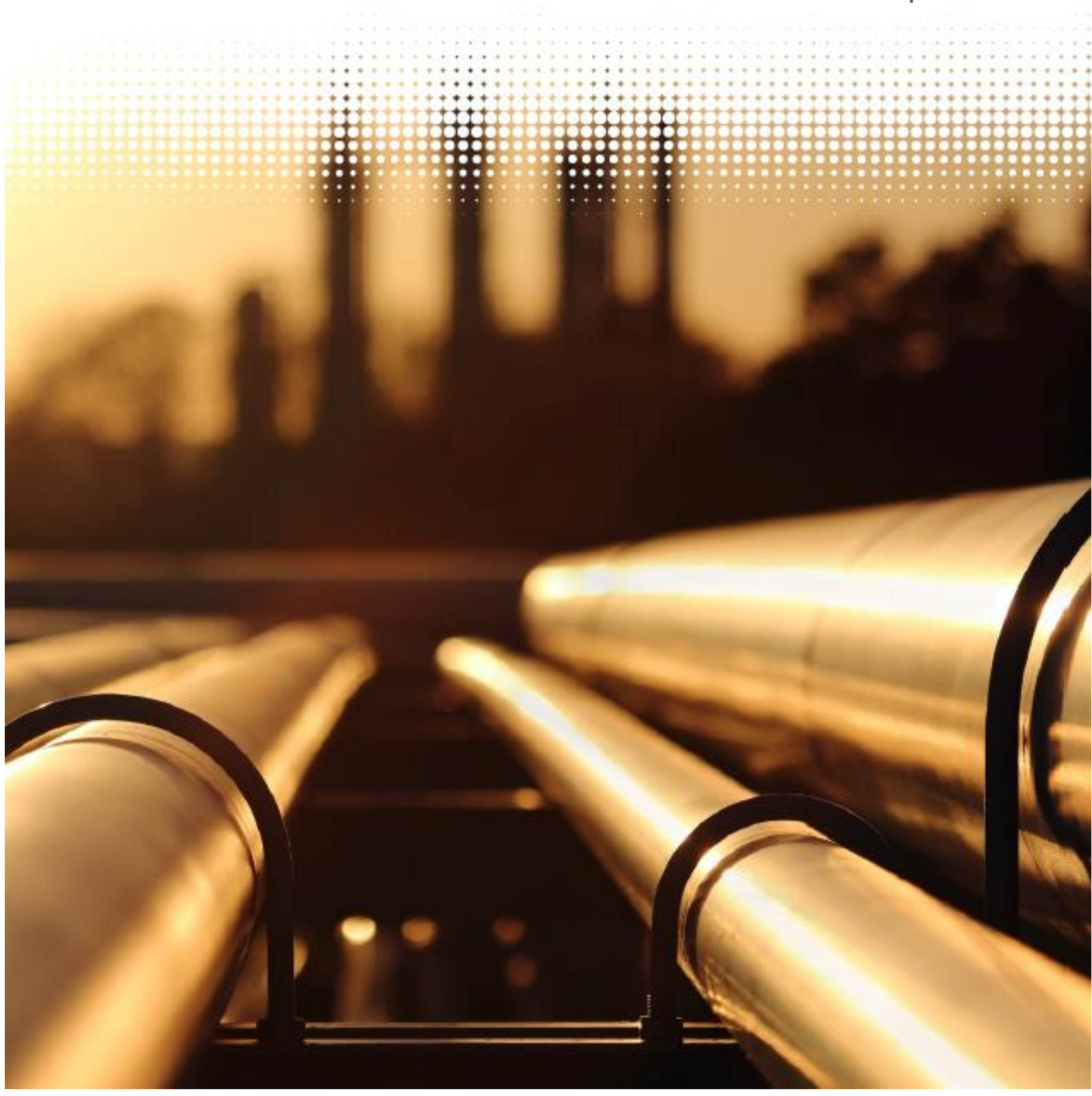




METHANE
GUIDING
PRINCIPLES

Réduire les émissions de méthane : Guide des bonnes pratiques Transport, stockage, terminaux GNL et distribution

Septembre 2020



Clause de non-responsabilité

Ce document a été élaboré par le partenariat Methane Guiding Principles. Le Guide propose un récapitulatif des mesures de réduction connues, des coûts et des technologies disponibles à la date de publication, mais ces données sont susceptibles d'être modifiées ou améliorées au fil du temps. Les informations contenues sont exactes au meilleur des connaissances des auteurs, mais ne reflètent pas nécessairement les opinions ou les positions de tous les Signataires ou Organisations soutenant le partenariat Methane Guiding Principles, et les lecteurs devront procéder à leur propre évaluation des informations fournies. Aucune garantie n'est consentie aux lecteurs concernant l'exhaustivité ou l'exactitude des informations contenues dans ce Guide par SLR International Corporation et ses contractants, le partenariat Methane Guiding Principles ou ses Signataires ou Organisations de soutien.

