la corrosión.

**18.10.13.1.2**

Se deberá documentar el diseño y el procedimiento de instalación de los sistemas de protección catódica para el control de la corrosión externa.

**18.10.13.1.3**

Los componentes cuya integridad o fiabilidad pudieran verse afectadas negativamente por la corrosión deberán tratarse de la siguiente manera:

* (1)

Protegido contra la corrosión de acuerdo con [**18.10.13.1**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002100) a [**18.10.13.5**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002137) , según corresponda.

* (2)

Inspeccionado bajo un programa de mantenimiento programado de acuerdo con [**18.10.13.6**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002141) y [**18.10.13.7**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002162)

**18.10.13.2 Control de la corrosión atmosférica.**

**18.10.13.2.1**

Cada componente expuesto que esté sujeto a la corrosión atmosférica deberá estar protegido contra la corrosión atmosférica mediante cualquiera de los siguientes medios:

* (1)

Un material que ha sido diseñado para resistir la atmósfera corrosiva involucrada

* (2)

Recubrimiento o revestimiento adecuado para la prevención de la corrosión atmosférica.

**18.10.13.2.2**

Cuando se utilicen recubrimientos, el componente que se va a recubrir deberá estar preparado para aceptar el recubrimiento.

**18.10.13.2.3**

El recubrimiento se aplicará según lo requiera el fabricante para garantizar su rendimiento.

[**18.10.13.3\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A002109) **Control de corrosión externa: Componentes enterrados o sumergidos.**

**18.10.13.3.1**

Cada componente enterrado o sumergido que esté sujeto a corrosión externa deberá estar protegido contra la corrosión externa mediante cualquiera de los siguientes medios:

* (1)

Material que ha sido diseñado para resistir el ambiente corrosivo involucrado

* (2)

Ambos de los siguientes significan:

* + [**(a)\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A002113)

Un revestimiento protector externo diseñado para las condiciones de operación y para las condiciones ambientales del lugar de instalación e instalado para evitar la corrosión del componente protegido.

* + [**(b)\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A002118)

Un sistema de protección catódica (tipo corriente impresa o sistema de ánodo galvánico) diseñado para proteger los componentes en su totalidad de acuerdo con lo siguiente:

* + - i.

El sistema de protección catódica deberá controlarse de manera que no dañe el componente ni su recubrimiento.

* + - ii.

A cada componente bajo protección catódica se le instalarán estaciones de prueba para determinar la idoneidad de la protección catódica.

* + - iii.

Cada estación de prueba deberá tener cables de prueba instalados que permanezcan mecánicamente seguros y eléctricamente conductores; estén conectados a un componente para minimizar las condiciones de estrés en ese componente; y estén recubiertos con material eléctricamente aislante compatible con el recubrimiento del componente.

**18.10.13.3.1.1**

Antes de la instalación, cada contenedor, tramo de tubería y otros componentes deberán inspeccionarse visualmente en el sitio de instalación para identificar daños.

**(A)**

Los daños al contenedor, tubería o componente que puedan afectar su funcionamiento deberán repararse según lo permitan los códigos de recipientes a presión, tuberías y componentes.

**(B)**

Cualquier daño en el revestimiento deberá repararse utilizando materiales compatibles con el revestimiento existente siguiendo los procedimientos del fabricante.

**18.10.13.3.1.2**

Los componentes deberán estar rodeados de tierra o arena libre de rocas y abrasivos y firmemente apisonados en su lugar.

**18.10.13.3.1.3**

Las partes de un contenedor ASME parcialmente subterráneo y sin montículo que estén debajo de la superficie del suelo y a una distancia vertical de al menos 3 pulgadas (75 mm) por encima de esa superficie deberán cumplir con [**18.10.13.1**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002100) .

**18.10.13.3.1.4**

La parte restante del contenedor que se encuentre sobre el suelo deberá estar recubierta contra la corrosión atmosférica.

**18.10.13.3.1.5**

La parte de un contenedor ASME sobre el suelo que esté en contacto con sillas de montar o una base deberá contar con un medio para minimizar la corrosión.

**18.10.13.3.2**

Cuando se aplique protección catódica, los componentes que estén interconectados eléctricamente deberán protegerse como una unidad.

**18.10.13.3.3**

El control de corrosión externa requerido en [**18.10.13.3**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002107) deberá instalarse y ponerse en funcionamiento dentro del año siguiente a la finalización de la instalación inicial del sistema.

