

# Comisión de Servicios Públicos de California



## **Lineamientos para la preparación del Plan de Operación y Mantenimiento, Plan de Emergencia, Programa de Calificación de Operadores y Programa de Gestión de la Integridad de la Distribución de Sistemas de Gas Propano**

Enero de 2026

Subdivisión de Seguridad y Fiabilidad del Gas  
505 Van Ness Ave  
San Francisco, CA 94102

# INTRODUCCIÓN

El propósito de éstos lineamientos es ayudar a los operadores del sistema de distribución de gas propano (Operador) a establecer un plan escrito que cumpla con los requisitos del Título 49, Código de Reglamentos Federales (Título 49, CFR) Sección 192.603: Plan de Operación y Mantenimiento, Sección 192.615: Plan de Emergencia, Sección 192.805. Programa de Calificación del Operador y Sección 192.1015: Programa de Gestión de la Integridad de la Distribución de las Regulaciones de Seguridad de Gasoductos. Los números que aparecen entre paréntesis a lo largo de estos lineamientos representan el número de código aplicable en los siguientes documentos:

- *Regulaciones de seguridad de gasoductos*
- *Código de servicios públicos de California*
- *Orden General 112-F.*
- *Asociación Nacional de Protección contra Incendios (NFPA) 58 y 59*

Por ejemplo, los números [Título 49, CFR §192.605(a)] se refieren a las regulaciones de seguridad de gasoductos - Título 49 del Código de regulaciones federales (Título 49, CFR), sección 192.605(a).

La información contenida en este folleto ha sido preparada por el personal de la Subdivisión de Seguridad y Fiabilidad del Gas (GSRB, por sus siglas en inglés) de la Comisión de Servicios Públicos de California como ayuda a los operadores de pequeños sistemas de distribución pequeña de Gas Licuado de Petróleo (LPG, por sus siglas en inglés) para preparar por escrito el Plan de Operaciones y Mantenimiento, el Plan de Emergencia, el Programa de Calificación de Operadores y el Programa de Gestión de la Integridad de la Distribución.

No se trata de un esquema completo ni definitivo. Las normativas federales o estatales puede exigir información adicional. Consulte el Título 49, CFR Partes 190, 191, 192, 193 y 199, NFPA 58 (2004), NFPA 59 (2004), el Código de Servicios Públicos y la Orden General 112-F de la Comisión de Servicios Públicos de California para conocer las normativas completas.

El Título 49, CFR Partes 190, 191, 192, 193 y 199 se encuentra disponible en:

<https://www.ecfr.gov/current/title-49/subtitle-B/chapter-I/subchapter-D>

El Código de Servicios Públicos se encuentra disponible en:

<https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/codesTOCSelected.xhtml?tocCode=PUC&tocTitle=+Public+Utilities+Code+-+PUC>

La Orden General 112-F de la CPUC se puede consultar en:

<https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M163/K327/163327660.PDF>

Los documentos NFPA 58 y 59 se pueden acceder como documentos de solo lectura registrándose para obtener una cuenta de invitado en:

<https://www.nfpa.org/for-professionals/codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/free-access>

Este documento se actualizará en la medida que sea necesario.

Revisado en enero de 2026.

## SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE PROPANO

Los operadores de sistemas de distribución de propano que cumplan con la definición del Código de Servicios Públicos (PU, por sus siglas en inglés) §4451(b) deben disponer de un Plan de Operación y Mantenimiento, un Plan de Emergencia, un Programa de Calificación de Operadores y un Programa de Gestión de la Integridad de la Distribución.

En general, un sistema de distribución jurisdiccional es un sistema de tuberías:

- que abastece a 10 o más clientes desde un único tanque o fuente múltiple de propano, o
- abastece a 2 o más clientes mediante un único tanque o fuente múltiple de propano dentro de un parque de viviendas móviles, o
- cuando cualquier parte de un sistema que dé servicio a 2 o más clientes esté situada en un lugar público.

El operador es responsable de la seguridad de sus empleados, residentes y bienes. El operador debe recordar a su empleado que:

- 1) El propano es más pesado que el aire y se acumulará en zonas bajas o migrará hacia niveles inferiores. El operador y sus empleados deben verificar minuciosamente las fugas de gas y estar muy atentos al olor de una posible fuga.
- 2) El propano alcanza su concentración explosiva en rangos más bajos que otros gases combustibles. El operador debe responder a las fugas de gas propano con rapidez antes de que se alcancen concentraciones peligrosas de propano.

# LINEAMIENTOS DEL PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Su Plan de Operación y Mantenimiento (O&M, por sus siglas en inglés) debe tener instrucciones para los empleados que realizan operaciones normales y reparaciones. Las tareas requeridas se enumeran a continuación, así como en la tabla de "Requisitos de Conservación de Registros" proporcionada al final de esta sección. También se proporciona un "Cronograma de Mantenimiento y Conservación de Registros" que puede usarse como guía para recordar a los operadores cuándo se debe realizar el mantenimiento. No está diseñado para que los operadores lo utilicen como un registro real del mantenimiento. Registros de pruebas, mantenimiento y reparación del sistema de gasoductos deben incluir, como mínimo,

- Cuando se realizó el trabajo
- Quién realizó el trabajo
- Descripción del trabajo realizado
- Lista de materiales y herramientas utilizados para realizar trabajos o reparaciones
- Resultados y hallazgos de pruebas e inspecciones

Las instrucciones y procedimientos de conservación de registros deben incluirse en su Manual de Operación y Mantenimiento para los temas A-L descritos a continuación.

## **A. Operaciones Normales y Reparaciones**

Identifique a los empleados que tienen un conocimiento práctico del sistema e identifique a las personas responsables del mantenimiento del sistema y de la corrección de cualquier condición insegura. [49 Título 49, CFR §192.605(a)].

## **B. Marcadores de Línea**

**OBSERVACIÓN:** esta sección sólo se aplica a los sistemas que tienen redes de distribución por encima del suelo. Las redes de distribución son gasoductos que constituyen una fuente común de suministro de gas para un cliente individual o dos clientes residenciales contiguos o colindantes. No es necesario colocar marcadores en las líneas de servicios por encima del suelo.

Un marcador de línea es un cartel de advertencia para el público. Debe colocarse y mantenerse a lo largo de cada sección de una tubería principal que esté situada por encima del suelo y sea accesible al público [Título 49, CFR §192.707(c)]. El marcador de línea debe contener la palabra "Advertencia", "Precaución" o "Peligro" seguida de las palabras "Gasoducto". Las especificaciones adicionales para un marcador de línea se enumeran en el Título 49, CFR §192.707.

## **C. Patrullaje**

El patrullaje es una inspección rutinaria del sistema de distribución. Puede realizarse caminando a lo largo del gasoducto y observando los factores que afectan a la seguridad de funcionamiento (por ejemplo, soportes de contadores inexistentes o ineficaces, carga excesiva en cualquier componente del

gasoducto, uso de la tubería de gas para la conexión eléctrica a tierra, obstrucciones en el conducto de respiración del regulador, etc.). Todo sistema de distribución de gas debe ser patrullado de conformidad con el Título 49, del CFR §192.721. Las tuberías de distribución de gas situadas en lugares o estructuras en los que se prevean movimientos físicos o cargas externas que puedan provocar averías o fugas deberán patrullarse al menos dos veces al año, pero a intervalos no superiores a 7-1/2 meses. Las tuberías de distribución dentro de un distrito comercial deben ser patrulladas al menos cuatro veces cada año natural, pero con intervalos que no excedan los 4-1/2 meses. Un operador debe tener una definición escrita de lo que constituye un "distrito comercial" para sus operaciones. Se deben mantener registros de patrullaje [Título 49, CFR §192.603(b)].

## **D. Inspecciones de Fugas**

La inspección de fugas de gas del sistema de distribución debe realizarse de conformidad con el Título 49, del CFR §192.723. El tipo y el alcance del programa de control de fugas deberán determinarse en función de la naturaleza de las operaciones y de las condiciones locales. La inspección de fugas de gas debe realizarla una persona calificada mediante un "equipo detector de fugas" con la frecuencia necesaria, pero al menos cada 5 años, sin superar los 63 meses. El equipo de inspecciones de fugas utilizado debe ser capaz de detectar posibles fugas subterráneas.

Si alguna parte de la red de distribución se encuentra en un distrito comercial, las inspecciones sobre fugas deberán realizarse al menos una vez al año, sin superar los 15 meses. La inspección de fugas debe incluir pruebas de la atmósfera en las bocas de acceso de los sistemas de gas, electricidad, teléfono, alcantarillado y agua, en las grietas del pavimento y las aceras, y en otros lugares que ofrezcan la oportunidad de encontrar fugas de gas [Título 49, CFR §192.723(b)(1)].

**OBSERVACIÓN:** Si se realizan inspecciones de fugas en lugar de una inspección eléctrica para sistemas de acero sin protección catódica, el intervalo para las inspecciones de fugas de gas debe ser cada 3 años, sin superar los 39 meses [Título 49, del CFR §192.465(e)].

