



METHANE
GUIDING
PRINCIPLES

Reducción de las emisiones de metano
en el transporte, el almacenamiento, las
terminales de GNL y la distribución
**Mejores prácticas para reducir las
emisiones de metano - documento 10**

Septiembre 2020



Aviso informativo

Este documento ha sido desarrollado por la iniciativa Methane Guiding Principles. Esta Guía proporciona un resumen sobre las medidas de mitigación utilizadas en la actualidad, los costes asociados y las tecnologías disponibles hasta la fecha de esta publicación, no obstante esta información puede cambiar con el tiempo. La información que se incluye refleja el conocimiento de los autores, aunque no necesariamente las opiniones o posiciones de todos los firmantes u organizaciones que apoyan la iniciativa Methane Guiding Principles, y los lectores deberán realizar su propia evaluación de la información proporcionada. No se otorga ninguna garantía sobre la integridad o exactitud de la información incluida en esta Guía por los autores, SLR International Corporation's y sus contratistas, la iniciativa Methane Guiding Principles u otros firmantes así como organizaciones que la apoyan.

Esta Guía describe las acciones que una organización puede llevar a cabo para ayudar a gestionar las emisiones de metano. Estas acciones o recomendaciones no son obligatorias, son una forma efectiva de ayudar a reducir emisiones de metano. Otros enfoques pueden ser tan efectivos o más efectivos en una situación particular. Lo que los lectores decidan hacer dependerá a menudo de las circunstancias, de los riesgos específicos que se gestionen y del régimen legal aplicable.

Contenido

Glosario.....	2
Resumen	4
Introducción	5
Medidas de mitigación.....	7
Casos de estudio	12
Lista de Verificación	24
Bibliografía	26

Glosario

Purga/Descarga

Extracción o despresurización de gas natural de una tubería o equipo presurizado. El gas puede liberarse a la atmósfera directamente o mediante sistemas de control.

Distribución

La parte downstream de la cadena de suministro de gas natural que contiene la red de gasoductos, las líneas de servicio y los medidores de los clientes. Este segmento incluye tuberías en la superficie y enterradas y otros equipos necesarios para suministrar gas a los clientes.

Red de distribución

Tuberías, en sistemas de distribución, que mueven el gas desde las estaciones de entrada a las líneas de servicio de los clientes.

Hot tap

Un método para realizar una nueva conexión a una tubería o equipo presurizado existente sin necesidad de interrumpir el uso ni vaciarlo.

Inventario

Un registro de todas las fuentes conocidas de emisiones y caudales de emisión. Un inventario proporciona un resumen de las emisiones durante un período de tiempo determinado.

Fugas

Emisiones involuntarias de equipos presurizados utilizados en la industria del gas natural. Las fugas generalmente se deben a imperfecciones o al desgaste normal de las juntas selladas, como bridas, conexiones roscadas, empaquetaduras del vástago de la válvula o válvulas mal asentadas. Las fugas también pueden provenir de la pared de un equipo o tubería presurizada, como resultado de la corrosión o daños. Las fugas también se denominan a veces "emisiones fugitivas".

GNL

Gas Natural Licuado.

Inquemados

Donde parte del gas natural (que es principalmente metano) que se utiliza como combustible no se quema por completo y, por lo tanto, se libera algo de metano como gas no quemado.

Bombeo

Proceso en el que se utiliza un compresor para eliminar el gas natural presurizado de una tubería o equipo, bombeándolo a otro sistema de gas natural presurizado.

Purgar

Proceso en el que se elimina el aire de los equipos o tuberías que han estado abiertos a la atmósfera, antes de volver a ponerlos en servicio.

Líneas de servicio

Las tuberías más pequeñas que transportan el gas desde la red de distribución hasta los clientes individuales, como residencias y empresas.

sm³ (también scm)

Metro cúbico estándar. En el contexto del SI se define como la cantidad de gas contenida en un metro cúbico a una temperatura de 15 ° C y una presión de 1,00 atmósfera.

Stoppie

Es un sello, tapón o cierre temporal. Se utiliza para reparar tuberías o para aislar (cortar) una sección de la tubería cuando no hay una válvula de cierre.

Almacenamiento

Parte de la cadena de suministro de gas natural que almacena el gas natural para utilizarlo cuando haya una gran demanda. Las instalaciones de almacenamiento incluyen varios tipos de almacenamiento subterráneo (reservorios de gas agotados, formaciones salinas, acuíferos), así como instalaciones en la superficie, como el almacenamiento de GNL.

Cadena de suministro

La red de activos de equipos y tuberías que permite que el gas natural producido llegue a los clientes. La cadena de suministro incluye producción, recolección, procesamiento de gas, transporte, almacenamiento y distribución.

Daño a terceros

Cualquier daño accidental causado a un gasoducto como resultado de actividades no asociadas con el gasoducto. Algunos ejemplos son excavaciones u otras obras públicas o privadas no asociadas con el suministro de gas natural (por ejemplo, trabajos en la red de agua). Esto es diferente del daño de primera y segunda parte, que es causado por los empleados del gasoducto o sus subcontratistas directos.

Transporte

La parte midstream de la cadena de suministro de gas natural que contiene compresores y grandes gasoductos presurizados que trasladan el gas natural desde los campos de producción, desde los puntos de entrada al sistema (como los puntos de conexión internacional y las terminales de regasificación de GNL), o desde las instalaciones de procesamiento de gas natural hasta los clientes industriales, los sistemas de distribución o las instalaciones de almacenamiento.

UGS

Almacenamiento subterráneo.

Venteo

Liberación de los gases derivados de un proceso o actividad directamente a la atmósfera.

Resumen



Las emisiones de metano en la cadena de suministro de gas natural surgen de los venteos, las emisiones fugitivas y de la combustión incompleta (“methane slip”). Las buenas prácticas para reducir o eliminar emisiones de estas fuentes son descritas en guías independientes, desarrolladas por los firmantes de Methane Guiding Principles (MGP). Sin embargo, las características técnicas y económicas de dichas mejores prácticas pueden variar dependiendo de las características de la parte de la cadena de suministro en la que se aplique.

Esta guía describe medidas de mitigación para reducir las emisiones de metano en la red de transporte, en los almacenamientos, las plantas de regasificación de GNL y la red de distribución. Esta guía no explora las medidas de mitigación de las emisiones de equipos después del contador del cliente, ni las emisiones de la licuefacción y el transporte del GNL.

Las mejores prácticas para reducir las emisiones en el transporte, el almacenamiento, las terminales de GNL y la distribución siguen el proceso descrito a continuación.