Ce Guide décrit les mesures qu'une organisation peut prendre pour une meilleure gestion des émissions de méthane. Les mesures ou recommandations ne sont pas obligatoires ; elles constituent simplement un moyen efficace de contribuer à une meilleure gestion des émissions de méthane. D'autres approches peuvent être aussi efficaces, ou plus efficaces dans certaines situations. Le choix du lecteur dépendra souvent des circonstances, des risques spécifiques à maîtriser et du régime juridique applicable.

Sommaire

Glossaire.....	2
Résumé.....	4
Introduction	5
Mesures de réduction.....	7
Études de cas.....	11
Checklist	23
Références.....	25

Glossaire

Purge sous pression

Extraction ou dépressurisation du gaz naturel d'un pipeline ou d'une cuve sous pression. Le gaz peut être libéré dans l'atmosphère de manière directe ou par le biais de systèmes de contrôle.

Distribution

Partie en aval de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel comprenant les canalisations principales, les conduites de service et les compteurs des clients. Ce segment comprend les conduites aériennes et souterraines ainsi que les autres équipements nécessaires à la fourniture de gaz aux clients.

Réseaux de distribution

Pipelines, dans les systèmes de distribution, qui transportent le gaz des postes d'entrée aux conduites de service des clients.

Piquage en charge

Méthode permettant de réaliser un nouveau raccordement à un pipeline ou un réservoir sous pression existant sans qu'il soit nécessaire d'interrompre l'utilisation ni de vider le réservoir ou le pipeline.

Inventaire

Registre de toutes les sources d'émissions connues et des taux d'émission. Un inventaire présente un résumé des émissions sur une période donnée.

Fuites

Émissions involontaires des équipements sous pression utilisés dans l'industrie du gaz naturel. Les fuites sont généralement dues à des défauts ou à l'usure normale des joints d'étanchéité, tels que les joints de bride, les raccords vissés, les garnitures de tige de soupape, les joints des soupapes de détente ou les soupapes ouvertes mal installées. Elles peuvent également provenir de la paroi d'une cuve ou d'un pipeline sous pression, en raison de la corrosion ou de dommages. Les fuites sont aussi parfois désignées par « émissions fugitives ».

GNL

Gaz naturel liquéfié.

Perte de méthane

Situation dans laquelle la combustion du gaz naturel (principalement du méthane) utilisé comme combustible n'est pas complète et entraîne la libération d'une partie du méthane sous forme de gaz non brûlé

Baisse de pression

Processus par lequel un compresseur est utilisé pour extraire le gaz naturel sous pression hors d'un pipeline ou d'une cuve, en le pompant dans un autre système de gaz naturel sous pression.

Purge

Processus par lequel l'air est extrait hors des équipements ou des conduites qui ont été ouverts à l'atmosphère, avant de les remettre en service.

Conduites de service

Petites conduites qui acheminent le gaz des canalisations principales de distribution vers les clients individuels, comme les résidences et les entreprises.

sm³ (également scm)

Mètre cube standard. Dans le cadre du système SI, le scm est défini comme la quantité de gaz contenue dans un mètre cube à une température de 15 °C et une pression de 1,000 atm.

Obturation en charge

Joint, bouchon ou embout provisoire. Les obturations en charge sont utilisées pour réparer les pipelines, ou pour isoler (couper) une section de pipeline non équipée d'une soupape d'arrêt.

Stockage

Partie de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel chargée d'entreposer le gaz naturel à utiliser en cas de forte demande. Les installations de stockage comprennent divers types de stockage souterrain (réservoirs de gaz épuisés, formations salines, aquifères), ainsi que des installations de surface telles que le stockage de GNL.

Chaîne (de valeur) d'approvisionnement

Réseau d'équipements et de pipelines qui permet au gaz naturel produit d'atteindre les clients. La chaîne d'approvisionnement comprend la production, la collecte, le traitement du gaz, le transport, le stockage et la distribution.

Domages du fait de tiers

Tout dommage accidentel causé à un pipeline de gaz naturel à la suite d'activités non associées au pipeline. Il peut s'agir de fouilles ou d'autres travaux privés ou publics non liés à l'approvisionnement en gaz naturel (par exemple, des travaux sur les canalisations d'eau). Cette situation est différente de celle des dommages du fait de la première partie et de la deuxième partie, qui sont causés par les employés du pipeline ou par leurs sous-traitants directs.

Transport

Partie Midstream de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel qui contient les compresseurs ainsi que les grands pipelines sous pression qui transportent le gaz naturel depuis les champs de production, des points d'entrée au système (tels que les points de raccordement internationaux et les terminaux de regazéification du GNL), ou des installations de traitement du gaz naturel aux clients industriels, aux systèmes de distribution ou aux installations de stockage.