Se recomienda realizar inspecciones anuales de fugas cuando se presente alguna de las siguientes condiciones:

1. El sistema está construido con materiales que tienen una mayor tendencia a las fugas (por ejemplo, acero descubierto sin protección, tuberías de plástico de PVC y hierro fundido).
2. El gasoducto tiene más de veinte años y existe un ambiente de suelo corrosivo.
3. Existe un historial de fugas excesivas, cuyas causas no se han abordado.
4. Partes del gasoducto están situadas debajo de viviendas móviles.

El operador debe mantener registros de inspecciones de fugas de gas [Título 49, CFR §192.603(b)].

## **E. Reparación de Fugas**

Deben tomarse medidas para reparar las fugas peligrosas o potencialmente peligrosas. Si se descubre que una fuga ha ocurrido debido a la corrosión, el operador debe excavar y exponer todas las secciones de tubería adyacentes a la fuga para determinar el alcance de la corrosión activa. Se deberá mantener un registro de este examen [Título 49, CFR §192.459].

El operador debe mantener todos los registros de reparación [Título 49, CFR §192.603(b)]. Los registros de reparación de fugas deben incluir, como mínimo, la siguiente información:

1. Causa probable de la fuga de gas (corrosión, fuerza externa, etc.).
2. Método de reparación (sustitución de la tubería, fijarla, etc.).
3. Tipo de materiales y herramientas utilizados en la reparación (abrazadera de acero inoxidable, tubo de acero, etc.)
4. La fecha de la reparación.
5. La persona que hizo la reparación.

Los planes deben incluir los requisitos de plazos de reparación de fugas indicados en la Orden General 112-F:

Grado de la Fuga	Definición	Ejemplos	Reparaciones necesarias
1	Una fuga que representa un peligro existente o probable para las personas o la propiedad y que requiere una acción rápida, una reparación inmediata o una acción continua hasta que las condiciones dejen de ser peligrosas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Escape de gas que se ha encendido involuntariamente.</li> <li>• Cualquier indicio de gas que haya migrado al interior o debajo de un edificio.</li> <li>• Cualquier indicación en la pared exterior de un edificio o cerca de ella.</li> <li>• Cualquier lectura igual o superior al 80 % del límite inferior de explosividad (LEL, por sus siglas en inglés) del gas en un espacio cerrado.</li> <li>• Cualquier fuga que pueda verse, oírse o percibirse y que se encuentre en un lugar que pueda poner en peligro a las personas o los bienes.</li> </ul>	<p>Las fugas de grado 1 requieren una actuación rápida, una reparación inmediata o una actuación continua hasta que las condiciones dejen de ser peligrosas. Esto puede incluir:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aplicación del Plan de Emergencia del Operador</li> <li>• Evacuación de las instalaciones.</li> <li>• Bloqueo de una zona.</li> <li>• Desvío del tráfico.</li> <li>• Eliminación de las fuentes de ignición.</li> <li>• Detención del flujo de gas mediante el cierre de válvulas u otros medios.</li> <li>• Notificación a la policía y a los bomberos.</li> </ul>
2	Una fuga que se reconoce como no peligrosa en el momento de la detección pero que justifica una reparación programada basada en el potencial de crear un peligro futuro.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cualquier lectura del 40 % del LEL o superior por debajo de una acera en una zona pavimentada de pared a pared que no se considere una fuga de grado 1 y en la que el gas podría migrar a la pared exterior de un edificio.</li> <li>• Cualquier lectura del 100 % del LEL o superior por debajo de una calle en una zona pavimentada de pared a pared que no se considere una fuga de Grado 1 y en la que el gas podría migrar a la pared exterior de un edificio.</li> <li>• Cualquier lectura inferior al 80 % del LEL en pequeñas subestructuras no asociadas a instalaciones de gas y donde el gas podría migrar potencialmente creando un probable peligro en el futuro.</li> <li>• Cualquier lectura entre el 20 % y el 80 % del LEL en un espacio cerrado.</li> </ul>	<p>Los operadores deben reparar o eliminar las fugas de grado 2 en un plazo de quince meses a partir de la fecha de notificación de la misma. Si se produce una fuga de grado 2 en un segmento del gasoducto que se está considerando sustituir, podrán añadirse seis meses adicionales al plazo máximo de quince meses. Cada operador debe re-evaluar las fugas de Grado 2 al menos una vez cada seis meses hasta que se eliminen.</p>
3	una fuga que no es peligrosa en el momento de la detección y de la que es razonable esperar que se mantenga así.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cualquier lectura inferior al 80 % del LEL en pequeñas subestructuras asociadas al gas, como pequeñas cajas de contadores o cajas de válvulas de gas.</li> <li>• Cualquier lectura por debajo de una calle en zonas sin pavimentación de pared a pared en las que sea improbable que el gas pueda migrar a la pared exterior de un edificio.</li> </ul>	<p>Los operadores deben re-evaluar las fugas de Grado 3 durante la siguiente inspección programada, o en un plazo de quince meses a partir de la fecha del informe, lo que suceda primero. A partir de ese momento, la fuga deberá re-evaluarse cada año natural, sin superar los 15 meses, hasta que la fuga se repare, se reclasifique o ya no dé lugar a una lectura.</p>

## **F. Instalaciones de Servicio Abandonadas o Suspendidas**

El abandono de un gasoducto requiere que se corte en la tubería principal (dejando un máximo de 1 pie de longitud), se depure si es necesario y se tape en ambos extremos [Título 49, CFR §192.727(b)]. Esto hace que la línea no sea jurisdiccional. Los operadores que tengan líneas abandonadas deben actualizar su informe anual para reflejar el nuevo número de clientes atendidos. Si un operador abandona todo un sistema de gas y ya no atiende a ningún cliente, debe contactar a la CPUC. La CPUC puede optar por enviar a un inspector para confirmar que el sistema ha sido abandonado y ya no es jurisdiccional.

Siempre que se interrumpa el servicio a un cliente, deberá realizarse una de las siguientes acciones [Título 49, CFR §192.727(d)]:

1. Bloquear la válvula para que permanezca cerrada.
2. Instalar un dispositivo o accesorio en la tubería de servicio o en el ensamble del contador para impedir el flujo de gas (es decir, un tapón con rosca).
3. Desconectar físicamente las tuberías del cliente y sellar los extremos abiertos.

## **G. Prevención de Ignición Accidental**

Deben tomarse medidas para evitar la ignición accidental de gas cuando pueda liberarse una cantidad potencialmente peligrosa de gas, como en caso de mantenimiento o reparación [Título 49, CFR §192.751]. Deben incluirse las siguientes disposiciones:

1. Cuando se ventila una cantidad peligrosa de gas, debe retirarse toda fuente potencial de ignición y debe haber un extintor de incendios siempre disponible.
2. No está permitido soldar o cortar con gas o electricidad componentes de tuberías que contengan una mezcla combustible de gas y aire en la zona de trabajo.

## **H. Mantenimiento de las Llaves de Válvulas**

Una llave de una válvula es aquella que puede aislar una sección del sistema o cortar el servicio a todo el sistema en una situación de emergencia y es necesaria para el funcionamiento seguro del sistema de distribución. El operador debe determinar las válvulas clave e identificarlas en el mapa del sistema. Las válvulas clave deben ser inspeccionadas, mantenidas, lubricadas (cuando sea necesario) y operadas parcialmente al menos una vez cada año natural, pero con intervalos que no excedan los 15 meses [CPUC GO 112-F §143.3]. Se deben mantener registros de mantenimiento de las llaves de las válvulas. [Título 49, CFR §192.603(b)].

## **I. Medición de la Odorización del Gas**

El operador debe realizar un muestreo periódico del gas para garantizar la concentración adecuada de odorante. Esto se hace mediante el uso de un instrumento capaz de determinar el porcentaje de gas en el aire en el que el olor se detecta fácilmente [Título 49, CFR §192.625(f)]. La prueba debe realizarse en el sistema del gasoducto (no en la planta de propano) y preferiblemente en el lugar más alejado de la fuente de propano. La frecuencia del muestreo la determinará el operador. (Nota: la GSRB sugiere que esta actividad se realice al menos cada seis meses). Se deben elaborar y conservar registros [Título 49, CFR §192.603(b)].

## **J. Supervisión del Control de la Corrosión**

*Nota: La tubería de plástico no requiere protección catódica.*

Cualquier trabajo para probar, mantener o reparar el sistema de protección catódica de un gasoducto debe ser realizado por una persona que haya sido evaluada y calificada bajo el programa de calificación del operador para dichas tareas [Título 49, CFR 192, Subparte N]. Para las tuberías metálicas, el operador debe mantener registros o mapas que muestren la ubicación de las tuberías con protección catódica y las instalaciones relacionadas, como el rectificador y los lechos de ánodos [Título 49, CFR §192.491(a)].

El sistema de protección catódica debe probarse al menos una vez cada año natural, pero con intervalos no superiores a 15 meses, para garantizar un nivel adecuado de protección [Título 49, CFR §192.465(a)]. Para los sistemas marcados, el rectificador debe inspeccionarse al menos seis veces al año, pero con intervalos que no superiores a 2-1/2 meses [Título 49, CFR §192.465(b)].