**18.10.13.3.3.1**

Los requisitos del [**18.10.13.3**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002107) no se aplicarán cuando la AHJ apruebe documentación técnica que demuestre que no existe un entorno corrosivo.

**(A)**

La documentación técnica deberá basarse en pruebas, investigaciones o experiencias en el área de aplicación.

**(B)**

La documentación técnica deberá incluir, como mínimo, mediciones de resistividad del suelo y pruebas de bacterias aceleradoras de la corrosión.

**18.10.13.3.3.2**

Se requerirán pruebas después de seis meses de enterramiento del sistema identificado en [**18.10.13.3.1**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002108) , incluidas mediciones de potencial de componente a suelo con respecto a un electrodo de celda de referencia continua o un electrodo que utilice un espaciamiento cercano, que no exceda los 20 pies (6 m), y mediciones de resistividad del suelo en las ubicaciones de los picos del perfil de potencial para evaluar el perfil de potencial en el componente o a lo largo de la tubería.

**18.10.13.3.3.3**

Si las pruebas indican que existe una condición corrosiva, los componentes afectados deberán protegerse catódicamente de acuerdo con [**18.10.13**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002099) .

**18.10.13.3.3.4**

Después de las pruebas iniciales de [**18.10.13.3.3.2**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002130) , se realizarán pruebas adicionales cada tres años y sin exceder los 39 meses para reevaluar la condición de los componentes no protegidos.

**18.10.13.3.3.5**

Si las pruebas indican que existe una corrosión activa, ya sea mediante un estudio eléctrico de reparación de fugas o mediante registros de inspección de tuberías expuestas, los componentes afectados deberán protegerse catódicamente de acuerdo con [**18.10.13.3**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002107) .

[**18.10.13.3.4\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A002416)

Cuando se instalen dispositivos aislantes para protección catódica, se deberán tomar precauciones para evitar la formación de arcos eléctricos en áreas donde se prevén atmósferas combustibles.

**18.10.13.3.5**

Cuando los componentes estén ubicados cerca de las bases de torres de transmisión eléctrica, cables de tierra o contrapesos, o en áreas donde se prevén corrientes de falla o riesgo inusual de rayos, deberán contar con protección contra daños debidos a corrientes de falla o rayos, y se deberán tomar medidas de protección en los dispositivos de aislamiento.

**18.10.13.4 Control de corrosión interna.**

Cada componente que esté sujeto a un ataque corrosivo interno deberá estar protegido contra la corrosión interna mediante uno de los siguientes medios:

* (1)

Material que ha sido diseñado para resistir el fluido corrosivo involucrado

* (2)

Recubrimiento, inhibidor u otros medios

**18.10.13.5 Corrientes de interferencia.**

**18.10.13.5.1**

Cada componente que esté sujeto a interferencias de corriente eléctrica deberá estar protegido mediante un programa continuo para minimizar los efectos perjudiciales de las corrientes de interferencia.

**18.10.13.5.2**

Cada sistema de protección catódica deberá diseñarse e instalarse de manera que se minimicen los efectos adversos que pueda causar a los componentes metálicos adyacentes.

**18.10.13.5.3**

Cada fuente de alimentación de corriente impresa deberá instalarse de manera que se eviten interferencias adversas con los sistemas de comunicaciones y control.

**18.10.13.6 Monitoreo del control de la corrosión.**

Se deberá monitorear la protección contra la corrosión para permitir un reconocimiento temprano de una protección ineficaz contra la corrosión, de acuerdo con [**18.10.13.6.1**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002142) a [**18.10.13.6.3**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002157) .

**18.10.13.6.1**

La protección catódica de componentes enterrados o sumergidos deberá cumplir con lo siguiente:

* (1)

Los sistemas de protección catódica instalados de acuerdo con [**18.10.13.3**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002107) deberán ser monitoreados mediante pruebas y los resultados deberán documentarse y conservarse.

* [**(2)\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A002152)

Las pruebas del sistema de protección catódica se describirán produciendo un voltaje de -0,80 voltios o mayor negativo, con referencia a una semicelda de plata-cloruro de plata.

* (3)

Cada componente enterrado o sumergido bajo protección catódica deberá ser probado por personal calificado para realizar monitoreo de control de corrosión al menos una vez cada año calendario, con intervalos que no excedan los 15 meses, para determinar si la protección catódica está funcionando según lo diseñado.