UGS

Stockage souterrain de gaz (underground gas storage)

Mise à l'évent

Évacuation de gaz consistant en une simple libération dans l'atmosphère du gaz provenant d'un processus ou d'une activité.

Résumé



Les émissions de méthane dans la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel proviennent de la mise à l'évent, des émissions fugitives et de la combustion incomplète (pertes de méthane). Les bonnes pratiques destinées à réduire ou éliminer les émissions provenant de ces sources sont décrites dans des guides élaborés par les signataires des Methane Guiding Principles (MGP). Toutefois, les caractéristiques techniques et économiques de ces bonnes pratiques peuvent varier selon les caractéristiques du segment de la chaîne d'approvisionnement dans laquelle la pratique est appliquée.

Ce guide décrit les pratiques de réduction des émissions de méthane (mesures de réduction) des segments de la chaîne d'approvisionnement que sont le transport et le stockage du gaz naturel, les terminaux GNL et la distribution. Ce guide ne traite pas des mesures de réduction des émissions provenant du segment situé en aval du compteur du client, ni de la liquéfaction du GNL et des émissions liées au transport du GNL.

En raison du grand nombre de mesures de réduction applicables dans le transport, le stockage, les terminaux GNL et la distribution, certaines pratiques décrites en détail dans d'autres guides sont brièvement résumées dans le présent guide et accompagnées de liens vers les guides originaux. Les mesures de réduction qui sont propres au transport, au stockage, aux terminaux de GNL et à la distribution, ou qui présentent des caractéristiques techniques ou économiques différentes des mesures prises dans d'autres parties de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel sont décrites plus en détail dans les études de cas figurant à la fin de ce guide.

Bonnes pratiques de réduction des émissions de méthane dans le transport, le stockage, les terminaux GNL et la distribution

- ✓ Tenir un inventaire précis des émissions résultant de toutes les sources
- ✓ Prévenir les émissions dans la mesure du possible
- ✓ Réduire les émissions impossibles à éviter
- ✓ Identifier et réparer les équipements qui ne fonctionnent pas correctement
- ✓ Suivre les émissions et les activités de réduction

Introduction

Les chaînes d'approvisionnement en gaz naturel partent des têtes de puits et s'étendent jusqu'aux clients résidentiels, industriels et commerciaux. La Figure 1 illustre les parties de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel qui font l'objet du présent document. Ce guide n'explore pas les options de réduction des émissions provenant :

- **De la partie située en aval du compteur du client**
- **De la liquéfaction du GNL**
- **Du transport du GNL**

Les sources d'émission de méthane dans les segments du transport, du stockage, des terminaux GNL et de la distribution de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel proviennent de diverses sources, dont la mise à l'évent, les émissions fugitives et la combustion incomplète (pertes de méthane). De récentes études suggèrent que le transport et le stockage sont responsables d'environ 14 % des émissions de méthane provenant des chaînes d'approvisionnement en gaz naturel aux États-Unis, et de 23 % des émissions provenant des chaînes d'approvisionnement en gaz naturel en Europe. On estime que la distribution représente 3 % des émissions aux États-Unis et 59 % en Europe.^{1,2} Les informations sur la contribution nette des opérations de GNL sont limitées.

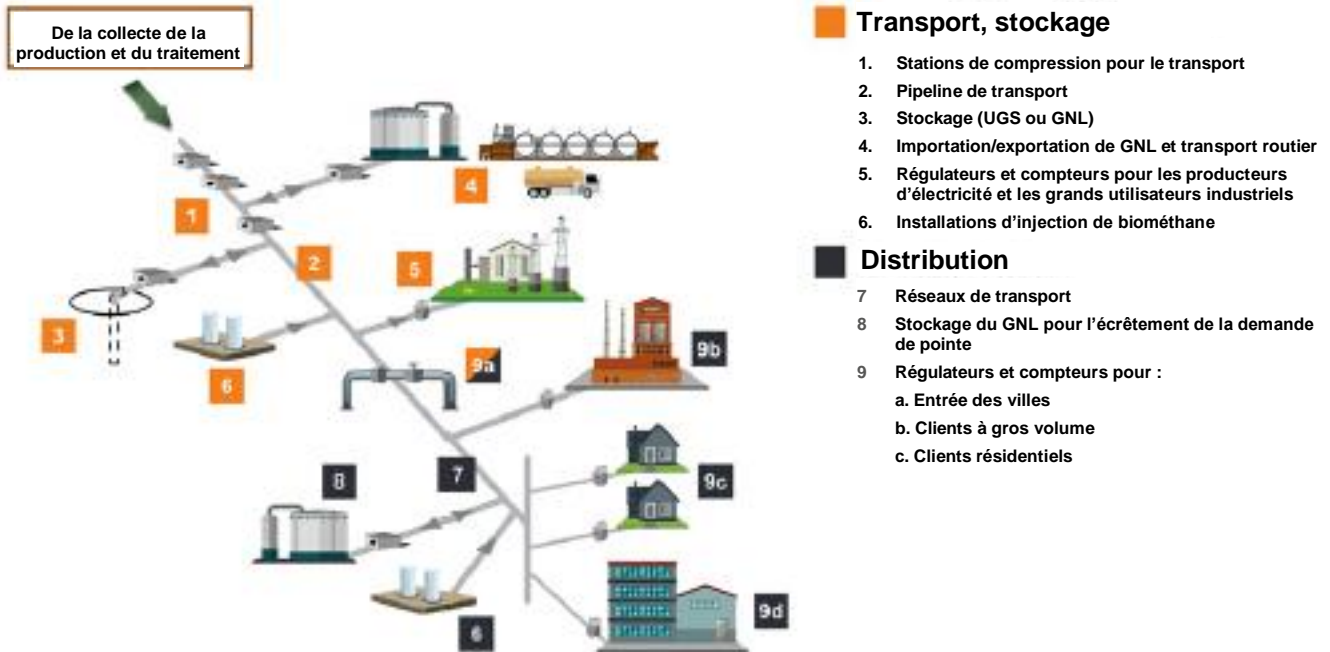
Comme dans d'autres segments de la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel, les taux d'émission des différentes sources de transport, de stockage et de distribution sont très inégaux, de petites sous-populations de sources à fortes émissions étant responsables de la majorité des émissions d'un site ou d'un type de source spécifique.³