Si alguna parte del sistema de gasoducto tiene tuberías metálicas enterradas sin protección instaladas antes del 1 de agosto de 1971, el operador debe evaluar el gasoducto sin protección en intervalos no superiores a 3 años para determinar la necesidad de instalar una protección catódica. Para los sistemas de distribución, especialmente aquellos con gasoductos en una zanja común con otras instalaciones, las inspecciones eléctricas son a menudo poco prácticas y pueden resultar prohibitivas desde el punto de vista de los costos. En tales casos, los operadores pueden utilizar los registros de corrosión, reparación de fugas o inspección de fugas de gas para realizar la evaluación trienal de su sistema [Título 49, CFR §192.465(e)]. Los registros de cualquier inspección relacionada con el Título 49, del CFR §192.465(e), deben conservarse durante todo el ciclo de vida útil del sistema.

La supervisión del control de la corrosión también implica la ejecución de los dos siguientes aspectos:

1. Examinar las tuberías subterráneas expuestas. Siempre que se exponga una tubería enterrada, el operador debe examinar la parte expuesta para detectar indicios de corrosión y deterioro del revestimiento. Si se encuentra corrosión o deterioro del revestimiento en la sección expuesta, el operador debe excavar y determinar el alcance total de los daños por corrosión y revestimiento. Se deberá mantener un registro de este examen [Título 49, CFR §192.459].
2. Comprobación de la corrosión atmosférica en tuberías sobre la superficie del suelo. Todas las tuberías sobre la superficie del suelo que no sean líneas de servicio deben someterse a una inspección de corrosión atmosférica al menos una vez cada tres años, pero en intervalos no superiores a 39 meses; las líneas de servicio deben ser sometidas a una inspección de corrosión atmosférica al menos una vez cada cinco años, pero en intervalos no superiores a 63 meses [Título 49, CFR §192.481]. Se debe mantener un registro de este examen y de cualquier trabajo de reparación realizado [Título 49, CFR §192.491(c)].

El operador debe mantener registros de cada prueba, estudio o inspección, con suficiente detalle para demostrar la idoneidad de la protección [Título 49, CFR §192.491(c)].

## **K. Inspección de estaciones reguladoras**

Si una red de distribución de propano tiene una o más estaciones de regulación que reducen o controlan la presión del gas en la red de distribución, el plan de operación y mantenimiento debe

incluir disposiciones para su inspección y verificación. Los reguladores y dispositivos de alivio deben inspeccionarse al menos una vez al año, pero en intervalos no superiores a los 15 meses [Título 49, CFR §192.739 y §192.743].

Los reguladores deben inspeccionarse para determinar que:

- Se encuentran en buen estado mecánico.
- Tienen una capacidad y fiabilidad de funcionamiento adecuadas.
- Están configurados para funcionar a la presión correcta.
- Se encuentran debidamente instalados y protegidos del tráfico vehicular, la suciedad, los líquidos, el congelamiento y otras condiciones que pudieran impedir su correcto funcionamiento

*(Nota: Estos requisitos NO son aplicables a los reguladores de servicio ubicados en los medidores de los clientes)*

Los sistemas de propano deben tener un regulador en el tanque que reduzca la presión del vapor del tanque a un nivel aceptable. Debe ser uno de los dos:

- Un regulador de primera etapa ajustado a un máximo de 10 psig equipado con una válvula de alivio integral [NFPA 58 2020 §5.10.1.97.3.6 y §5.10.1.117.3.9]
- Un regulador de una sola etapa ajustado a un máximo de 1 psig, equipado con una válvula de alivio de presión integral o un dispositivo de cierre por sobrepresión integral que debe ser restablecido manualmente [NFPA 58 2020 §5.10.1.37.3.1].
- Un regulador integral de dos etapas ajustado a 14 pulgadas de columna de agua a 2 psig, equipado con una válvula de alivio de presión integral en el lado de la presión de salida o un dispositivo de cierre por sobrepresión integral que debe ser reiniciado manualmente. Los reguladores integrales de dos etapas deben tener un método para determinar la presión de salida de la parte del regulador de alta presión del regulador [NFPA 58 2020 §5.7.3.210.1.6, §5.7.3.310.1.8, y §5.7.3.510.1.14].

### ***Válvulas de alivio***

Si un sistema de distribución de propano tiene válvulas de alivio, el plan de operaciones y mantenimiento debe incluir procedimientos para la inspección de los dispositivos de repuesto. El operador deberá garantizar que los dispositivos de alivio tengan capacidad suficiente para proteger las instalaciones a las que están conectados. Esto puede hacerse mediante banco de pruebas, pruebas de los dispositivos de alivio in situ o mediante revisión y cálculos [Título 49, CFR §192.743].

Cada año, el operador debe verificar que no se han producido cambios en los reguladores de flujo ascendente, como el ajuste de la presión de ajuste, el cambio del orificio o el cambio del tipo de regulador. Si no se han producido cambios, el operador sólo tiene que revisar y rubricar el cálculo de la capacidad. Si se hace un cambio, se deben realizar y archivar los nuevos cálculos de capacidad de la válvula de alivio. **OBSERVACIÓN:** sólo las válvulas de alivio instaladas en las tuberías principales de distribución están sujetas a los requisitos del Título 49, CFR §192.739 y §192.743. Estos requisitos no se aplican a las válvulas de alivio internas de los reguladores de servicio.

Todos los recipientes de propano ASME deben estar equipados con una (o más) válvulas de alivio de presión diseñadas para liberar vapor [NFPA 58 2020 §5.97.2.51]. Las válvulas deben comunicarse

con el espacio de vapor en el tanque y deben estar diseñadas para comenzar a filtrar al 100 % de la presión nominal del tanque.

Cualquier persona que realice inspecciones relacionadas con el Título 49, CFR §192.739 o §192.743 debe estar capacitada como operador. El operador debe buscar asistencia técnica de personas calificadas (por ejemplo, contratistas) para cumplir con este requisito, especialmente si es necesario desmontar el regulador o rediseñar la estación. Cualquier documentación proporcionada por un fabricante relacionada con cada tipo de regulador utilizado en el sistema debe conservarse mientras el equipo esté en uso.

**SE ADVIERTE AL OPERADOR QUE NO OPERE, MANTENGA O DESMONTE REGULADORES O VÁLVULAS DE ALIVIO SIN HABER RECIBIDO LA CAPACITACIÓN ADECUADA SOBRE DICHOS EQUIPOS POR PARTE DEL FABRICANTE DEL REGULADOR O DE UN CONSULTOR INDEPENDIENTE CALIFICADO.**

Se debe mantener un registro de esta inspección anual [Título 49, CFR §192.603(b)]. A continuación se proporciona un formulario de muestra.

## **L. Revisión de los Manuales de Operación y Mantenimiento y del Plan de Respuesta ante Emergencias**

El operador debe revisar y actualizar tanto el Manual de Operación y Mantenimiento como el Manual del Plan de Respuesta ante Emergencias en intervalos que no excedan los 15 meses, pero al menos una vez cada año natural. Estos manuales deben mantenerse en lugares accesibles para cualquier personal que pueda necesitar consultarlos [Título 49, CFR §192.605(a)].

Se debe mantener un registro de esta revisión anual [Título 49, CFR §192.603(b)].

# INFORME DE INSPECCIÓN DEL REGULADOR

Nombre del operador: \_\_\_\_\_

Ubicación de la Estación Reguladora: \_\_\_\_\_

## Información del Regulador

Marca: \_\_\_\_\_ Tipo: \_\_\_\_\_

Tamaño: \_\_\_\_\_ Tamaño del orificio: \_\_\_\_\_

Presión nominal: Entrada: \_\_\_\_\_ Salida: \_\_\_\_\_

M.A.O.P. del Sistema al que está conectado: \_\_\_\_\_

Presión de Operación: Entrada: \_\_\_\_\_ Salida: \_\_\_\_\_

Presión de bloqueo: \_\_\_\_\_

Regulador de monitoreo o configuración del alivio: \_\_\_\_\_

¿Se accionó el regulador (hasta la apertura total)?      Sí      No

## Estado General de la Estación

Corrosión atmosférica:      Sí      No

Tubería de Soporte Rígida:      Sí      No

Guardias de estación:      Sí      No

Área sin maleza ni césped:      Sí      No

Capacidad de presión de entrada y salida: \_\_\_\_\_

Correcciones realizadas: \_\_\_\_\_

Observaciones: \_\_\_\_\_

Inspector: \_\_\_\_\_

Firma: \_\_\_\_\_ Fecha: \_\_\_\_\_

# Requisitos de Conservación de Registros

A continuación se enumeran los elementos sobre los que deben llevarse registros:

<b>Elemento de mantenimiento:</b>	<b>Intervalo de mantenimiento:</b>
<b>1. Inspección de fugas</b>	<b>Una vez cada 5 años <sup>*1</sup>, o cada año en un distrito comercial</b>
<b>2. Patrullaje</b>	<b>Dos veces al año, o cada 6 meses en un distrito comercial</b>
<b>3. Mantenimiento de las llaves de válvulas</b>	<b>Una vez al año</b>
<b>4. Control de odorantes</b>	<b>"Periódico" <sup>*2</sup></b>
<b>5. Evaluación del sistema de protección catódica (CP) (potencial de la tubería al suelo)</b>	<b>Una vez al año</b>
<b>6. Lecturas de voltaje y amperaje del rectificador de CP (sólo para sistemas marcados)</b>	<b>Seis veces al año</b>
<b>7. Informes de reparación de fugas (para fugas subterráneas)</b>	<b>Según sea necesario</b>
<b>8. Inspección de tuberías enterradas expuestas</b>	<b>Según sea necesario</b>
<b>9. Corrosión atmosférica</b>	<b>Una vez cada tres años</b>
<b>10. Inspección y prueba de estaciones reguladoras</b>	<b>Una vez al año</b>
<b>11. Revisión del plan de O&amp;M</b>	<b>Una vez al año</b>

\*1 Nota: para los gasoductos de acero sin protección catódica, el intervalo es de una vez cada 3 años si se realiza una inspección de fugas en lugar de una inspección eléctrica. Sin embargo, si se da una de las siguientes situaciones, el intervalo **recomendado** es de una vez al año:

- a. El sistema está construido con materiales que tienen tendencia a presentar fugas, como acero al descubierto sin protección, PVC y hierro fundido.
- b. El gasoducto tiene más de veinte años y existe un ambiente de suelo corrosivo.
- c. Existe un historial de fugas excesivas, cuyas causas no se abordaron.
- d. Partes del gasoducto están situadas debajo de viviendas móviles.

\*2 El operador debe determinar el intervalo en el que se realizarán los controles de odorantes. Este intervalo debe indicarse en el plan de O&M. (Nota: la GSRB recomienda que se realice esta actividad al menos cada seis meses).

## Ejemplo del Cronograma de Mantenimiento y Conservación de Registros

AÑO:	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Inspección de Fugas (1 año-5 años)												
Patrullaje (2 veces/año)												
Mantenimiento de válvulas clave (1 vez/año)												
Control de odorantes (2 veces/año)												
Evaluación del sistema de protección catódica (CP) (1 vez/año)												
CP – Lecturas del rectificador (6 veces/año)												
Corrosión atmosférica (una vez cada 3 años)												
Inspección y prueba de estaciones reguladoras (1 vez/año)												
Revisión del plan de operación y mantenimiento y emergencia (1 vez/año)												
Mensaje de concientización pública (2 veces/año)												
Calificación de operadores (una vez cada 3 años)												
Informe Anual (1 vez/año)												

OBSERVACIÓN: escriba la fecha y las iniciales en las casillas correspondientes cuando se realice la actividad.

# **LINEAMIENTOS DEL PLAN DE EMERGENCIA**

Los operadores deben establecer procedimientos escritos para minimizar los peligros derivados de una emergencia en un gasoducto [Título 49, CFR §192.615(a)]. El plan de emergencia escrito del operador debe contener, como mínimo, los siguientes elementos :

## **A. Lista de Notificación de Emergencia**

El número de teléfono del operador, del departamento de bomberos, del proveedor de propano y de cualquier otra persona cuyo servicio pueda ser necesario en caso de emergencia debe colocarse en una zona pública dentro del sistema de distribución [Código de Servicios Públicos §4460(a)]. Con estos lineamientos se incluye un modelo de la "Lista de Notificación de Emergencia". Para los clientes residenciales o comerciales dentro de los sistemas jurisdiccionales, se les debe proporcionar un número de contacto de emergencia en caso de que se produzca una emergencia que afecte al sistema de distribución.

Para una mejor coordinación de los procedimientos de emergencia, se recomienda dar instrucciones a todos los residentes para que avisen inmediatamente al operador en caso de emergencia (terremoto, incendio o fuga de gas), independientemente de que hayan llamado a un servicio de emergencia.

## **B. Plano del Sistema de Distribución de Gas**

En el Plan de Emergencia debe incluirse un plano del gasoducto, incluida la ubicación de los tanques, las tuberías principales de gas, las líneas de servicio, los reguladores, las válvulas principales, los equipos de protección catódica y otras instalaciones del gasoducto [Código de Servicios Públicos §4454.5(a)(1)]. Si las instalaciones de protección catódica no están señalizadas en el plano, el operador debe disponer de otro que indique la ubicación de dichas instalaciones de protección catódica [Título 49, CFR §192.491(a)].

## **C. Equipo de Emergencia**

El equipo adecuado, en particular llaves ajustables o llaves de válvula de tamaño suficiente para accionar las llaves de válvula, debe encontrarse disponible fácilmente en caso de emergencia. El equipo y su ubicación deben especificarse en el Plan de Emergencia [Título 49, CFR §192.615(a)(4)].

## **D. Procedimientos de Respuesta ante Emergencias**

Como mínimo, deben proporcionarse procedimientos escritos para una respuesta rápida y eficaz a las siguientes posibles emergencias [Título 49, CFR §192.615(a)(3)]:

1. Gas detectado dentro o cerca de un edificio.
  2. Incendio cerca o directamente relacionado con una instalación de gasoducto.
  3. Explosión que ocurre cerca o directamente relacionado una instalación de gasoducto.
  4. Desastres naturales como terremotos, inundaciones, incendios forestales, deslaves, etc...
- (Nota: Proporcione procedimientos para desastres que sean aplicables a su sistema.)

Se sugiere que el operador cuente con un plan de evacuación que aborde los siguientes puntos:

1. Un lugar de evacuación seguro identificado en un mapa, con las rutas de evacuación claramente indicadas.
2. El método para informar a los residentes en caso de evacuación y los métodos para

- asegurar sus hogares ante diversos tipos de catástrofes.
3. Identificación y consideración de los residentes con necesidades especiales en el procedimiento de evacuación.
  4. Un método para verificar que todos los residentes han asegurado y evacuado sus hogares.

## **E. Procedimientos de Notificación de Incidentes**

En caso de que se produzca un incidente que se pueda notificar, el operador deberá informar del incidente lo antes posible, pero en un plazo máximo de 2 horas dentro del horario laboral normal y de 4 horas fuera del horario laboral normal, al Departamento de Transporte de EE.UU., al (800) 424-8802, y a la Comisión de Servicios Públicos de California, a través de su página web <https://ia.cpuc.ca.gov/safetyevents/>. De forma alternativa, el operador puede informar de un incidente a la CPUC por teléfono al (800) 235-1076.

Un incidente que debe notificarse es un suceso que implica una fuga de gas de un gasoducto y cualquiera de los siguientes:

1. Una muerte o una lesión personal que requiera hospitalización.
2. <sup>1</sup>Daños materiales estimados de \$ 50.000 o más.
3. Pérdida de gas no intencionada estimada en tres millones de pies cúbicos o más.

Los siguientes sucesos son de notificación obligatoria, incluso sin escape de gas:

4. Incidentes que hayan atraído la atención del público o hayan tenido una cobertura significativa en los medios de comunicación, que se sospeche que implican gas natural o gas propano (LPG), que ocurran en las proximidades de las instalaciones del Operador; independientemente de si las instalaciones del Operador están implicadas o no.
5. Presión de gas superior a la Presión de Funcionamiento Máxima Permitida (MAOP, por sus siglas en inglés) del gasoducto causada por el fallo de un dispositivo regulador de presión, o cualquier otro suceso imprevisto
6. Cualquier situación de baja presión en la que el gasoducto pierda el servicio o deba cerrarse debido al fallo de un dispositivo de control de la presión o cualquier otro suceso planificado

Cualquier suceso que sea significativo a criterio del operador, aunque no cumpla los criterios mencionados anteriormente, podrá notificarse [Título 49 CFR §§191.3, 191.5 y GO112-F §122.2].

## **F. Restablecimiento del Servicio de Gas (o Reconexión)**

Si es necesario restablecer el servicio de gas a los residentes debido a un corte o interrupción, una persona capacitada debe seguir los procedimientos adecuados para restablecer el servicio. Debe especificarse un procedimiento de reconexión y personas capacitadas [Título 49, CFR §192.615(a)(9)]. Se sugiere que el operador consulte con el proveedor de propano para determinar los servicios con los

---

<sup>1</sup> \$ 50.000 en daños es el requisito mínimo para un informe de la CPUC. El Departamento de Transporte de EE. UU. requiere un informe por daños materiales estimados de \$ 149.700 o más desde el 1 de julio de 2025 hasta el 30 de junio de 2026.

que puede ayudar y sus costos asociados.

## **G. Capacitación**

El personal competente deberá recibir la capacitación necesaria para garantizar que conoce los procedimientos de emergencia descritos en el plan de emergencia [Título 49, del CFR §192.615(b)(2)]. Cualquier persona que transfiera propano líquido o que realice tareas de mantenimiento en sistemas de gas propano debe completar una capacitación de actualización al menos cada 3 años (NFPA 58 2020 §4.4.3). Los operadores deben mantener registros de capacitación [Título 49, CFR §192.603(b)].