* (4)

Cada rectificador de protección catódica u otra fuente de energía de corriente impresa deberá ser inspeccionado por personal calificado para realizar el monitoreo de control de corrosión al menos seis veces cada año calendario, con intervalos que no excedan los dos meses y medio, para asegurar que esté funcionando según lo diseñado.

* (5)

Cada interruptor de corriente inversa, cada diodo y cada unión de interferencia cuya falla pueda poner en peligro la protección del componente deberán ser revisados ​​eléctricamente para verificar su correcto funcionamiento al menos seis veces cada año calendario, con intervalos que no excedan de dos meses y medio, por personal calificado para realizar el monitoreo de control de corrosión.

* (6)

Las demás fianzas de interferencia deberán verificarse al menos una vez cada año calendario, con intervalos que no excedan de 15 meses.

* (7)

Siempre que cualquier parte de una tubería enterrada quede expuesta, se deberá examinar dicha parte para detectar evidencia de corrosión externa en cualquiera de los siguientes casos:

* + (a)

Si se identifica corrosión por picaduras externa general o externa localizada, se realizará un examen adicional en el área expuesta para identificar la extensión de la corrosión.

* + (b)

Si se observan daños en el revestimiento del componente, éste deberá repararse de acuerdo con [**18.10.13.3.1.1(B)**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002121) .

**18.10.13.6.2**

Cada componente que esté protegido contra la corrosión atmosférica deberá ser inspeccionado a intervalos no superiores a tres años.

**18.10.13.6.2.1**

Se deberán inspeccionar los componentes ubicados en interfaces suelo-aire, debajo de revestimientos desprendidos, en soportes de tuberías, en zonas de salpicaduras y en penetraciones de cubiertas.

[**18.10.13.6.2.2\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A002156)

Los componentes cubiertos por aislamiento que estén sujetos a corrosión atmosférica deberán ser monitoreados periódicamente de acuerdo con un programa escrito basado en los principios de NACE SP0198 , *Control de la corrosión bajo materiales de aislamiento e ignifugación: un enfoque de sistemas.*

**18.10.13.6.3**

Los componentes que están protegidos contra la corrosión interna deberán tener dispositivos de monitoreo diseñados para detectar la corrosión interna.

**18.10.13.6.3.1**

Los dispositivos de monitoreo deberán ubicarse donde sea más probable que ocurra corrosión.

**18.10.13.6.3.2**

Los dispositivos de monitoreo de control de corrosión interna deberán ser monitoreados al menos dos veces cada año calendario, con intervalos que no excedan de siete meses y medio.

**18.10.13.6.3.3**

No se requerirá monitoreo para materiales resistentes a la corrosión si se demuestra que el componente no se ve afectado negativamente por la corrosión interna durante su vida útil.

**18.10.13.6.3.4**

Siempre que se abra una tubería, se deberá examinar la superficie interna para detectar evidencia de corrosión.

**18.10.13.7 Medidas correctivas.**

Se deberán tomar medidas correctivas cuando la inspección determine que la corrosión atmosférica, externa o interna no está controlada de acuerdo con [**18.10.13**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002099) .

[**18.10.13.7.1\***](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/annexes/A/groups/18#ID00059A002164)

Los componentes observados durante el monitoreo requerido según [**18.10.13.6.1**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002142) , [**18.10.13.6.2**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002153) y [**18.10.13.6.3**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002157) se deben reemplazar cuando la corrosión uniforme o localizada, o las picaduras de corrosión localizadas hayan dado como resultado un espesor de pared restante menor que el requerido para la MAOP de la tubería, o un espesor de pared restante menor al 50 por ciento del espesor de pared nominal.

**18.10.13.7.2**

Cuando se observen componentes con corrosión atmosférica que no exceda los valores de [**18.10.13.7.1**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002163) , el revestimiento se deberá reparar de acuerdo con [**18.10.13.3.1.1(B)**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002121) .

**18.10.13.8 Retroactividad.**

**18.10.13.8.1**

Todas las plantas nuevas deberán cumplir todos los requisitos de control de la corrosión del [**18.10.13**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002099) .

**18.10.13.8.2**

Todas las plantas ampliadas, modificadas significativamente o que reemplacen componentes que contengan fluidos peligrosos deberán cumplir con los requisitos de control de corrosión del [**apartado 18.10.13**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002099) para las partes ampliadas, modificadas o reemplazadas de la planta.