Debido al gran número de medidas de mitigación que pueden utilizarse en el transporte, el almacenamiento, las terminales de GNL y la distribución, algunas prácticas descritas en detalle en otras guías se resumen brevemente en esta guía, con enlaces a las guías originales. Las medidas de mitigación que son exclusivas del transporte, el almacenamiento, las terminales de GNL y la distribución, o que tienen características técnicas o económicas diferentes a las medidas de otras partes de la cadena de suministro de gas natural, se describen con más detalle en los casos de estudios que se encuentran al final de esta guía.

Mejores prácticas para la reducción de emisiones de metano en transporte, almacenamiento, plantas de regasificación y distribución

- ✓ Mantener un inventario preciso de todas las fuentes de emisión.
- ✓ Prevenir las emisiones cuando sea posible.
- ✓ Reducir las emisiones que no se puedan evitar.
- ✓ Identificar y reparar los equipos que no funcionen adecuadamente.
- ✓ Realizar un seguimiento de las emisiones y actividades de mitigación.

Introducción

Las cadenas de suministro de gas natural se extienden desde los pozos hasta los clientes en los hogares, la industria y las empresas. La Figura 1 muestra las partes de la cadena de suministro de gas natural en las que se centra esta guía. Esta guía no explora las opciones de mitigación para las emisiones de:

- **Equipos posteriores al contador del cliente**
- **Licuefacción del GNL**
- **Transporte del GNL**

Las fuentes de emisión de metano en los segmentos de transporte, almacenamiento, terminales de GNL y distribución de la cadena de suministro de gas natural surgen de diversas fuentes, incluidas el venteo, las emisiones fugitivas y la combustión incompleta (“methane slip”). Estudios recientes sugieren que el transporte y el almacenamiento son responsables de aproximadamente el 14% de las emisiones de metano de las cadenas de suministro de gas natural en los EE.UU. y del 23% de las emisiones de las cadenas de suministro de gas natural en Europa. Se estima que la distribución representa el 3% de las emisiones en los EE.UU. y el 59% en Europa.^{1,2} La información sobre la contribución neta de las operaciones de GNL es limitada.

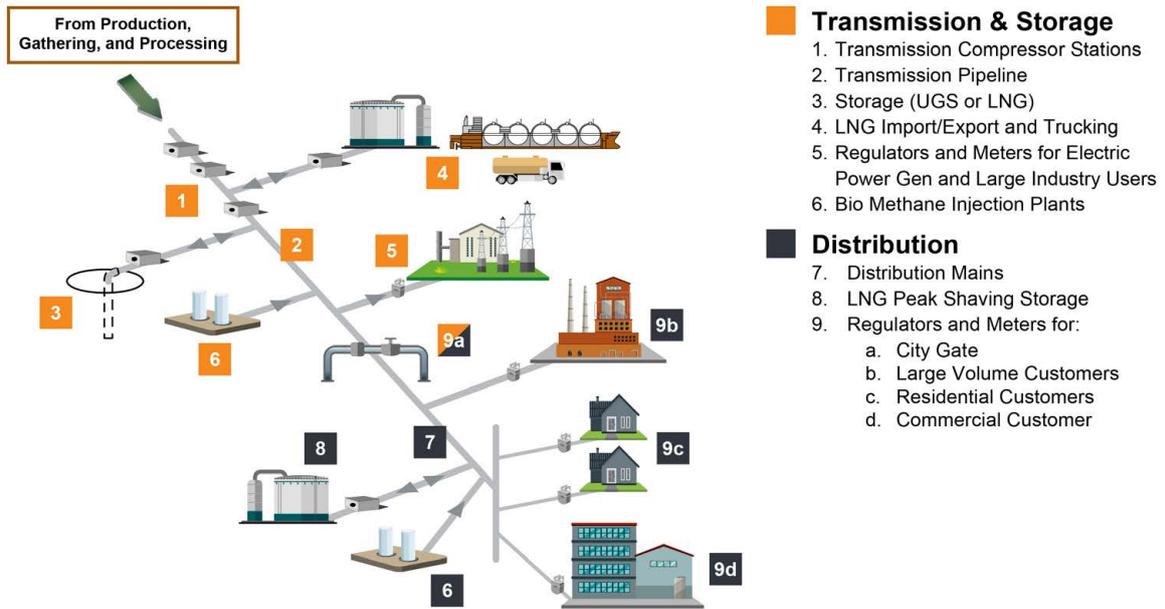
Al igual que otros segmentos de la cadena de suministro de gas natural, el rango de los caudales de emisión de las fuentes de transporte, almacenamiento y distribución está muy desequilibrado, con pequeñas subpoblaciones de fuentes de alta emisión que son responsables de la mayoría de las emisiones de un sitio o tipo de fuente en particular.³

Otras guías, preparadas por los firmantes de la iniciativa Methane Guiding Principles, describen en detalle las mejores prácticas para reducir las emisiones de metano por venteo, emisiones fugitivas y combustión incompleta.⁴ Sin embargo, la reducción de emisiones de estas fuentes en transporte, almacenamiento, terminales de GNL y distribución pueden requerir diferentes medidas de mitigación. Por ejemplo, las fugas de tuberías enterradas pueden ser más difíciles de identificar y cuantificar que las fugas de fuentes sobre el suelo, y el coste de acceder a una posible fuga hace que el coste de reparación sea mayor que el de fugas similares sobre el suelo.

En los casos en que las medidas de mitigación descritas en otras guías se aplican también al transporte, el almacenamiento, las terminales de GNL y la distribución, esta guía resume brevemente esas medidas y proporciona enlaces a las guías correspondientes.

Figure 1: Segmentos de la cadena de suministro de gas natural cubiertos por esta guía

Transmission, Storage and Distribution Supply Chain



Medidas de mitigación

Las medidas de mitigación para las instalaciones de transporte, almacenamiento, distribución y regasificación de GNL se resumen en la Tabla 1. Para cada medida de mitigación, se proporciona el tipo de emisión aplicable, sector y tipo de instalación, y una breve descripción de la medida de mitigación.

Muchas de las medidas de mitigación enumeradas en la Tabla 1 de la página siguiente ya se describen

en otras guías de los Methane Guiding Principles (MGP).⁴ En esta guía, se hace referencia a esas guías en la última columna de la tabla. Si una medida es exclusiva de transporte, almacenamiento, terminales de GNL y distribución, o se aplica al transporte, almacenamiento, terminales de GNL y distribución de manera especializada, la tabla describe a qué caso de estudio hay que referirse en la siguiente sección de esta guía para obtener más detalles.

Table 1: Medidas de mitigación en transporte, almacenamiento, terminales GNL y distribución.