## **H. Programa de Concientización Pública**

Los operadores que transporten gas como actividad principal de su negocio deben desarrollar e implementar un programa escrito de educación pública continua que siga los lineamientos de las Prácticas Recomendadas (RP) 1162 del Instituto Estadounidense del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) [Título 49, CFR §192.616(a)].

Este programa debe incluir específicamente disposiciones para educar al público, a las organizaciones gubernamentales apropiadas y a las personas involucradas en actividades relacionadas con la excavación con respecto a:

- el uso del sistema de llamada única (811) antes de la excavación
- los posibles peligros asociados a las fugas involuntarias del gasoducto
- los indicios físicos de liberación de producto
- los procedimientos para informar de daños en una excavación o de un incidente cercano

Este programa también debe incluir actividades para asesorar a las municipalidades, distritos escolares, empresas y residentes afectados sobre la ubicación de las instalaciones del gasoducto. La comunicación del programa debe ser tan exhaustiva como sea necesario para llegar a todas las zonas en las que el operador transporte gas y debe realizarse en inglés y en cualquier otro idioma comúnmente comprendido por una cantidad significativa de personas que no hablen inglés en la zona del operador [Título 49, CFR §192.616(d-g)].

Cada operador de un sistema de distribución de propano debe desarrollar y aplicar un procedimiento escrito para proporcionar a sus clientes, y a las personas que controlen cualquier propiedad en la que se encuentre el sistema que no esté controlada por el operador, un Mensaje de Concientización Pública (PAM, por sus siglas en inglés) dos veces al año (cada seis meses). El operador mantendrá registros que indiquen cómo, cuándo y a quién se distribuyó el PAM. El mensaje de concientización pública debe incluir [Título 49, del CFR §192.616(j)]:

- (1) Una descripción del propósito y la fiabilidad del gasoducto;
- (2) Una descripción general de los peligros del gasoducto y de las medidas de prevención utilizadas;
- (3) Información sobre la prevención de daños;
- (4) Cómo reconocer y responder a una fuga; y
- (5) Cómo obtener información adicional.

A continuación se ofrecen ejemplos de mensajes de concientización pública. Tenga en cuenta que los ejemplos son meramente orientativos. Es responsabilidad del operador del gasoducto garantizar que todos los requisitos se abordan adecuadamente en el PAM.

## EJEMPLOS DE MENSAJES DE CONCIENTIZACIÓN PÚBLICA

### 1. Una descripción de la finalidad y fiabilidad del gasoducto

Requisito	Ejemplo
Describir la finalidad del sistema de gasoducto de propano.	El sistema de gasoducto de propano en el " <i>Nombre de la Entidad</i> " es propiedad del titular de la propiedad, el cual se encarga de su funcionamiento y mantenimiento. El sistema de gasoducto está diseñado para distribuir propano a los clientes, que se utiliza habitualmente para la calefacción y la cocina.  Nota: si hay instalaciones públicas como una piscina, una lavandería o un negocio en la propiedad, el PAM también debe identificar estas y otras instalaciones que utilizan el sistema de gasoducto de propano.
Describir la fiabilidad del gasoducto de propano.	El sistema de gasoducto de propano se opera y mantiene de acuerdo con el Plan de Operaciones y Mantenimiento del propietario, que contiene procedimientos para operar, mantener y supervisar el sistema de forma segura. La Comisión de Servicios Públicos de California inspecciona el sistema de gasoducto de propano para comprobar que cumple la normativa federal.

### 2. Una descripción general de los peligros del gasoducto y de las medidas de prevención utilizadas

Requisito	Ejemplo
Describir los peligros asociados al gasoducto.	Puede producirse una fuga de propano en las instalaciones de gasoducto dañado por corrosión, fuerza externa, fenómenos naturales o avería del equipo, etc. El propano es un producto inflamable, por lo que las fugas tienen el potencial de causar daño bajo ciertas circunstancias.
Describir las medidas preventivas utilizadas.	El sistema de propano se inspecciona anualmente en busca de fugas y cualquier fuga peligrosa que se encuentre se repara. Se inspeccionan todas las válvulas principales para garantizar que funcionan. El sistema de propano se patrulla de forma rutinaria para garantizar que se detectan y corrigen las condiciones peligrosas, como la corrosión atmosférica, el cuidado inadecuado de los servicios interrumpidos y las líneas de los clientes, el soporte inadecuado de los contadores, los componentes del gasoducto, etc.  Nota: si el sistema del gasoducto de propano está protegido catódicamente, explique brevemente que el sistema cuenta con un sistema de protección catódica que protege el gasoducto de la corrosión y que el sistema se supervisa de forma rutinaria para garantizar su efectividad.

### 3. Información sobre la prevención de daños.

Requisito	Ejemplo
Describir cómo puede dañarse el gasoducto.	El sistema de tuberías de propano es susceptible de sufrir daños debido a excavaciones, tráfico de vehículos o cargas excesivas sobre los conjuntos del medidor. Asimismo, el acceso restringido a las válvulas principales y a los conjuntos de contadores podría tener graves consecuencias en caso de emergencia.
Describir las medidas para evitar daños	El mayor riesgo para los gasoductos subterráneos de propano es el daño causado durante la excavación. Incluso un pequeño impacto con el gasoducto podría causar una abolladura o dañar su revestimiento, lo cual provocaría una fuga. <b>Notifíquelo al propietario o a la gerencia antes</b>

	<p><b>de excavar.</b> No estacione vehículos cerca de contadores de propano o gasoductos que no estén protegidos por barreras. No retire los soportes de los contadores ni coloque objetos pesados encima de los conjuntos de contadores. No restrinja el acceso a la válvula principal o a los conjuntos de contadores.</p> <p>Nota: solicite a los residentes que informen al propietario/la gerencia sobre los contadores de propano que sean vulnerables a daños causados por vehículos o que necesiten asistencia. Los residentes también deben notificar al propietario/la gerencia de otros peligros potenciales que observen.</p>
<b>4. Cómo reconocer y responder a una fuga</b>	
<b>Requisito</b>	<b>Ejemplo</b>
Enumerar formas de reconocer fugas de gas	<p><u>Olor:</u> el propano es incoloro, inodoro, insípido y no es tóxico. Un aditivo en el propano le confiere un olor característico (similar al de los huevos podridos o al azufre).</p> <p><u>Vegetación:</u> las fugas de propano de un gasoducto subterráneo pueden destruir la vegetación al privar a las raíces de aire y agua. Una mancha de vegetación inusualmente seca en una zona verde podría indicar una fuga de propano subterránea.</p> <p><u>Sonido:</u> un sonido de soplido o silbido podría indicar la presencia de una fuga de propano.</p> <p><u>Crecimiento similar a un hongo:</u> las fugas de propano en cajas de válvulas, alcantarillas, etc., pueden desarrollar un crecimiento similar a un hongo que generalmente es de color blanco.</p>
Describir cómo actuar en caso de fuga de gas	<p>No encienda objetos como cerillas o cigarrillos, ni utilice ningún dispositivo que pueda generar una chispa, como interruptores eléctricos, teléfonos (móviles y fijos), timbres, automóviles u otros motores, etc. Extinga todas las llamas, evacue el edificio a una distancia segura y apague el propano si es posible. Para informar de una fuga de propano, llame al (número de teléfono de emergencias) e informe al personal especializado de la situación y de la ubicación de la fuga. No realice la llamada telefónica desde la zona donde se encuentra la fuga de propano.</p> <p><b>Para emergencias con propano, se debe proporcionar un número de teléfono de emergencia donde se pueda localizar al personal competente las 24 horas del día.</b></p>
<b>5. Cómo obtener información adicional</b>	
<b>Requisito</b>	<b>Ejemplo</b>
Indique el número de teléfono del propietario o gerente, así como otros posibles recursos para obtener más información sobre la seguridad del propano.	<p>Para obtener información adicional, póngase en contacto con el propietario/gerente. Visite también los sitios web de la Administración de Seguridad de Gasoductos y Materiales Peligrosos del Departamento de Transporte de EE.UU. (<a href="http://www.phmsa.dot.gov">http://www.phmsa.dot.gov</a>) o de la Comisión de Servicios Públicos de California (<a href="http://www.cpuc.ca.gov/puc/">http://www.cpuc.ca.gov/puc/</a>).</p>

## I. Investigación de Accidentes

Cada operador necesita procedimientos para una investigación de todos los accidentes y fallos con el fin de determinar la causa del fallo y minimizar la posibilidad de que se repita [Título 49, CFR §192.617].