**18.10.13.8.3**

Los requisitos de control de corrosión se aplicarán retroactivamente a las plantas existentes de acuerdo con [**18.10.13.8.3.1**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002170) a [**18.10.13.8.3.3**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002182) .

**18.10.13.8.3.1**

Los requisitos de control de corrosión atmosférica se aplicarán a las instalaciones existentes de acuerdo con [**18.10.13.8.3.1(A)**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002171) y [**18.10.13.8.3.1(B)**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002172) .

**(A)**

Los siguientes procedimientos de control de la corrosión atmosférica deberán cumplirse dentro del año siguiente a la emisión de esta norma:

* (1)

Recubrimiento de componentes expuestos de acuerdo con [**18.10.13.2.1(2)**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002185)

* (2)

Monitoreo de acuerdo con [**18.10.13.6.2**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002153)

* (3)

Medidas correctivas de conformidad con [**el artículo 18.10.13.7**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002162)

* (4)

Mantenimiento de registros

**(B)**

Los siguientes procedimientos para componentes cubiertos por materiales de aislamiento térmico o ignífugos deberán cumplirse dentro de los tres años siguientes a la emisión de esta norma:

* (1)

Recubrimiento de acuerdo con [**18.10.13.2.1(2)**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002185)

* (2)

Monitoreo de acuerdo con [**18.10.13.6.2.2**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002155)

* (3)

Medidas correctivas de conformidad con [**el artículo 18.10.13.7**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002162)

* (4)

Mantenimiento de registros

**18.10.13.8.3.2**

Los siguientes procedimientos para el control de la corrosión interna deberán cumplirse dentro del año siguiente a la emisión de esta norma:

* (1)

Monitoreo de componentes de acuerdo con [**18.10.13.6.3**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002157)

* (2)

Medidas correctivas de conformidad con [**el artículo 18.10.13.7**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002162)

* (3)

Mantenimiento de registros

**18.10.13.8.3.3**

Los siguientes procedimientos para el control de la corrosión externa de componentes enterrados o sumergidos deberán cumplirse dentro de los cinco años siguientes a la emisión de esta norma:

* (1)

Instalar el sistema de protección catódica de acuerdo con [**18.10.13.1.2**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002103) , [**18.10.13.3.3**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002126) , [**18.10.13.3.4**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002132) , [**18.10.13.3.5**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002133) y [**18.10.13.5**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002137)

* (2)

Monitoreo de acuerdo con [**18.10.13.6.1**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002142)

* (3)

Medidas correctivas de conformidad con [**el artículo 18.10.13.7**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A002162)

* (4)

Mantenimiento de registros

18.11 Capacitación del personal.

**18.11.1**

Toda planta en operación deberá contar con un plan de capacitación escrito para instruir a todo el personal de la planta de GNL.

**18.11.2**

El plan de capacitación deberá incluir la capacitación del personal permanente de mantenimiento, operación y supervisión respecto de lo siguiente:

* (1)

Las operaciones básicas que se llevan a cabo en la instalación de GNL

* (2)

Las características y los peligros potenciales de los fluidos peligrosos involucrados en la operación y el mantenimiento de la planta de GNL, que consisten en el grave peligro de congelación que puede resultar del contacto con GNL o refrigerantes fríos, asfixiantes, inflamabilidad de mezclas con el aire, vapores inodoros, características de ebullición, reacciones con agua , corrosividad cutánea y exposición a fluidos tóxicos.

* (3)

Métodos para llevar a cabo las tareas de mantenimiento y operación de la planta de GNL según lo establecido en el manual de procedimientos de operación y mantenimiento a que se refieren las Secciones [**18.3**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001247) y [**18.9**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001390)

* (4)

Métodos para llevar a cabo los procedimientos de emergencia requeridos por la Sección  [**18.4**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001269) en relación con sus funciones asignadas

* (5)

Capacitación en seguridad del personal y en seguridad de la industria de la construcción en general en lo que respecta a las funciones asignadas.