Fuente de emisión de metano	Segmento e instalación	Equipo emisor o evento de emisión	Medida de mitigación	Guía MGP relevante y estudio de caso
Venteo por compresores	Transporte (estaciones compresión)	Juntas para compresores centrífugos	Convertir las juntas húmedas en secas Minimizar las emisiones o desviar el gas a menor presión hacia una unidad de recuperación, una antorcha o una entrada de baja presión	Guía MGP de venteo
	Almacenamiento (estaciones compresión)	Juntas del vástago del compresor alternativo	Sustitución periódica de las juntas del vástago (idealmente basado en caudales de emisión medidos) Redirigir el venteo a las unidades de recuperación o utilizarlas como combustible Redirigir el venteo a antorcha	Guía MGP de venteo
	Plantas de regasificación de GNL (compresores)	Arranque de gas de compresor	Cambiar a los motores eléctricos y evitar los motores accionados con gas en la fase de diseño si es posible Minimizar los arranques si es posible Ruta hacia la recuperación de gas (preferida) o hacia la antorcha (si se permite)	Guía MPG de venteo y dispositivos neumáticos; Guía MGP de diseño y construcción

Mitigation measures

Fuente de emisión de metano	Segmento e instalación	Equipo emisor o evento de emisión	Medida de mitigación	Guía MGP relevante y estudio de caso
Venteo	Transporte Almacenamiento Terminales de regasificación de GNL	Bombas (por ejemplo, de inyección de odorizantes)	Utilizar bombas químicas de accionamiento eléctrico	Guía MGP de dispositivos neumáticos
		Actuadores neumáticos a gas	Evitar durante la fase de diseño Elimina los dispositivos "high bleed" Cambiar a aire comprimido, dispositivos de accionamiento eléctrico o mecánico, o dispositivos de muy baja emisión	Guía MGP de dispositivos neumáticos
Venteo	Almacenamiento	Deshidratadores	Pasar a la deshidratación de baja o nula emisión (como la separación a baja temperatura) Optimización de la circulación del glicol y de los tanques de flash Conducir el gas flash del deshidratador a las unidades de recuperación de vapor o utilizar como combustible Dirigir el venteo del regenerador a la antorcha, si es posible	Guía MGP de venteo Caso de estudio 6
Venteo	Terminales de regasificación de GNL	Carga de camiones de GNL	Instalar acoplamientos de desconexión en seco Uso de nitrógeno para purgar las mangueras de GNL Instalar un sistema para intercambiar vapores entre tanques y vehículos cisterna.	Caso de estudio 7 Guía MGP de diseño y construcción

Fuente de emisión de metano	Segmento e instalación	Equipo emisor o evento de emisión	Medida de mitigación	Guía MGP relevante y estudio de caso
Venteo	Transporte Distribución Instalaciones de almacenamiento	Reparaciones de tuberías Trabajos y mantenimiento Despresurización y descarga Purga y comisionado (puesta en marcha)	Disminuir la presión en la tubería permitiendo la reducción del consumidor Redirigir el gas a una red existente con menor presión o utilizarlo como combustible Recompresión Estaciones de compresión móviles Quema, si está permitido y planeado (pero no siempre es posible durante una emergencia) Instalar equipos de taponamiento para acortar el segmento de tubería afectado; utilizar válvulas de aislamiento para minimizar el impacto Realizar nuevas conexiones y reparar con hot tap Redirigir el gas natural a un quemador, oxidador térmico o a una antorcha si es posible Utilizar la inspección en línea (ILI), o las tecnologías 'smart pig' en lugar de las hidropruebas	Caso de estudio 1 Caso de estudio 2 Caso de estudio 3 Caso de estudio 4 Guía MGP de reparaciones operativas y Guía MGP de antorchas
Venteo	Distribución	Comisionado	Puesta en marcha en vacío en la distribución	Caso de estudio 8
Venteo	Distribución	Daños a terceros y liberación de gas resultante	Programas y políticas para evitar daños a terceros, instalando válvulas de exceso de flujo en las líneas de servicio	Caso de estudio 9 Caso de estudio 10

Mitigation measures

Fuente de emisión de metano	Segmento e instalación	Equipo emisor o evento de emisión	Medida de mitigación	Guía MGP relevante y estudio de caso
Emisiones fugitivas y venteo (operaciones de pozos de almacenamiento)	Almacenamiento (almacenamiento subterráneo)	Cabezas de pozo y componentes del pozo	Monitorear la integridad del pozo Programas de detección y reparación de fugas (LDAR) y programas de inspección y mantenimiento dirigidos (DI&M)	Caso de estudio 5 Guía MGP de fugas en equipos y Guía MGP de reparaciones operativas
Venteo y quemado de gas	Terminales de regasificación de GNL	BOG	Recuperación del gas de BOG (por ejemplo, instalar compresores de alta presión BOG para inyectar el gas no recuperable en la red de gas)	Véase la norma europea EN 1473. Guía MGP de diseño y construcción
Emisiones fugitivas	Transporte Almacenamiento Terminales de regasificación de GNL Distribución	Equipos y tuberías de distribución	Programas de detección y reparación de fugas (LDAR) y programas de inspección y mantenimiento dirigidos (DI&M) Sustituir los equipos o tuberías propensos a las fugas.	Guía MGP de fugas en equipos; Guía MGP de reparaciones operativas

Fuente de emisión de metano	Segmento e instalación	Equipo emisor o evento de emisión	Medida de mitigación	Guía MGP relevante y estudio de caso
Combustión incompleta (methane slip)	Transporte Almacenamiento Terminales de regasificación de GNL Distribución	Uso de la energía en motores, turbinas y calderas	<p>Instale controles automáticos de ratio aire/combustible</p> <p>Reducir al mínimo el número de arranques</p> <p>Aumentar la eficiencia de la combustión de los motores de gas natural</p>	Guía MGP de uso de energético
		Antorchas	<p>Minimizar la combustión en antorcha utilizando el gas</p> <p>Mejorar la eficiencia de la combustión cambiando el tip de las antorchas o instalando sistemas de encendido de antorchas</p> <p>Regulación de la presión del piloto de la antorcha</p> <p>Utilizar nitrógeno en lugar de gas natural si un sistema de antorcha se purga continuamente</p>	<p>Guía MGP de antorchas</p> <p>Guía MGP de diseño y construcción</p>
Todas	Transporte Almacenamiento Terminales de regasificación de GNL Distribución	Todas	Lograr una mejora continua en la gestión del metano	Guía MGP de mejora continua

Casos de estudio

Los siguientes casos de estudios describen las medidas de mitigación para las grandes estaciones de compresión; los gasoductos de gran diámetro, enterrados y de alta presión, las instalaciones de

almacenamiento de gas natural, las terminales de regasificación de GNL, las estaciones de medición y regulación, las redes de distribución, las líneas de servicio y los contadores de los clientes.