---

# ***LISTA DE NOTIFICACIÓN DE EMERGENCIAS***

---

Nombre de la entidad: \_\_\_\_\_

Gerente \_\_\_\_\_ Teléfono \_\_\_\_\_

Asistente del Gerente \_\_\_\_\_ Teléfono \_\_\_\_\_

## **Números de emergencia**

Departamento de Bomberos \_\_\_\_\_

Departamento de Policía/Sheriff \_\_\_\_\_

Ambulancia \_\_\_\_\_

Proveedor de Propano \_\_\_\_\_

Compañía Eléctrica \_\_\_\_\_

Compañía Telefónica \_\_\_\_\_

## **Notificación de incidentes:**

**Comisión de Servicios Públicos de California** (800) 235-1076

**Departamento de Transporte de EE.UU.** (800) 424-8802

Caja de alarma de incendios más cercana \_\_\_\_\_

Teléfono público más cercano \_\_\_\_\_

Hospital más cercano

Dirección \_\_\_\_\_

Teléfono \_\_\_\_\_

**COMISIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS DE CALIFORNIA**  
**SUBDIVISIÓN DE SEGURIDAD Y FIABILIDAD DEL GAS**

---



**PROCEDIMIENTO DE NOTIFICACIÓN DE INCIDENTES DE GAS PARA  
LOS SISTEMAS JURISDICCIONALES DE DISTRIBUCIÓN DE PROPANO**

De conformidad con la Orden General N.º 112-F, cualquier operador jurisdiccional de un sistema de distribución de propano debe notificar ciertos incidentes al gobierno federal y a la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC, por sus siglas en inglés).

Tan pronto como sea posible, de **día** o de **noche**, tras el descubrimiento de cualquiera de los incidentes enumerados a continuación, se debe informar del incidente al Departamento de Transporte de EE.UU. al **1-800-424-8802** y a la CPUC a través de la página web <https://ia.cpuc.ca.gov/safetysafetyevents/>. De forma alternativa, el operador puede informar de un incidente a la CPUC por teléfono al **(800) 235-1076**. Si llama a la CPUC y no obtiene respuesta, deje un mensaje en el contestador.

**Incidentes que requieren un informe telefónico.**

1. Un suceso que implique un escape de gas de un gasoducto, o de gas natural licuado, gas licuado de petróleo, gas refrigerante o gas de una instalación de LNG y que ocasione la muerte o lesiones al personal que requieran hospitalización.
2. Un suceso que implique un escape de gas de un gasoducto, o de gas natural licuado, gas licuado de petróleo, gas refrigerante o gas de una instalación de LNG y que ocasione daños materiales estimados en \$ 50.000 o más, excluido el costo del gas perdido<sup>2</sup>
3. Un suceso que implique un escape de gas de un gasoducto, o de gas natural licuado, gas licuado de petróleo, gas refrigerante o gas de una instalación de LNG y que produzca una pérdida de gas involuntaria estimada en tres millones de pies cúbicos o más
4. Incidentes que hayan atraído la atención del público o hayan tenido una cobertura significativa en los medios de comunicación, que se sospeche que implican gas natural o gas propano (LPG), que ocurran en las proximidades de las instalaciones del Operador; independientemente de si las instalaciones del Operador están implicadas o no.
5. Incidentes en los que el fallo de una estación de descarga y limitación de presión, o cualquier otro suceso imprevisto, provoque que la presión del sistema del gasoducto supere su Presión de Operación máxima Admisible (MAOP, por sus siglas en inglés) establecida más la acumulación admisible establecida en el Título 49, CFR § 192.201.
6. Incidentes en los que una condición de baja presión, causada por el fallo de cualquier dispositivo de control de la presión, o cualquier otro suceso imprevisto distinto de los daños relacionados con la excavación, provoque la pérdida de servicio o el cierre de cualquier parte del sistema de gasoductos.

**Información que debe facilitarse al notificar un incidente.**

1. Nombres del operador y de la persona que realiza la notificación, junto con sus números de

---

<sup>2</sup> \$ 50.000 en daños es el requisito mínimo para un informe de la CPUC. El Departamento de Transporte de EE. UU. requiere un informe por daños materiales estimados de \$ 149.700 o más desde el 1 de julio de 2025 hasta el 30 de junio de 2026.

teléfono.

2. Lugar del incidente.
3. Hora del incidente.
4. La cantidad de víctimas mortales y daños personales, si los hubiera.
5. Una descripción del incidente que incluya todos los hechos significativos que el operador conozca y que tengan relación con la causa del incidente y el alcance de los daños.

La omisión de la notificación de un incidente, de conformidad con la Orden General N.º 112-F, puede exponer al propietario/operador a medidas regulatorias y sanciones.

# **LINEAMIENTOS DEL PROGRAMA DE CALIFICACIÓN DEL OPERADOR (OQ, POR SUS SIGLAS EN INGLÉS)**

El Título 49, DEL CFR Parte 192 Subparte N- "Calificación del personal de Gasoducto" entró en vigencia el 26 de octubre de 1999. Requiere que los operadores de gasoductos desarrollen y mantengan un programa de capacitación por escrito para las personas que realizan tareas cubiertas en las instalaciones de gasoductos. El objetivo de esta norma de capacitación es garantizar una mano de obra calificada y reducir el riesgo de incidentes causados por errores humanos [Título 49 CFR §192.805].

## **Qué es lo que requiere**

Las regulaciones requieren que usted prepare y siga un programa escrito de OQ que, como mínimo, incluya las siguientes ocho disposiciones:

1. Identificar las tareas cubiertas (actividades de operación y mantenimiento que afectan a la integridad del gasoducto y que exige el código de seguridad).

"Tareas cubiertas" son aquellas tareas realizadas en el gasoducto que cumplen la prueba de cuatro partes especificada en el Título 49, CFR §192.801(b). Una tarea se considera una "tarea cubierta" si:

- a. Se realiza en una instalación de gasoductos (que incluye derechos de paso y cualquier equipo, instalación o edificio utilizado en el transporte o tratamiento de gas).
- b. Es una tarea de operaciones o mantenimiento (es decir, no una tarea de construcción).
- c. Se realiza como un requisito para cumplir con las normas federales de tuberías.
- d. Afecta el funcionamiento o la integridad del gasoducto.

Las tareas cubiertas incluyen, entre otras:

- Inspección de fugas: uso de técnicas y equipos adecuados.
  - Mantenimiento de estaciones reguladoras
  - Procedimientos de patrullaje y vigilancia
  - Vigilancia o mantenimiento de la protección catódica (Nota: los procedimientos de control de la corrosión estipulados en §192.605(b)(2), incluidos los relativos al diseño, la instalación, el funcionamiento y el mantenimiento de los sistemas de protección catódica, deben llevarse a cabo por una persona competente en métodos de control de la corrosión de gasoductos, o bajo su dirección).
  - Pruebas de nivel de odorantes.
  - Pruebas y mantenimiento de válvulas.
  - Técnicas de cartografía y localización de gasoductos.
  - Respuesta a situaciones de inseguridad y utilización del Plan de Emergencia
  - Cambio de medidores de gas o reguladores de servicio.
2. Evaluación de las personas que realizan las tareas cubiertas para demostrar que están capacitadas. Esto incluye a los propios empleados del operador, así como a los empleados del contratista que realicen una tarea cubierta en el sistema del operador.

Evaluación significa examinar a una persona mediante pruebas escritas, exámenes orales, observación de los empleados mientras realizan la tarea en el puesto de trabajo, en un aula, en un entorno simulado, o cualquier otro método documentado que pueda demostrar que la persona posee los conocimientos, las habilidades y las aptitudes necesarias para realizar la tarea cubierta y reconocer y reaccionar ante las Condiciones Operativas Anormales (AOC, por sus siglas en inglés) (Nota: la observación del desempeño en el puesto de trabajo no puede utilizarse como único método de evaluación).

Un operador puede revisar y aceptar el programa de OQ de un contratista para evaluar a los empleados del contratista que realicen cualquier tarea cubierta. Sin embargo, la revisión del Programa de OQ del contratista debe realizarse ANTES de que el empleado del contratista comience la tarea cubierta. Los registros que confirmen la calificación de los empleados del contratista también deben obtenerse y revisarse por el operador antes de que los empleados del contratista comiencen la tarea cubierta en el sistema del operador.

"Condiciones Operativas Anormales (AOC)" significa una condición que puede indicar un mal funcionamiento de un componente o una desviación de las operaciones normales la cual podría:

- a. Indicar una condición que excede los límites de diseño; o
- b. Representar un peligro para las personas, la propiedad o el medio ambiente [Título 49 CFR §192.803].

Por ejemplo, un gasoducto con fugas es un AOC porque es un mal funcionamiento de la tubería y puede suponer un peligro para las personas y la propiedad.

3. Permitir que personas no capacitadas realicen una tarea cubierta si se lo indica y observa una persona capacitada.

El programa escrito de OQ debe detallar las condiciones en las que las personas que no reúnen las aptitudes necesarias para realizar una tarea cubierta pueden llevarla a cabo con la supervisión y observación directas de una persona debidamente preparada. Esto se hace generalmente cuando las personas están capacitándose en el funcionamiento de un sistema de gas. La supervisión desde una ubicación remota NO es aceptable.

4. Evaluar a una persona si hay motivos para creer que su desempeño en una tarea cubierta contribuyó a un incidente.

El programa escrito de OQ debe especificar que el operador re-evaluará a las personas cuyo desempeño de una tarea cubierta pueda haber contribuido a un accidente. Asimismo, el programa de OQ debe especificar el proceso utilizado para re-valorar al individuo.