**18.11.2.1**

Todo el personal operativo y de supervisión correspondiente deberá recibir capacitación en lo siguiente:

* (1)

Instrucciones sobre las operaciones de las instalaciones, incluidos controles, funciones y procedimientos operativos

* (2)

Procedimientos de transferencia de GNL

* (3)

Prácticas y principios de depuración

**18.11.2.2**

Todo el personal involucrado en la operación y mantenimiento de plantas de GNL, incluidos los supervisores inmediatos, deberá recibir capacitación en los siguientes aspectos de protección contra incendios y simulacros de incendio:

* (1)

Posibles causas y zonas de incendio

* (2)

Tipos, tamaños y consecuencias predecibles de los incendios

* (3)

Deberes de control de incendios asignados de acuerdo con los procedimientos de emergencia de la Sección  [**18.4**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001269) , que incluyen el uso adecuado de equipos de protección contra incendios y de respuesta a emergencias.

* (4)

Experiencia práctica en el desempeño de las tareas enumeradas en los procedimientos de emergencia de la Sección  [**18.4**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001269)

**18.11.2.3**

El personal responsable de la seguridad en relación con sus funciones asignadas y descritas en los procedimientos de seguridad requeridos deberá recibir capacitación para hacer lo siguiente:

* (1)

Reconocer las brechas de seguridad

* (2)

Llevar a cabo procedimientos de seguridad relacionados con sus funciones asignadas.

* (3)

Familiarizarse con las operaciones básicas de la planta y los procedimientos de emergencia según sea necesario para realizar sus funciones asignadas.

* (4)

Identificar situaciones en las que sería necesario obtener asistencia para mantener la seguridad de la planta de GNL

**18.11.3**

Todo el personal de la planta de GNL deberá cumplir los siguientes requisitos:

* (1)

El personal de la planta de GNL deberá recibir la capacitación a que se refiere el [**apartado 18.11.2**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001463) .

* (2)

El personal de la planta de GNL deberá tener experiencia relacionada con las funciones asignadas.

**18.11.4**

Cualquier persona que no haya completado la formación o recibido la experiencia establecida en [**18.11.2**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001463) estará bajo el control de personal capacitado.

**18.11.5 Entrenamiento de Transferencia Marina.**

Todas las personas involucradas en la transferencia marítima de GNL deberán estar completamente familiarizadas con todos los aspectos del procedimiento de transferencia, incluidos los peligros potenciales y los procedimientos de emergencia.

**18.11.5.1**

La capacitación del personal involucrado en la transferencia marítima de GNL deberá incluir lo siguiente:

* (1)

Procedimientos de transferencia de GNL, incluida la capacitación práctica bajo la supervisión de una persona con la experiencia que determine el operador de la terminal.

* (2)

Las disposiciones del plan de contingencia requeridas en [**18.4.7**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001286)

**18.11.5.2**

El tiempo dedicado a ayudar en la transferencia cumplirá con este requisito de capacitación práctica.

**18.11.5.3**

Cada persona involucrada en las operaciones de transferencia a tierra deberá haber sido capacitada de acuerdo con los requisitos de [**18.11.2**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001463) y deberá tener lo siguiente:

* (1)

Al menos 48 horas de experiencia en transferencia de GNL

* (2)

Conocimiento de los peligros del GNL

* (3)

Familiaridad con las disposiciones del Capítulo  [**15**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/15)

* (4)

Conocimiento de los procedimientos del manual de operaciones y del manual de emergencias de la terminal.

**18.11.6 Capacitación de actualización.**

**18.11.6.1**

Las personas que deben recibir la formación en [**18.11.2**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001463) o [**18.11.5**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001474) deberán recibir formación de actualización en las mismas materias al menos una vez cada 2 años.

**18.11.6.2**

La realización de operaciones reales de carga o descarga, bajo la observación de una persona calificada, deberá cumplir con el requisito de actualización de la capacitación práctica en [**18.11.5**](https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/18#ID00059A001474) .

18.12 Registros.

**18.12.1**

Cada empresa operadora deberá mantener por un período no menor de 5 años un registro de la fecha y tipo de cada actividad de mantenimiento realizada en cada componente de la instalación de GNL, incluyendo un registro de la fecha en que un componente es retirado o puesto en servicio.

**18.12.2**

Los registros deberán estar disponibles durante el horario comercial mediante aviso razonable.

**18.12.3**

Durante la vida útil de la instalación de GNL, cada operador de la instalación de GNL deberá mantener registros de cada prueba, estudio o inspección requerida por esta norma con suficiente detalle para demostrar la idoneidad de las medidas de control de la corrosión.

**18.12.4**

Se deberá mantener un registro de toda la capacitación para cada empleado de una instalación de GNL, y los registros se deberán conservar durante al menos 2 años después de la fecha en que el empleado deje de trabajar en la instalación de GNL.