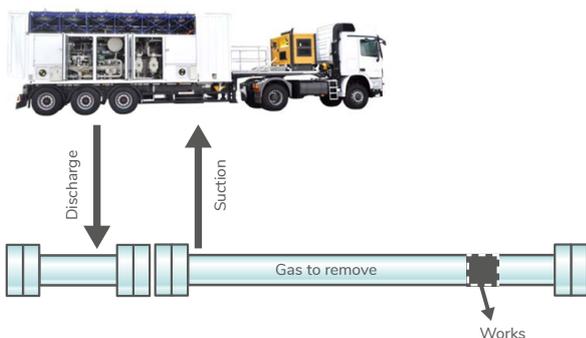
Table 2: Case studies

Case study	Description
Caso de estudio 1:	Vaciado de tuberías con compresores portátiles antes de intervenciones de mantenimiento (transporte)
Caso de estudio 2:	Recuperación de gas de purga en estaciones de compresión mediante compresores permanentes (transporte y almacenamiento)
Caso de estudio 3:	Quema en antorchas en lugar de ventear durante el mantenimiento (transporte)
Caso de estudio 4:	Hot tapping para conexiones de gasoductos (transporte)
Caso de estudio 5:	Monitorización de instalaciones de almacenamiento subterráneo (almacenamiento subterráneo)
Caso de estudio 6:	Minimizar las emisiones de los deshidratadores mediante el uso de compresión de vapor y separación a baja temperatura para eliminar el agua (almacenamiento subterráneo)
Caso de estudio 7:	Minimizar las emisiones durante la fase de diseño de terminales de GNL y sistemas de carga de camiones de GNL (terminales de GNL)
Caso de estudio 8:	Puesta en marcha con bombas de vacío (distribución)
Caso de estudio 9:	Evitar las emisiones causadas por daños de terceros (distribución)
Caso de estudio 10:	Instalación de válvulas de exceso de flujo en las líneas de servicio (distribución)

Caso de estudio 1: Vaciado de tuberías con compresores portátiles antes de intervenciones de mantenimiento (transporte)

Caso de estudio:

Las grandes tuberías de transporte pueden bombearse, utilizando compresores portátiles, para bajar la presión de la tubería antes de los trabajos de mantenimiento. Muchas empresas utilizan esta técnica.



Descripción de medidas: Cuando es necesario realizar tareas de mantenimiento en tramos de tuberías, los operarios bloquean la sección más pequeña posible de la tubería y la despresurizan venteando el gas natural a la atmósfera. En el caso de una tubería de alta presión y gran diámetro, el volumen de gas venteado puede ser significativo. Por ejemplo, por cada kilómetro de una tubería de 48" a 60 bares, se ventean 78.000 metros cúbicos de gas. Cuando sea razonablemente posible, los operadores de gasoductos pueden reducir la presión del gas bloqueando una sección de la tubería afectada y permitiendo a los clientes retirar

el gas antes de vaciarlo. Para las actividades de mantenimiento en gasoductos de alta presión y gran diámetro, los operadores también pueden reducir el venteo utilizando un compresor móvil para retirar el gas de la sección del gasoducto que se va a ventear y volver a comprimirlo en una sección cercana. Esto se conoce como método de recompresión.

Resultado: Algunos compresores portátiles pueden bajar la presión de la línea a 0 bar, reduciendo las emisiones venteadas en un porcentaje muy cercano al 100%. En 2018, Teréga utilizó el método de recompresión cuatro veces y ahorró 57.000 sm³ de gas natural que, de otro modo, se habrían liberado a la atmósfera. En 2018, Snam utilizó trece intervenciones con compresores móviles, ahorrando 5.360.000 sm³ de gas. En 2019, Snam ahorró 3.380.000 sm³ de gas utilizando compresores móviles (ocho intervenciones). GRTgaz utiliza una combinación de tres técnicas: reducir la presión del gasoducto mediante el consumo de gas, utilizar un compresor móvil y, ocasionalmente, si es demasiado costoso en tiempo y energía recomprimir la pequeña cantidad de gas restante en el gasoducto, quemando en antorcha. En 2018 y 2019, GRTgaz ahorró el 90% del gas que, de otro modo, se habría venteado, lo que representa ocho millones de sm³ en 2018 y cinco millones de sm³ en 2019, con un 40% de la reducción debida al consumo, un 45% a la recompresión y un 5% a la quema en antorcha.

Costes: Los costes de recomprimir el gas con un compresor móvil dependen del volumen de gas recomprimido y de la duración del proceso. El coste medio del uso de un compresor es de unos 70.000 €. Como este proceso lleva tiempo, a menudo varios días, no es adecuado para todas las situaciones.

Aprendizaje: Usar el bombeo para reducir la presión en una tubería antes de realizar el mantenimiento y las reparaciones es una forma eficaz de reducir las emisiones.

Bibliografía/Fuente: Información proporcionada por Snam, Teréga y GRTgaz.

Caso de estudio 2: Recuperación de gas de purga en estaciones de compresión mediante compresores permanentes (transporte y almacenamiento)

Caso de estudio: Snam opera una amplia red de gasoductos que incluye instalaciones de almacenamiento. Han introducido una práctica que reduce el venteo para el mantenimiento mediante el uso de un compresor permanente para entregar el gas que, de otro modo, podría ser venteado en un sistema de alta presión.



Descripción de medidas: Cuando los compresores o las tuberías de las estaciones de compresión se ponen fuera de servicio por motivos operativos o de mantenimiento, el gas se despresuriza por venteo. Esta emisión puede evitarse dirigiendo el gas a un sistema de baja presión conectado o cercano, o utilizando un compresor eléctrico para redirigir el gas.



Resultado: Cuando es razonablemente posible, Snam instala compresores eléctricos en las estaciones de compresión para desviar la mayor parte del gas que, de otro modo, se vaciaría durante la purga a un tanque de almacenamiento temporal en una red de alta presión. Esto reduce el venteo a unos pocos bares de presión de gas. La reducción del gas venteado es de aproximadamente un 90% en cada intervención. En 2018, el volumen de gas natural ahorrado al evitar el venteo fue de unos 260.000 m³, y en 2019 el gas ahorrado fue de unos 229.000 m³. Los costes y el volumen de gas ahorrado dependen de las condiciones de funcionamiento (el ahorro típico de gas es de unos 30-50.000 m³ al año por instalación).

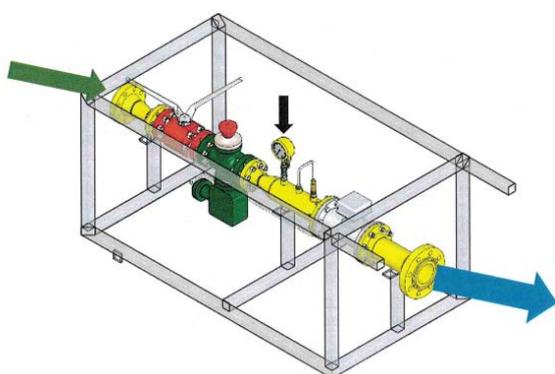
Coste: Hasta unos dos millones de euros.