5. Evaluar a una persona si existen motivos para creer que ya no está capacitada para realizar una tarea cubierta;

El programa escrito de OQ debe incluir disposiciones sobre cómo re-evaluar a las personas para las cuales existen algunas razones para creer que ya no están capacitadas para realizar una tarea cubierta. El plan también debe incluir algunas orientaciones para que los supervisores reconozcan y reaccionen ante comportamientos que desencadenarían estas disposiciones. Estos podrían incluir la observación de individuos que no siguen los procedimientos o aquellos con lesiones o enfermedades que reducen las habilidades motoras.

6. Comunicar los cambios que afectan a las tareas cubiertas a las personas que las realizan.

El programa de OQ debe especificar cómo se comunican los cambios de planes, políticas, procedimientos, normativas o equipos a las personas que realizan las tareas cubiertas.

7. Establecer intervalos de re-evaluación;

Las personas que realicen tareas cubiertas deben ser re-evaluadas periódicamente. Los intervalos de re-evaluación deben basarse en factores como:

- La frecuencia con la que se realiza la tarea cubierta. Un desempeño más frecuente puede justificar intervalos de re-evaluación más prolongados;
- La complejidad de la tarea cubierta. Las tareas más complejas pueden requerir intervalos de re-evaluación más cortos; y
- Cuáles podrían ser las consecuencias si la tarea se realiza de forma incorrecta. Si las consecuencias de un mal desempeño son catastróficas, se justifican intervalos de re-evaluación más cortos.

Los intervalos de re-evaluación deben estar claramente identificados en el programa de OQ. No es necesario que los métodos de re-evaluación sean los mismos que los de la calificación inicial.

8. Describa cómo se utilizará la capacitación en el programa de OQ cuando corresponda (nuevas contrataciones, capacitación de actualización para empleados existentes que se transfieren a nuevos puestos o reprueban las re-evaluaciones, etc.).

Además de estos requisitos mínimos, el programa escrito de OQ debe:

1. Nombrar a la persona responsable de garantizar que se cumplan los requisitos del plan;
2. Identificar los registros necesarios para llevar a cabo el programa y dónde se conservarán.

### **Qué tipos de registros son necesarios**

Un operador debe mantener registros para probar que se está siguiendo el programa escrito de OQ. Para cada persona que realice una tarea cubierta en su sistema, un operador debe poder presentar un registro de la fecha en que la persona aprobó cada evaluación requerida para cada tarea cubierta que la persona realice, las tareas para las que la persona está calificada y el método utilizado para su calificación. También deben conservarse registros de las re-evaluaciones por causa justificada, posteriores a incidentes y cuando así lo exijan los intervalos de re-evaluación.

### **Cómo obtener más información**

En el sitio web del Departamento de Transporte puede consultarse una guía para preparar un Programa de Calificación de Operadores para sistemas de distribución más pequeños:

<https://www.phmsa.dot.gov/training/pipeline/guidance-manuals>

La Oficina de Seguridad y Fiabilidad del Gas seguirá incluyendo los requisitos de calificación de los operadores en sus talleres organizados conjuntamente con el Departamento de Transporte de EE.UU. Si tiene alguna pregunta, puede ponerse en contacto con la Oficina de Seguridad y Fiabilidad del Gas por correo postal en la siguiente dirección:

Comisión de Servicios Públicos de California  
505 Van Ness Avenue  
San Francisco, CA 94102  
Atención: GSRB - Programa de Seguridad del Gas

# LINEAMIENTOS DEL PROGRAMA DE GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN (DIMP, POR SUS SIGLAS EN INGLÉS)

De conformidad con el Título 49, Código de Reglamentos Federales § 192.1015, a más tardar el 2 de agosto de 2011, cada operador de un sistema de propano jurisdiccional debe desarrollar e implementar un Programa de Gestión de Integridad de la Distribución (DIMP, por sus siglas en inglés) que incluya un plan escrito (en adelante referido como "Plan").

Para ayudar a los operadores a desarrollar un Plan escrito, la Rama de Seguridad y Fiabilidad del Gas de la Comisión ha preparado los siguientes lineamientos que enfatizan los elementos mínimos requeridos que deben abordarse en el Plan. Los ejemplos que aquí se ofrecen no deben interpretarse como la única información que debe incluirse en un Plan. Es responsabilidad del propietario/operador del gasoducto asegurarse de que cada elemento esté adecuadamente abordado en el Plan y sea pertinente al sistema de distribución de propano del operador.

## ELEMENTOS OBLIGATORIOS DE UN PLAN DE GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD

1. **Conocimientos:** el operador debe demostrar que conoce el sistema del gasoducto que, en la medida en que se conozca cuando se elabore el Plan por primera vez, debe incluir la ubicación aproximada de los activos, los tipos de material [acero desnudo o revestido, polietileno (PE), cloruro de polivinilo (PVC), etc.] y el tamaño (longitud y diámetro) del gasoducto, junto con el tipo de equipo del sistema. Es esencial que el operador incluya la siguiente información en el Plan:
  - a. Una explicación de los métodos que utilizará el operador para demostrar su conocimiento del sistema de gasoducto. Por ejemplo, el plan debe especificar cómo se ha obtenido la información relativa al tamaño, el material y la ubicación, que puede incluir registros electrónicos, fotos, dibujos, mapas y otros métodos.
  - b. El Plan debe identificar la información que falta. Indicar, en la medida de lo posible, las partes del sistema del gasoducto (longitud, ubicación) que tienen información faltante.
  - c. Una explicación sobre los métodos que utilizará el operador para identificar y recopilar datos adicionales (es decir, para ayudar con los registros incompletos o que faltan) con el fin de completar las carencias del Plan cuando se elabore por primera vez. El Plan debe proporcionar un método para adquirir conocimientos sobre el sistema a lo largo del tiempo mediante las actividades normales realizadas en el sistema de gasoducto. Por ejemplo, si una sección de un gasoducto enterrada desconocida queda al descubierto, los datos del gasoducto (es decir, el tamaño, el tipo de material, el estado del revestimiento, etc.) deben documentarse y conservarse mientras el sistema de gasoducto siga en funcionamiento. (Las fotografías o la documentación en video pueden ser de gran ayuda).
  - d. El plan debe incluir disposiciones para registrar las nuevas instalaciones de gasoducto, incluido el material, la ubicación y las dimensiones del gasoducto (es decir, la longitud, el diámetro, el tipo de material, el fabricante, etc.).
  - e. El operador deberá actualizar el Plan y el plano del sistema del gasoducto a medida que disponga de más información.
2. **Identificar amenazas:** Una amenaza es una condición que podría resultar en el daño o pérdida de integridad del sistema de tuberías si no se mitiga o previene adecuadamente. El operador debe considerar, como mínimo, las siguientes categorías de amenazas (existentes y potenciales), definidas en la Tabla 1 con ejemplos de preocupaciones relacionadas:

AMENAZAS	PREOCUPACIONES
<b>Corrosión (Interna, externa y atmosférica)</b>	¿El sistema incluye tuberías de acero que no están protegidas contra la corrosión mediante protección catódica (CP)?
	¿El sistema registra fugas por tuberías corroídas?
	¿El sistema tiene secciones metálicas aisladas (es decir, válvulas o tubos ascendentes) que no tienen CP?
	¿El sistema está situado en un entorno propenso a la corrosión atmosférica?
<b>Fuerzas naturales</b>	¿Hay partes del sistema muy expuestas a los terremotos o a la erosión?
	¿Existen partes del sistema expuestas a la nieve o al hielo?
	¿Hay partes del sistema situadas en zonas expuestas a inundaciones?
	¿Hay árboles grandes cerca del sistema de gasoducto cuyas raíces podrían dañar el sistema?
<b>Daños por excavación</b>	¿Hay partes del sistema enterradas en las que se pueda excavar sin su conocimiento, lo que podría dañar su sistema?
<b>Otros daños causados por fuerzas externas</b>	¿Hay partes del sistema (gasoductos sobre el suelo, medidores, válvulas, reguladores) situadas en zonas cercanas a carreteras o entradas de vehículos que puedan sufrir daños?
	¿Los tramos que se encuentran sobre el suelo (gasoductos, medidores) del sistema están adecuadamente sostenidos y protegidos de posibles daños?
<b>Fallo de material/soldadura</b>	¿Existen fugas frecuentes en el sistema debido a defectos en el material del gasoducto o en las conexiones?
	¿El fabricante del gasoducto se comunicó con el operador en relación con defectos en el material del gasoducto o en las conexiones?
	¿Alguna parte del gasoducto está compuesta por material sujeto a degradación y fallo pre-término, como PVC o Aldyl-A?
<b>Equipo</b>	¿Los rectificadores funcionan correctamente y proporcionan una protección adecuada?
	¿Los reguladores de presión están en buenas condiciones mecánicas y tienen el ajuste de presión adecuado? Esto no se aplica a los reguladores de servicio
	¿Los tramos inactivos de la línea de servicio se mantienen adecuadamente y están equipados con un dispositivo para impedir el flujo de gas?
<b>Operaciones</b>	¿El sistema del gasoducto requiere el funcionamiento de algún dispositivo, distinto de las válvulas, como un regulador de presión, que preste servicio a más de un cliente? ¿Todas las válvulas, incluidas las de servicio, funcionan y son accesibles?