D'autres guides, élaborés par les signataires des Methane Guiding Principles, décrivent en détail les bonnes pratiques pour réduire les émissions de méthane provenant de la mise à l'évent, des émissions fugitives et de la combustion incomplète.⁴ Toutefois, la réduction des émissions provenant de ces sources dans le transport, le stockage, les terminaux GNL et la distribution peut nécessiter des mesures de réduction différentes. Par exemple, les fuites provenant des pipelines souterrains sont souvent plus difficiles à identifier et à quantifier que les fuites provenant de sources en surface, et le coût d'accès à de telles fuites rend le budget de réparation plus important que celui des fuites similaires en surface.

Lorsque les mesures de réduction décrites dans d'autres guides s'appliquent également au transport, au stockage, aux terminaux GNL et à la distribution, elles sont brièvement résumées et associées à des liens vers les guides concernés.

Figure 1. Segments de la chaîne d’approvisionnement en gaz naturel couverts par ce guide

Chaîne d’approvisionnement du transport, du stockage et de la distribution



Mesures de réduction

Les mesures de réduction pour le transport, le stockage, la distribution et les installations de regazéification du gaz naturel sont résumées dans le Tableau 1. Pour chaque mesure de réduction, le type d'émission applicable, le secteur et le type d'installation, ainsi qu'une brève description de la mesure de réduction sont fournis.

Bon nombre des mesures de réduction énumérées dans le Tableau 1 sont déjà décrites dans d'autres guides des Methane Guiding Principles (MGP).⁴

Dans le présent guide, ils sont mentionnés dans la dernière colonne du tableau.

Lorsqu'une mesure est propre au transport, au stockage, aux terminaux de GNL et à la distribution, ou si elle est appliquée au transport, au stockage, aux terminaux de GNL et à la distribution de manière spécialisée, le tableau indique l'étude de cas à consulter dans la section suivante de ce guide, qui contient plus de détails.

Tableau 1 : Mesures de réduction dans le transport, le stockage, les terminaux GNL et la distribution

Source d'émission de méthane	Segment et installation	Équipement ou événement source d'émission	Mesure de réduction	Étude de cas et guide MGP pertinent
Mise à l'évent des compresseurs	Transport (stations de compression)	Garnitures de compresseurs centrifuges	Remplacer les garnitures huilées par des garnitures sèches Réduire au minimum les émissions ou réacheminer le gaz à basse pression vers une unité de récupération, une torchère ou une entrée à basse pression	Guide MGP Événements
	Stockage (stations de compression)			
	Terminaux de regazéification du GNL (compresseurs)	Garnitures pour compresseurs alternatifs	Remplacer régulièrement la garniture (idéalement sur la base des taux d'émission mesurés) Réacheminer les événements vers les unités de récupération ou les utiliser comme valorisation énergétique Réacheminer les événements vers la torchère	Guide MGP Événements
		Démarrateurs de compresseur alimentés au gaz	Passer aux démarrateurs de moteurs électriques et si possible, éviter les démarrateurs à gaz lors de la phase de conception. Réduire au minimum les démarrages si possible. Réacheminer vers la récupération du gaz (de préférence) ou le brûlage (si autorisé)	Guide MGP Événements et guide MGP Équipements pneumatiques ; Guide MGP Conception technique et construction