Aprendizaje: Esta es una forma eficaz de reducir las emisiones. Sin embargo, el coste es elevado y esta medida se aprueba principalmente por razones medioambientales, más que por el coste del gas ahorrado. Las reducciones de las emisiones de metano son específicas de cada lugar y dependen de la presión de funcionamiento de los compresores o las tuberías que se purgan. La idoneidad de esta medida podría ser limitada debido a la superficie necesaria para la instalación del compresor y al coste, que podría ser significativo en comparación con el valor del gas natural ahorrado.

Bibliografía/Fuente: Información proporcionada por Snam.

Caso de estudio 3: Quema en antorchas en lugar de ventear durante el mantenimiento (transporte)

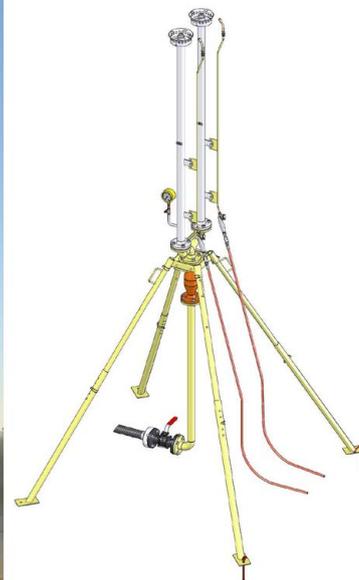
Caso de estudio: Mejores prácticas de quema de gas en antorchas de Teréga.



Descripción de medidas: Teréga, una empresa que opera un sistema de transporte, realiza regularmente trabajos que requieren el venteo de gas de los gasoductos. Si el gas no puede trasladarse a otro sistema presurizado, o si queda gas en un gasoducto tras una recompresión, la quema en antorcha reduce el impacto de los gases de efecto invernadero del gas venteado al convertir el metano en dióxido de carbono.

Teréga ha realizado varias pruebas para adquirir experiencia en la quema en antorcha. La quema en antorcha es ruidosa y produce una llama de varios metros de altura, por lo que sólo podría utilizarse para pequeños volúmenes de gas durante un corto periodo de tiempo, normalmente menos de dos horas.

El sistema de quema móvil está compuesto por tuberías flexibles para conectarse a la red de gas, una línea de reducción de presión (que expande el gas a 8 bar y permite la quema de 2.800 sm³ de gas por hora) y la propia antorcha.



Resultado: En 2018, la antorcha móvil de Teréga se utilizó tres veces. La cantidad total de gas quemado fue de 39.800 sm³, lo que equivale a aproximadamente 900 toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Coste: No reportado.

Aprendizaje: Otros métodos de recompresión y purga están limitados por una presión técnica mínima (presión de entrega para los clientes, presión de aspiración para la recompresión, etc.). Por tanto, queda gas en la tubería que puede liberarse a la atmósfera. Las pruebas confirmaron que la quema en antorcha era una forma de ayudar a Teréga a reducir su huella de carbono, y en 2018 Teréga invirtió en una antorcha móvil.

Bibliografía/Fuente: Information provided by Teréga.

Caso de estudio 4: Hot tapping para conexiones de gasoductos (transporte)

Caso de estudio: Snam opera una amplia red de gasoductos de transporte y utiliza hot tapping para evitar la necesidad de purgar el gas cuando se realizan nuevas conexiones a un gasoducto.



Descripción de medidas: A menudo es necesario realizar nuevas conexiones a las tuberías para ampliar o modificar la red de transporte existente. Históricamente, esto requería cerrar una parte de la red y liberar gas a la atmósfera. Este procedimiento, denominado interconexión por cierre, provoca emisiones de metano y pérdidas de gas natural. El hot tapping es un procedimiento alternativo que realiza una nueva conexión de la tubería mientras ésta sigue en servicio. La derivación en caliente consiste en colocar una conexión y una válvula en el exterior de la tubería antes de cortar la pared de la tubería dentro de la derivación. Así se evita la pérdida de gas natural y las emisiones de metano y se evitan alteraciones a los clientes.

Resultado: Snam aplica técnicas de hot tapping donde sea razonablemente posible, especialmente cuando hay un gran número de clientes conectados.

En 2018, seis procedimientos de hot tapping ahorraron 1.700.000 sm³ de gas (14% de reducción de las emisiones ventiladas). En 2019, el hot tapping ahorró 1.030.000 sm³ de gas.

Coste: El coste medio total de cada procedimiento, incluidos los costes laborales, es de 70.000 €.

Aprendizaje: Aunque esta técnica se aplica ampliamente y se considera una práctica común en la industria del petróleo y el gas, cada hot tap debe evaluarse individualmente. Se deben utilizar procedimientos de soldadura específicos para garantizar un proceso seguro.

Bibliografía/Fuente: Información proporcionada por Snam.

Caso de estudio 5: Monitorización de instalaciones de almacenamiento subterráneo (almacenamiento subterráneo)

Caso de estudio: Implementar un "sistema de gestión de la integridad del pozo" y medidas de mitigación.

Descripción de medidas: El sistema de gestión de la integridad del pozo se basa en el principio de las dos barreras, que implica que deben garantizarse dos barreras (entre el gas dentro del pozo y el exterior del pozo) en todas las etapas del ciclo de vida del pozo. Este sistema de gestión tiene en cuenta normas internacionales como NORSOK D-010 6, ISO 165307, EN19188, API RP 11719. El objetivo principal de la gestión de la integridad de los pozos es la seguridad, pero también la prevención de las emisiones de metano. El sistema de gestión define roles y responsabilidades, estándares y políticas, y prácticas y procedimientos para operar pozos de manera segura y minimizar el riesgo para el medio ambiente.



Prácticas incluidas:

- **Mejora de la monitorización;**
- **Gestión de riesgos;**
- **Mantenimiento del pozo;**

- **Programas LDAR en la cabeza del pozo.**

Resultado: Los procesos involucrados en el monitorización y revisión de la integridad del pozo y la detección mejorada de emisiones de metano incluyen los siguientes.

- **Uso de sistemas de monitorización** de presión para detectar problemas de fondo de pozo de manera temprana.
- **Optimización de la frecuencia del mantenimiento** de los equipos de pozos para tener en cuenta la corrosión.
- **Monitorización frecuente** de emisiones de equipos a nivel de suelo.
- **Definición de indicadores clave** (medidas para evaluar el rendimiento).
- **Compilar todos los registros disponibles** relevantes para la integridad mecánica del pozo.
- **Prueba de la integridad** del pozo.
- **Elaborar planes** de gestión de riesgos por escrito.
- **Establecimiento** de presiones operativas seguras para tuberías y revestimientos existentes.
- **Evaluar el riesgo antes de trabajar** en pozos, o taponar y abandonar pozos, y tener en cuenta los pozos viejos que ya no se utilizan.