Tabla 1

3. **Clasificación de riesgos:** el operador debe evaluar los riesgos para el sistema del gasoducto y estimar la importancia relativa de cada amenaza identificada. Considerar tanto la probabilidad relativa de que ocurra un accidente como las consecuencias que se derivarían en caso de que ocurriera.
  - a. Clasificar los riesgos, de mayor a menor probabilidad, en función de la probabilidad relativa de que las amenazas identificadas provoquen una fuga o un incidente. La revisión de los registros de mantenimiento y reparación (es decir, inspecciones de fugas, reparaciones, CP y otros) será esencial para determinar la causa más común y frecuente de fugas en su sistema de gasoducto.

b. Considere las consecuencias de una fuga o incidente que podría ocurrir como resultado de una de las amenazas identificadas. Los siguientes son ejemplos de zonas de altas consecuencias que el operador del gasoducto debe tener en cuenta:

- Gasoductos enterrados por debajo de viviendas móviles, remolques o edificios
- Gasoductos situados cerca de zonas donde se reúnen personas, como un club o una lavandería.
- Lugares en los que un incidente en el sistema de gasoductos podría bloquear entradas o salidas, lo que podría dificultar la respuesta de las agencias ante una emergencia o los procedimientos de evacuación.
- Gasoductos cerca de escuelas o edificios comerciales.

Si las consecuencias son generalmente las mismas en todo el sistema de gasoducto, entonces su lista clasificada de amenazas se convierte en su lista clasificada de riesgos.

Si identifica áreas dentro de su sistema de gasoducto que suponen un riesgo mayor que otras debido a las posibles consecuencias de un fallo, clasifique los riesgos identificados en grupos en función de la consecuencia. Por ejemplo, si dentro de su sistema de gasoducto hay una zona en la cual el gasoducto pasa por debajo de casas rodantes, y un incidente allí también bloquearía una entrada o salida, entonces esa zona podría clasificarse como "Grupo 1", o de alto riesgo. Todos los demás ámbitos en los que la probabilidad es la misma, pero las consecuencias son menos graves, podrían clasificarse en los grupos 2, 3, etc., o en grupos de menor riesgo. Los operadores deben documentar las ubicaciones de las zonas de consecuencias altas y bajas en el Plan o en el mapa del sistema de distribución de gas mediante un código de colores u otras marcas distintivas.

4. **Determinar y aplicar medidas para mitigar los riesgos:** el operador debe determinar e implementar medidas diseñadas para reducir los riesgos por fallas en el sistema de gasoducto. Para todos los riesgos que clasifiquen, verificar que se están tomando medidas o se han establecido requisitos para protegerse contra esos riesgos. Esto debería incluir, como mínimo, las acciones requeridas por el Título 49, del CFR Parte 192. El operador también debe incluir las acciones de supervisión relativas y las medidas adicionales que determine necesarias para mantener la integridad del sistema. En la Tabla 2 figuran ejemplos de estas medidas. Si el operador agrupa determinados riesgos, deberá llevar a cabo un seguimiento adicional y las medidas correspondientes de acuerdo con la clasificación y agrupación de los riesgos.

AMENAZAS	EJEMPLOS DE ACCIONES PARA MITIGAR LOS RIESGOS
<b>Corrosión</b>	Proteja catódicamente todas las áreas de la tubería de acero que experimenten corrosión activa según lo indicado por el historial de fugas
	Supervisar y probar la protección catódica con mayor frecuencia de la requerida
	Inspeccionar los rectificadores con más frecuencia de la requerida
	Inspeccionar con mayor frecuencia las tuberías sobre la superficie en busca de corrosión atmosférica y fugas
	Inspeccionar las tuberías enterradas expuestas en busca de corrosión
	Inspeccionar más del 10% de las secciones aisladas del gasoducto de acero cada año o aumentar la frecuencia de las inspecciones
<b>Fuerzas naturales</b>	Realizar patrullajes con mayor frecuencia para identificar condiciones que afecten de forma adversa al sistema, especialmente después de terremotos, tormentas o inundaciones
	Proteja las tuberías y los medidores sobre el suelo de la acumulación de nieve.
	Tome medidas inmediatas para eliminar los peligros o reducir las amenazas

<b>Daños por excavación</b>	Sea consciente de las actividades de excavación
	Implemente un programa de prevención de daños
	Patrulle todo el sistema del gasoducto para detectar señales de excavación
<b>Otros daños causados por fuerzas externas</b>	Instalar barreras para vehículos cuando corresponda
	Realizar inspecciones más frecuentes para identificar las zonas susceptibles a sufrir daños
	Si el gasoducto está situado en zonas donde pueden sufrir daños, instalar carteles de advertencia o marcar los gasoductos con colores distintivos
	Garantizar que los medidores de los clientes tengan un soporte adecuado y no se utilicen para otros fines
	Inspeccionar los tramos del gasoducto que hayan sufrido problemas en busca de señales de daños
<b>Fallos de Material/Soldadura</b>	Aplicar las medidas recomendadas en cualquier notificación recibida por el fabricante del gasoducto o de accesorios
	Sustituir el gasoducto o accesorios en zonas en las que el sistema tenga un historial de fallos del gasoducto por fugas
<b>Equipo</b>	Garantizar que todo el personal que opera el equipo está capacitado de conformidad con el Título 49, TÍTULO 49, del CFR, Sub-parte N
	Garantizar la disponibilidad inmediata de equipos de emergencia
<b>Operaciones</b>	Garantizar que todo el personal que opera el equipo está capacitado de conformidad con el Título 49, del CFR, Sub-parte N
	Garantizar que el personal conoce las precauciones que deben tomarse para evitar el exceso de presión, detener el flujo de gas, evitar mezclas inseguras de gas y aire, y restablecer el suministro de gas

Tabla 2

5. **Medir el rendimiento, controlar los resultados y evaluar la eficacia:** el Plan incluirá disposiciones para supervisar, como medida de desempeño, la cantidad de fugas eliminadas o reparadas en el sistema del gasoducto y sus causas.
6. **Evaluaciones y mejoras periódicas:** el Plan debe contener disposiciones para determinar el período adecuado para llevar a cabo las evaluaciones DIMP en función de la complejidad del sistema del gasoducto y los cambios en los factores que afectan al riesgo de fallo. El operador debe re-evaluar todo el programa al menos una vez cada cinco años. El operador debe considerar los resultados del seguimiento del desempeño en estas evaluaciones.

El operador necesita evaluar la integridad del sistema de gasoductos siempre que se realicen cambios en el sistema o se produzcan cambios significativos en el entorno para determinar si se eliminaron las amenazas problemáticas o si se introdujeron nuevos riesgos. Por ejemplo, si se construye un nuevo centro comercial dentro o cerca del sistema de gasoducto, el operador deberá tener en cuenta el mayor riesgo asociado al aumento de la densidad de población.

### ¿QUÉ REGISTROS DEBE LLEVAR UN OPERADOR?

Cada operador debe mantener, durante un período de al menos 10 años, los siguientes registros:

1. Un Plan de conformidad con el Título 49, CFR § 192.1015, incluidos los Planes que se hayan sustituido
2. Documentos de respaldo para la identificación de amenazas
3. Documentos que muestren la ubicación y el material de todas las tuberías y accesorios que se instalen después de la fecha de vigencia del DIMP del operador y, en la medida en que se conozcan

cuando se elabore por primera vez el DIMP, la ubicación y el material de todas las tuberías y accesorios existentes en la fecha de vigencia del programa del operador. Los materiales de las tuberías incluyen el polietileno (PE), el cloruro de polivinilo (PVC), el acero sin revestimiento, el acero revestido, el cobre, los tubos ascendentes sin ánodo y cualquier combinación de los mismos. Los accesorios incluyen válvulas, estaciones reguladoras, instalaciones de protección catódica (rectificadores, ánodos), soportes de medidores, etc.

4. Los documentos que indiquen la cantidad de fugas de Grado 1 y Grado 2 eliminadas o reparadas, incluidas la fecha y la causa de las fugas, junto con copias de los registros de reparación que justifiquen las medidas adoptadas para solucionar las fugas.
5. Llevar un registro de todos los casos en que el sistema haya resultado dañado por operaciones, excavaciones, fuerzas naturales (inundaciones, terremotos, deslizamientos de tierras, etc.) o daños causados por vehículos.
6. Documentar las evaluaciones del DIMP y los cambios realizados en los factores de riesgo u otras partes del Plan.

Nota: los requisitos de mantenimiento de registros aquí indicados complementan, pero no sustituyen, otros requisitos de mantenimiento de registros del Título 49, del CFR, Parte 192.