Source d'émission de méthane	Segment et installation	Équipement ou événement source d'émission	Mesure de réduction	Étude de cas et guide MGP pertinent
Mise à l'évent	Transport Stockage Terminaux de regazéification du GNL	Pompes (par exemple, injection de substances odorantes)	Utiliser des pompes chimiques à entraînement électrique	Guide MGP Équipements pneumatiques
		Régulateurs pneumatiques alimentés au gaz	Éviter durant la phase de conception Éliminer les dispositifs à haut débit Remplacer par des équipements alimentés à l'air comprimé, électriques ou mécaniques, ou par des appareils à très faibles émissions	Guide MGP Équipements pneumatiques
Mise à l'évent	Stockage	Déshydrateurs	Passer à une technologie de déshydratation à émission faible ou nulle (par exemple, séparation à basse température) Optimiser la circulation du glycol et les réservoirs de détente Acheminer les vapeurs instantanées du déshydrateur vers des unités de récupération de vapeur ou les utiliser comme combustible Acheminer l'évent du régénérateur vers la torchère, si possible	Guide MGP Événements Étude de cas n° 6
Mise à l'évent	Terminaux de regazéification du GNL	Chargement des camions de GNL	Installer des raccords à sec Utilisation d'azote pour purger les tuyaux de GNL Installer un système d'échange des vapeurs entre les réservoirs et les véhicules-citernes	Guide MGP Conception technique et construction Étude de cas n° 7

Source d'émission de méthane	Segment et installation	Équipement ou événement source d'émission	Mesure de réduction	Étude de cas et guide MGP pertinent
Mise à l'évent	Transport Distribution Installations de stockage	Réparation des pipelines Travaux et entretien Dépressurisation et purge sous pression Purge et mise en service	Réduire la pression dans le pipeline en permettant aux clients de soutirer Réacheminer le gaz vers un réseau existant à plus basse pression ou utiliser comme combustible Recompression Stations de compression mobiles Brûlage, s'il est autorisé et prévu (mais pas toujours possible en cas d'urgence) Installer des équipements d'obturation pour raccourcir le segment de pipeline concerné ; utiliser des soupapes d'isolement pour réduire l'impact au minimum Établir de nouveaux raccords et réparer à l'aide d'un piquage en charge Réacheminer le gaz naturel vers un brûleur, un équipement à oxydation thermique ou des torchères, si possible Utiliser l'inspection en ligne, ou les technologies de « racleurs intelligents » au lieu des hydrotests	Guide MGP Opérations de maintenance et Guide MGP Brûlage Étude de cas n° 1 Étude de cas n° 2 Étude de cas n° 3 Étude de cas n° 4
Mise à l'évent	Distribution	Mise en service	Mise en service sous vide dans la distribution	Étude de cas n° 8
Mise à l'évent	Distribution	Dommages du fait de tiers donnant lieu à une émission de gaz	Programmes et politiques visant à éviter les dommages causés par des tiers, en installant des soupapes de décharge dans les conduites	Étude de cas n° 9 Étude de cas n° 10

Source d'émission de méthane	Segment et installation	Équipement ou événement source d'émission	Mesure de réduction	Étude de cas et guide MGP pertinent
Émissions fugitives et mise à l'évent (opérations de puits de stockage)	Stockage (stockage souterrain)	Têtes de puits et composants de fond de puits	Surveiller l'intégrité du puits Programmes de détection et de réparation des fuites (LDAR) et programmes d'inspection et d'entretien ciblés (DI&M)	Guide MGP Fuites des équipements et guide MGP Opérations de maintenance Étude de cas n° 5
Mise à l'évent et brûlage	Terminaux de regazéification du GNL	Gaz d'évaporation (BOG)	Récupérer le gaz d'évaporation (par exemple, installer des compresseurs haute pression pour injecter le gaz d'évaporation non récupérable dans le réseau de gaz)	Voir la norme européenne ⁵ EN 1473. Guide MGP Conception technique et construction
Émissions fugitives	Transport Stockage Terminaux de regazéification du GNL Distribution	Équipement et conduites de distribution	Programmes de détection et de réparation des fuites (LDAR) et programmes d'inspection et d'entretien ciblés (DI&M) Remplacer les équipements ou les conduites sujets aux fuites	Guide MGP Fuites des équipements Guide MGP des Opérations de maintenance
Combustion incomplète (pertes de méthane)	Transport Stockage Terminaux de regazéification du GNL Distribution	Utilisation de l'énergie dans les moteurs, turbines et les générateurs à combustion	Installer des contrôles automatisés du rapport air/combustible Réduire au minimum le nombre de démarrages Augmenter l'efficacité de combustion des moteurs alimentés au gaz naturel	Guide MGP Utilisation de l'énergie
		Torchères	Réduire au minimum le recours au brûlage en utilisant le gaz Améliorer l'efficacité de la combustion en remplaçant les embouts des torchères ou en installant des systèmes d'allumage des torchères Régulation de la pression pilote des torchères Utiliser de l'azote au lieu du gaz naturel en cas de purge permanente d'un système de torchage	Guide MGP Brûlage Guide MGP Conception technique et construction
Tous	Transport Stockage Terminaux de regazéification du GNL Distribution	Tous	Parvenir à l'amélioration continue de la gestion du méthane	Guide MGP Amélioration continue

Études de cas

Les études de cas suivantes décrivent les mesures de réduction pour les grandes stations de compression, les pipelines haute pression, souterrains et de grand diamètre, les installations de stockage de gaz naturel,

les terminaux de regazéification de GNL, les stations de comptage et de régulation en sortie de ville, les canalisations principales souterraines (pipelines), les conduites de service et les compteurs des clients.