Coste: El coste de implementar un sistema de gestión de la integridad del pozo con soporte externo es de 100.000 € a 500.000 €.

Aprendizaje: Se cree que muchos de estos pasos de control son capaces de identificar problemas incipientes, por lo que pueden evitar el venteo e incluso prevenir fallos catastróficos. Muchos operadores ya aplican estas prácticas de gestión de riesgos en sus operaciones. **Bibliografía/Fuente:** Information provided by Enagás, Snam and Teréga.

Bibliografía/Fuente: Información proporcionada por Enagás, Snam y Teréga.

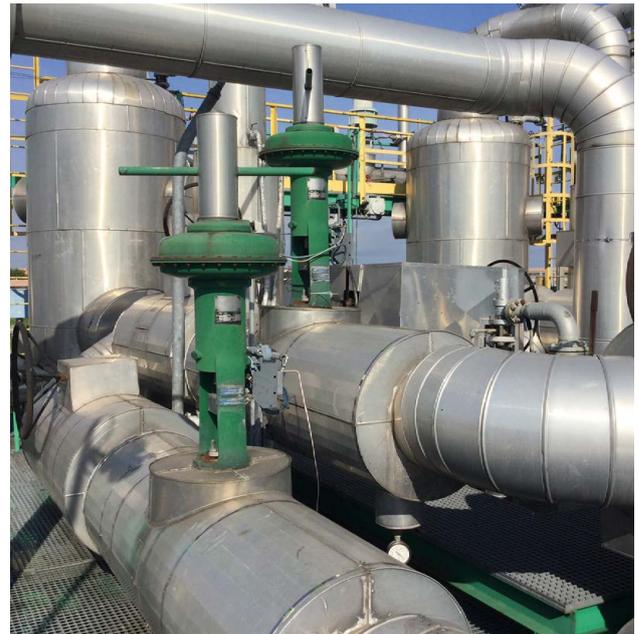
Caso de estudio 6: Minimizar las emisiones de los deshidratadores mediante el uso de compresión de vapor y separación a baja temperatura para eliminar el agua (almacenamiento subterráneo)

Caso de estudio: Una forma alternativa de eliminar el agua del gas extraído de una instalación de almacenamiento subterráneo es utilizar un proceso de eliminación de condensado en lugar de deshidratadores de glicol. La refrigeración por compresión de vapor o un separador de baja temperatura (proceso LTS) condensa los líquidos y el agua en gas natural y los elimina de la corriente de gas.

Descripción de medidas: Hay dos formas de enfriar la corriente de gas que se extrae de una instalación subterránea. La primera es un proceso de refrigeración por compresión de vapor que utiliza un refrigerante en circulación como el propano. El propano ingresa al compresor de refrigerante en forma de vapor. El vapor se comprime y sale del compresor sobrecalentado. El vapor sobrecalentado se condensa en un líquido y el líquido se expande rápidamente, provocando evaporación instantánea y autorefrigeración. La mezcla fría de propano líquido-vapor se envía a un intercambiador de calor donde se extrae el calor del gas natural y el refrigerante se vaporiza por completo. El gas enfriado con agua condensada pasa a través de un separador o "eliminador de agua" que elimina el agua del gas natural.

El segundo método es un proceso de separación de baja temperatura que utiliza una válvula Joule-Thomson (J-T) (imagen). El proceso está diseñado para forzar la corriente de gas a través de la válvula J-T, donde la corriente de gas cae en presión y temperatura. Después de la válvula J-T, la corriente

de gas enfriado con agua condensada fluye a través de un separador de baja temperatura que elimina el agua condensada del gas. Este proceso requiere una gran diferencia de presión entre la entrada a la válvula J-T y la salida al resto del sistema de gas.



Resultado: La técnica LTS solo se aplica en plantas donde hay una diferencia significativa de presión entre los pozos de almacenamiento y la tubería (por ejemplo, un pozo de 120 bar y una tubería de 20 bar). Siempre que sea razonablemente posible, Snam utiliza un sistema de refrigeración con propano o un proceso de separación de baja temperatura, en lugar de deshidratadores de glicol. Se estima que el ahorro de emisiones de metano, en comparación con el uso de deshidratadores de glicol, es de aproximadamente 10.000 sm³ por año por pozo de almacenamiento.

Coste: No reportado.

Aprendizaje: Este enfoque se utiliza mejor en la fase de diseño.

Bibliografía/Fuente: Información proporcionada por Snam.

Caso de estudio 7: Minimizar las emisiones durante la fase de diseño de terminales de GNL y sistemas de carga de camiones de GNL (terminales de GNL)

Caso de estudio: Enagás utilizó las mejores prácticas para minimizar las emisiones en tres plantas de regasificación de GNL.



Descripción de medidas: Enagás clasifica las emisiones de metano en tres categorías: emisiones fugitivas, emisiones por venteo y combustión incompleta (methane slip). Dependiendo del tipo de emisión y equipo involucrado, se aplican medidas de mitigación específicas en las terminales de GNL.

• Mitigación de emisiones fugitivas

Desde 2020, los programas LDAR se realizan anualmente en todas las terminales de GNL que Enagás opera en España (Barcelona, Cartagena, Huelva). Durante los programas LDAR, las emisiones fugitivas se reparan de dos formas:

1) Reparaciones paralelas: reparaciones realizadas al mismo tiempo que las actividades de

detección y medición (por ejemplo, reapriete de conexiones y ajustes rápidos).

2) Reparaciones planificadas: reparaciones realizadas después de la detección, que no pudieron repararse en ese momento y están incluidas en un plan de mantenimiento. Estas reparaciones generalmente se llevan a cabo antes de fin de año, a menos que se requieran trabajos importantes.

Enagás utiliza un detector portátil (point sensor) en el funcionamiento diario de los terminales de GNL, durante las puestas en marcha y durante el mantenimiento.

• Mitigación de emisiones por venteo

Enagás aplica una gran variedad de mitigaciones desde la fase de diseño (eliminando los dispositivos neumáticos alimentados por gas), hasta la optimización de la presión del tanque, monitorización de junta del vástago de varillas (en el compresor de BOG), intercambio de vapor de carga de camiones de GNL, mangueras de purga y brazos de GNL con nitrógeno previo a la desconexión y desconexión en seco de los acoplamientos (imagen) en las instalaciones de carga de camiones de GNL, y al uso de hot taps..

• Reducción del venteo de BOG

Durante la fase de diseño de sus tres terminales de GNL, Enagás implementó unidades de recuperación de BOG para recuperar, comprimir y enviar el BOG al recondensador para convertirlo en GNL. En 2015, Enagás instaló compresores BOG de alta presión (imagen) para inyectar BOG no recuperable a la red durante las operaciones de carga y descarga y los modos de emisión cero o baja.



Resultado: Desde 2013, las emisiones totales de metano se han reducido en un 89%, las emisiones fugitivas han disminuido en un 55% y las emisiones por venteo en un 98%.

Coste: El coste de los proyectos LDAR en cada terminal de GNL ronda los 15.000 € al año. Los costes de los equipos necesarios para los últimos proyectos de mitigación en las terminales de GNL de Enagás son de 7 a 10 millones de euros por cada compresor BOG de alta presión y una media de 20.000 € por los acoplamientos de desconexión en seco en cada instalación de carga de camiones de GNL.

Aprendizaje: En las terminales de GNL, donde los equipos operan bajo grandes variaciones de temperatura, contar con programas LDAR anuales es la principal medida de mitigación para reducir las emisiones fugitivas. Las medidas de mitigación para reducir el venteo y recuperar BOG son formas efectivas de reducir las emisiones.

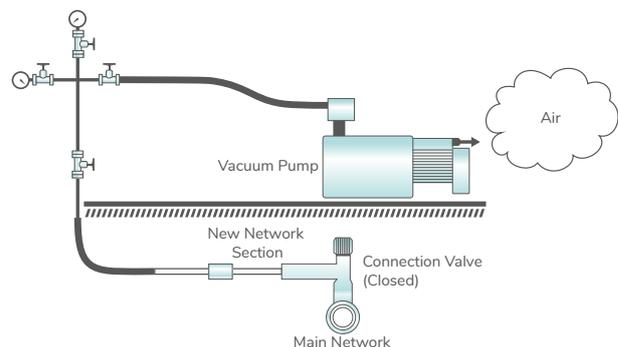
Bibliografía/Fuente: Información proporcionada por Enagás.

Caso de estudio 8: Puesta en marcha con bombas de vacío (distribución)

Case study: NEDGIA (una empresa distribuidora de gas en España) estableció una práctica para la puesta en marcha de redes mediante bombas de vacío. Esto evita la necesidad de "purgar" el gas natural a la atmósfera para eliminar el aire en las nuevas secciones de tubería antes de ponerlas en servicio.

Descripción de medidas: La construcción y puesta en marcha de una nueva sección de red genera emisiones de metano durante el proceso de purga antes de presurizar el nuevo tramo con gas.

Una vez finalizada con éxito la prueba de estanqueidad de una nueva sección de la red, pero antes de la puesta en marcha, se purga el aire interior mediante una bomba de vacío, que extrae el aire de la nueva sección. Después, la sección se presuriza con gas sin que se libere ningún gas.



Resultado: Como resultado de esta práctica, no se libera metano a la atmósfera cuando se pone en marcha una nueva sección de la tubería principal.

Costes: Los costes son bajos, y sólo corresponden al coste de la compra de las bombas de vacío y a los costes de mano de obra del operario.

Aprendizaje: Las nuevas secciones de la red principal de gasoductos pueden ponerse en marcha sin liberar metano a la atmósfera. Se produce un importante ahorro en el volumen de gas natural que, de otro modo, se habría ventado durante un proceso de purga.

Bibliografía/Fuente: Presentación 'Best Practices for Network Commissioning' de NEDGIA.

Caso de estudio 9: Evitar las emisiones causadas por daños de terceros (distribución)

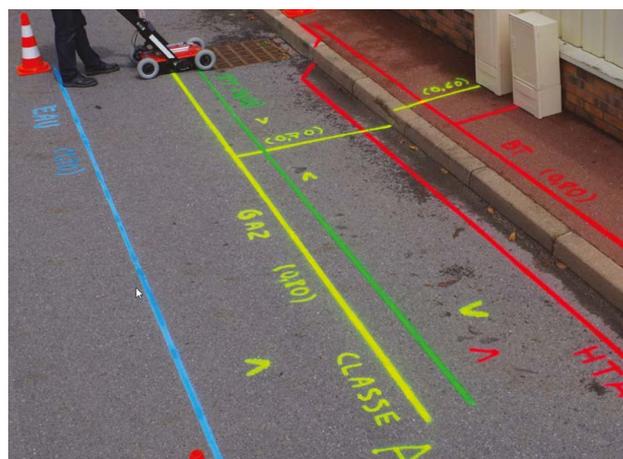
Caso de estudio: Gaz Réseau Distribution France (GRDF) toma acciones preventivas para evitar las emisiones de metano causadas por daños a terceros (TPD).



Descripción de medidas: La red de distribución y las líneas de servicio de GRDF pueden resultar dañadas como consecuencia de obras no relacionadas en las proximidades. Aproximadamente un tercio de las emisiones de metano de GRDF cada año están relacionadas con daños de terceros. Desde hace varios años, GRDF ha puesto en marcha un plan para reducir los daños a terceros. Las principales acciones del plan son las siguientes.

- **Implementar análisis y comentarios después de que ocurra un daño de terceros.**
- **Mejorar la precisión de los mapas y las ubicaciones geográficas de la red.**
- **Crear asociaciones** con partes interesadas relevantes, como la federación nacional de obras civiles (Fédération Nationale des Travaux Publics - FNTP) o las autoridades locales.
- **Sensibilizar al público sobre** el riesgo de daños de terceros.

- **Mejorar los criterios** para elegir contratistas externos para evitar daños de primera y segunda parte y, en ocasiones, utilizar motores de aspiración en lugar de palas mecánicas.
- **Seguimiento de empresas responsables de daños recurrentes.**
- **Letreros para informar a terceros sobre la presencia de instalaciones de gas.**
- **Definición de indicadores clave para evaluar el desempeño interno.**
- **Reducir el impacto de las emisiones de metano relacionadas** con daños en una línea de servicio mediante el uso de dispositivos de protección que detienen automáticamente el caudal de gas.



Resultado: Desde 2008, como resultado de las acciones conjuntas implementadas por GRDF y las partes interesadas, el número de incidentes de daños de terceros en las redes de distribución y líneas de servicios se ha reducido en un 50%, mientras que el número de emplazamientos alrededor de las redes de gas aumentó significativamente. El número de incidentes de TPD disminuyó a menos de 3000 en 2019.

Se ha formado a unos 18.000 empleados de las autoridades locales y 56.000 empleados de empresas de obra civil.

Costes: No reportado.

Aprendizaje: GRDF se enfrenta a un aumento continuo de obras civiles en torno a la red de gas. Aunque el ratio de rendimiento interno "número de TPD/número de declaraciones de obra" disminuyó significativamente como resultado de las acciones de GRDF, el valor absoluto de TPD se mantuvo constante. GRDF prosigue sus acciones en TPD, especialmente en servicios que representan el 80% de la TPD global.

Bibliografía/Fuente: Información proporcionada por GRDF.

Caso de estudio 10: Instalación de válvulas de exceso de flujo en las líneas de servicio (distribución)

Caso de estudio: GRDF instala válvulas de exceso de flujo en las líneas de servicio de polietileno (PE) existentes. Estas reducen las emisiones cuando las líneas de servicio están dañadas.