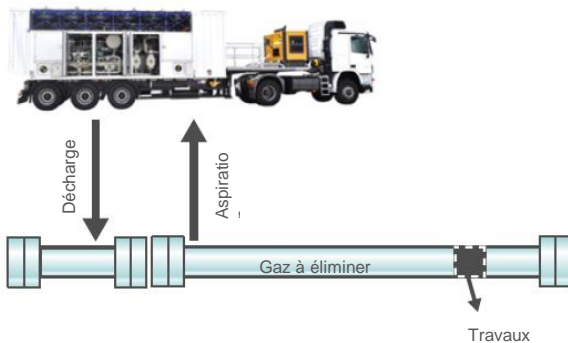
Tableau 2 : Études de cas.

Étude de cas	Description
Étude de cas n° 1 :	Baisse de pression et vidange des pipelines à l'aide de compresseurs mobiles avant l'entretien (transport)
Étude de cas n° 2 :	Récupération du gaz purgé sous pression dans les stations de compression utilisant des compresseurs fixes (transport et stockage)
Étude de cas n° 3 :	Brûlage en remplacement de la mise à l'évent pour l'entretien (transport)
Étude de cas n° 4 :	Piquage en charge pour les raccordements des pipelines (transport)
Étude de cas n° 5 :	Surveillance des installations de stockage souterrain (stockage souterrain)
Étude de cas n° 6 :	Réduction des émissions des déshydrateurs par compression de vapeur et séparation à basse température pour éliminer l'eau (stockage souterrain)
Étude de cas n° 7 :	Réduction des émissions au niveau de la conception des terminaux GNL et des systèmes de chargement des camions de GNL (terminaux GNL)
Étude de cas n° 8 :	Mise en service à l'aide de pompes à vide (distribution)
Étude de cas n° 9 :	Élimination des émissions provenant des dommages du fait de tiers (distribution)
Étude de cas n° 10 :	Installation de soupapes de décharge dans les conduites de service (distribution)

Étude de cas n° 1 : baisse de pression et vidange des pipelines à l'aide de compresseurs mobiles avant l'entretien (transport)

Étude de cas :

Il est possible de vider les grands pipelines de transport à l'aide de compresseurs mobiles, pour faire baisser la pression dans le pipeline avant les travaux d'entretien. De nombreuses entreprises utilisent cette technique.



Description des mesures : lorsqu'il est nécessaire d'effectuer des travaux d'entretien sur des sections de pipelines, les opérateurs bloquent la plus petite section possible du pipeline et la dépressurisent en évacuant le gaz naturel dans l'atmosphère. Dans le cas d'un pipeline haute pression de grand diamètre, le volume de gaz évacué peut être significatif. Par exemple, pour chaque km de pipeline de diamètre 122 cm (48 po) sous 60 bar de pression, 78 000 mètres cubes de gaz sont évacués. Lorsque cela est raisonnablement possible, les exploitants de pipelines peuvent diminuer la pression du gaz en isolant une section du pipeline concerné et en utilisant le soutirage du gaz par les clients avant la mise à l'événement. Pour les activités d'entretien dans les grandes installations à haute pression, les opérateurs peuvent également réduire la mise à l'événement en ayant recours à un compresseur mobile pour extraire le gaz de la section du pipeline à mettre à l'événement et le

recompresser dans une section voisine. C'est ce que l'on appelle la méthode de recompression.

Résultat : certains compresseurs mobiles sont capables de ramener la pression de la conduite à 0 bar, ce qui réduit les émissions évacuées de près de 100 %. En 2018, Teréga a utilisé la méthode de recompression à quatre reprises et a économisé 57 000 sm³ de gaz naturel qui auraient dû être libérés dans l'atmosphère. En 2018, Snam a effectué treize interventions avec des compresseurs mobiles, ce qui a permis d'économiser 5 360 000 sm³ de gaz. En 2019, Snam a économisé 3 380 000 sm³ de gaz grâce à des compresseurs mobiles (huit interventions). GRTgaz utilise une association de trois techniques : la réduction de la pression du pipeline par la consommation de gaz, l'utilisation d'un compresseur mobile et, occasionnellement, si la recompression de la petite quantité de gaz restant dans le pipeline est trop coûteuse en temps et en énergie, le brûlage. En 2018 et 2019, GRTgaz a économisé 90 % du gaz qui aurait dû être mis à l'événement, ce qui représente huit millions de sm³ en 2018 et cinq millions de sm³ en 2019, avec 40 % de la réduction due à la consommation, 45 % à la recompression et 5 % au brûlage.