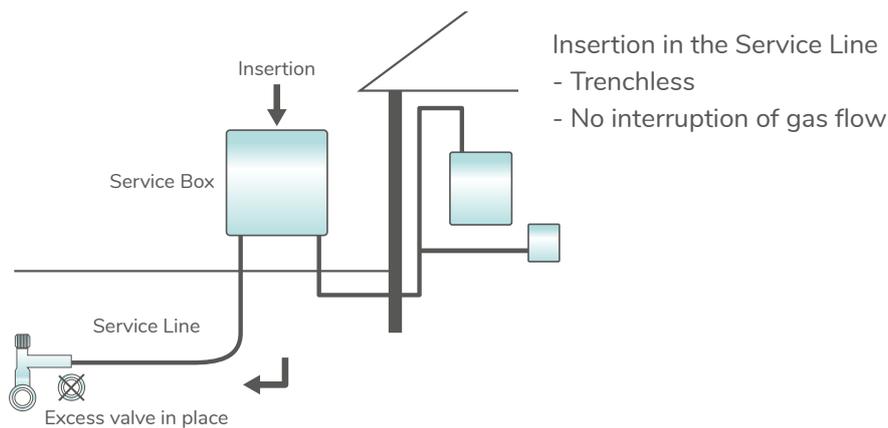
Descripción de medidas: Cuando se daña una línea de servicio, cuanto más rápido se corta el flujo de gas, menores son las emisiones. Un corte automático es más rápido que enviar a un técnico para responder a la emergencia. GRDF instala dispositivos automáticos de corte de flujo en sus líneas de servicio de PE para detener el caudal cuando ocurren daños. Desde 2000, todas las nuevas líneas de servicio están equipadas con estos dispositivos. GRDF también ha realizado una campaña para modernizar los dispositivos en las líneas existentes. Esto no requiere una zanja y el flujo de gas no se interrumpe. GRDF selecciona las áreas con mayor probabilidad de daños para las primeras adaptaciones.

GRDF se centró inicialmente en las áreas de la red que se beneficiarían más. Por ejemplo, GRDF eligió áreas que se sabe que están particularmente expuestas a actos maliciosos como vandalismo, áreas urbanas con una alta densidad de sitios de construcción y áreas con una alta población.

Excess flow valve for existing service lines in polyethylene



Resultado: En 2019, estos dispositivos detuvieron el caudal de gas en el 14% de los casos de daños a la red. Esto evitó importantes emisiones de metano, ya que los daños a la red representan el 30% de las emisiones totales de metano de GRDF.



Coste: No reportado.

Aprendizaje: GRDF continúa aumentando sus inversiones en la modernización de la red y se enfoca en tipos específicos de red para mejorar la seguridad al agregar 10.000 nuevas válvulas de exceso de flujo a las líneas de servicio existentes cada año, con el objetivo de aumentar a 20.000 por año para 2023.

Bibliografía/Fuente: Información proporcionada por GRDF.

Lista de Verificación

La siguiente lista de verificación permite al operador evaluar el progreso en la reducción de emisiones en transporte, almacenamiento, terminales de GNL y distribución. Un operador puede optar por implementar estas actividades y medidas en todas las instalaciones o comenzar solo con un área seleccionada.

Lista de Verificación		Completado	Porcentaje de instalaciones involucradas
Actividades generales	✓ Mantener un inventario preciso de todas las fuentes de emisión		
	✓ Prevenir las emisiones cuando sea posible		
	✓ Reducir las emisiones que no se puedan evitar		
	✓ Identificar y reparar los equipos que no funcionen adecuadamente		
	✓ Realizar un seguimiento de las emisiones y actividades de mitigación		
Medidas de mitigación específicas	✓ Evaluar las fuentes de compresores para reducir las emisiones (transporte, almacenamiento, terminales de GNL)		
	✓ Evaluar los dispositivos neumáticos a gas para reducir las emisiones		
	✓ Evaluar la carga de camiones de GNL para reducir las emisiones (terminales de GNL)		
	✓ Implementar el mantenimiento de las tuberías para reducir las emisiones (transporte, distribución)		
	✓ Implementar programas de prevención de daños (transporte, distribución)		
	✓ Implementar la supervisión del sistema de almacenamiento (almacenamiento subterráneo)		

Lista de Verificación	Completado	Porcentaje de instalaciones involucradas
Specific mitigation measures	<input checked="" type="checkbox"/> Implementar programas de detección y reparación de fugas (LDAR) para las emisiones de los equipos de superficie	
	<input checked="" type="checkbox"/> Evaluar el uso de la energía en motores, turbinas y calderas	
	<input checked="" type="checkbox"/> Evaluar las prácticas de combustión en antorcha para minimizarlas	
	<input checked="" type="checkbox"/> Evaluar las emisiones durante la construcción	
	<input checked="" type="checkbox"/> Evaluar la mejora continua en la gestión del metano	

Bibliografía

1. RA Alvarez, D Zavala-Araiza, DR Lyon, DT Allen, ZR Barkley, AR Brandt, KJ Davis, SC Herndon, DJ Jacob, A Karion, EA Kort, BK Lamb, T Lauvaux, JD Maasakkers, AJ Marchese, M Omara, SW Pacala, J Peischl, AL Robinson, PB Shepson, C Sweeney, A Townsend-Small, SC Wofsy, y SP Hamburg, 'Assessment of Methane Emissions from the US Oil and Gas Supply Chain', Science DOI: 10.1126/science.aar7204 (2018)
2. Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2018 and inventory report 2020, submission to the UNFCCC Secretariat, European Environmental Agency, 27 de mayo de 2020
3. National Academies of Science, Engineering and Medicine (NASEM), 'Improving Characterization of Anthropogenic Methane Emissions in the United States', National Academy Press, Washington DC, 2018
4. Methane Guiding Principles, Best Practices Guides (2020), disponible en: methaneguidingprinciples.org/best-practice-guides/
5. Norma europea EN 1473: 'Installation and equipment for liquefied natural gas — Design of onshore installations', 2007. También adoptado por British Standard BS EN 1473:2007
6. NORSOK D-010, 'Well integrity in drilling and well operations', rev 4, 2013
7. ISO 16530-1:2017, Petroleum and natural gas industries — Well integrity — Part 1: Life cycle governance, International Organization for Standardization, 2017
8. British Standard and European Standard BS EN 1918-3:2016, gas infrastructure, underground gas storage, 'Functional recommendations for storage in solution-mined salt caverns', 2016
9. American Petroleum Institute Recommended Practice 1171, 'Functional Integrity of Natural Gas Storage in Depleted Hydrocarbon Reservoirs and Aquifer Reservoirs', septiembre de 2015



METHANE
GUIDING
PRINCIPLES