Coûts : le coût de la recompression du gaz avec un compresseur mobile dépend du volume de gaz recomprimé et de la durée du processus. Le coût moyen d'utilisation d'un compresseur serait d'environ 70 000 euros. Comme ce processus prend du temps, souvent plusieurs jours, il n'est pas adapté à toutes les situations.

Enseignements : l'utilisation d'une pompe pour faire baisser la pression dans un pipeline avant d'effectuer des travaux d'entretien et de réparation est un moyen efficace de réduire les émissions.

Source : informations fournies par Snam, Teréga et GRTgaz.

Étude de cas n° 2 : récupération du gaz purgé sous pression dans les stations de compression utilisant des compresseurs fixes (transport et stockage)

Étude de cas : Snam exploite un vaste réseau de pipelines, notamment des installations de stockage. Une pratique permettant de réduire la mise à l'évent lors des travaux d'entretien a été introduite, elle consiste à utiliser un compresseur fixe pour récupérer le gaz qui risque d'être mis à l'évent dans un système à haute pression.



Description des mesures : lorsque les compresseurs ou les pipelines des stations de compression sont mis hors service à des fins d'exploitation ou d'entretien, le gaz est dépressurisé par mise à l'évent. Il est possible d'éviter cette émission en orientant le gaz vers un système à basse pression raccordé ou à proximité, ou en utilisant un compresseur électrique pour réacheminer le gaz.



Résultats : lorsque cela est raisonnablement possible, Snam installe des compresseurs électriques dans les stations de compression afin de réacheminer la plus grande partie du gaz qui risque d'être mis à l'évent pendant la purge sous pression vers un réservoir de stockage provisoire, dans un réseau haute pression. Cela réduit la mise à l'évent à quelques bars de pression de gaz. La réduction des gaz évacués est d'environ 90 % pour chaque intervention. En 2018, le volume de gaz naturel économisé en évitant la mise à l'évent était d'environ 260 000 m³, et en 2019, le volume de gaz économisé était d'environ 229 000 m³. Les coûts et le volume de gaz économisé sont fonction des conditions d'exploitation (le volume de gaz économisé est généralement de 30 à 50 000 m³ par an et par installation).

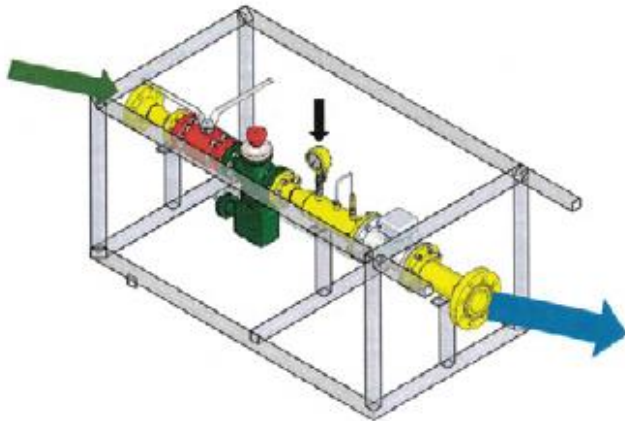
Coûts : jusqu'à environ deux millions d'euros.

Enseignements : il s'agit d'un moyen efficace de réduire les émissions. Cependant, le coût est élevé et cette mesure est généralement approuvée pour des raisons environnementales plutôt que pour la valeur du gaz économisé. Les réductions des émissions de méthane sont spécifiques à chaque site et dépendent de la pression de service des compresseurs ou des pipelines purgés sous pression. Cette mesure ne peut être considérée comme adéquate que dans une mesure restreinte en raison de la surface nécessaire à l'installation du compresseur et de son coût important par rapport à la valeur du gaz naturel économisé.

Source : informations fournies par Snam.

Étude de cas n° 3 : brûlage en remplacement de la mise à l'évent pour l'entretien (transport)

Étude de cas : Meilleure pratique de brûlage de Teréga



Description des mesures : Teréga, une entreprise qui exploite un réseau de transport, effectue régulièrement des travaux qui nécessitent la mise à l'évent du gaz des pipelines. Lorsque le gaz ne peut pas être acheminé dans un autre système sous pression, ou qu'il reste du gaz dans un pipeline après une recompression, le recours au brûlage permet de réduire les répercussions du gaz à effet de serre mis à l'évent en convertissant le méthane en dioxyde de carbone.

Teréga a effectué plusieurs essais pour acquérir de l'expérience dans le domaine du brûlage. Le brûlage est un processus bruyant qui produit une flamme de plusieurs mètres de hauteur. Il ne peut donc être utilisé que pour de petits volumes de gaz et sur une courte période, généralement inférieure à deux heures.

Le système de brûlage mobile est composé de tuyaux flexibles à raccorder au réseau de gaz, d'une conduite de réduction de la pression (qui fait passer le gaz à 8 bars et permet le brûlage de 2 800 sm³ de gaz par heure), et de la torchère.



Résultats : en 2018, la torchère mobile Teréga a été utilisée trois fois. La quantité totale de gaz torché était de 39 800 sm³, soit environ 900 tonnes en équivalent dioxyde de carbone

Coûts : non communiqué

Enseignements : les autres méthodes de recompression et de purge sous pression sont limitées par une pression technique minimale (pression de refoulement pour les clients, pression d'aspiration pour la recompression, etc.). Ainsi, le gaz reste dans le tuyau et peut être libéré dans l'atmosphère. Les essais ont confirmé que le brûlage était un moyen d'aider Teréga à réduire son empreinte carbone, et en 2018, Teréga a investi dans une torchère mobile.

Source : informations fournies par Teréga.

Étude de cas n° 4 : piquage en charge pour les raccordements des pipelines (transport)

Étude de cas : Snam exploite un vaste réseau de pipelines de transport et a recours au piquage en charge pour éviter la mise à l'évent du gaz lors de nouveaux raccordements à un pipeline.



Description des mesures : il est souvent nécessaire de réaliser de nouveaux raccordements aux pipelines pour étendre ou modifier le réseau de transport existant. Dans le passé, cela nécessitait la fermeture d'une partie du réseau et la libération du gaz dans l'atmosphère. Cette procédure, appelée interconnexion par mise à l'arrêt, entraîne des émissions de méthane et des pertes de gaz naturel. Le piquage en charge est une procédure alternative qui permet d'effectuer un nouveau raccordement au pipeline alors que le pipeline reste en service. Le piquage en charge consiste à fixer un raccord de branchement et une soupape à l'extérieur du pipeline avant de découper la paroi du pipeline à l'intérieur de la dérivation. Cela permet d'éviter la perte de gaz naturel, les émissions de méthane et les perturbations pour les clients.

Résultats : Snam applique les techniques de piquage en charge lorsque cela est raisonnablement possible, en particulier lorsqu'un grand nombre de clients sont raccordés.

En 2018, six procédures de piquage en charge ont permis d'économiser 1 700 000 sm³ de gaz (soit une réduction de 14 % des émissions provenant des mises à l'évent). En 2019, le piquage en charge a permis d'économiser 1 030 000 sm³ de gaz.

Coûts : le coût total moyen de chaque procédure, y compris les coûts de main-d'œuvre, est de 70 000 euros.

Enseignements : bien que cette technique soit largement appliquée et considérée comme une pratique courante dans l'industrie du pétrole et du gaz, chaque piquage en charge doit être évalué de manière individuelle. Des procédures de soudage spécifiques doivent être utilisées pour garantir la sûreté du processus.

Source : informations fournies par Snam.

Étude de cas n° 5 : surveillance des installations de stockage souterrain (stockage souterrain)

Étude de cas : mise en œuvre d'un système de gestion de l'intégrité des puits et de mesures de réduction.

Description des mesures : le système de gestion de l'intégrité d'un puits repose sur le principe des deux barrières, qui exige la présence de deux barrières (entre le gaz à l'intérieur du puits et l'extérieur du puits) à toutes les étapes du cycle de vie des puits. Ce système de gestion tient compte des normes internationales telles que NORSOK D-010 6, ISO 165307, EN19188, API RP 11719. L'objectif principal de la gestion de l'intégrité d'un puits est la sécurité, mais elle permet également de prévenir les émissions de méthane. Le système de gestion définit les rôles et les responsabilités, les normes et les politiques, ainsi que les pratiques et les procédures permettant d'exploiter le puits en toute sécurité et de réduire au minimum les risques pour l'environnement.



Les pratiques comprennent :

- **Une surveillance renforcée**
- **La gestion des risques**
- **L'entretien du puits**
- **Les programmes LDAR au niveau de la tête de puits**

Résultat : les processus impliqués dans la surveillance et l'examen de l'intégrité et de la détection améliorée des émissions de méthane sont les suivants

- **Utilisation de systèmes de surveillance de la pression** pour détecter précocement les problèmes de fond de puits
- **Optimisation de la fréquence d'entretien des équipements des puits** pour tenir compte de la corrosion
- **Surveillance fréquente des émissions** des équipements en surface
- **Définition des indicateurs de performance clés** (mesures d'évaluation des performances)
- **Compilation de toutes les données disponibles** pertinentes pour l'intégrité mécanique du puits
- **Essai de l'intégrité du puits**
- **Élaboration de plans écrits de gestion des risques**
- **Établissement des pressions de service sûres** des caissons et des tubes existants
- **Évaluation des risques avant de travailler sur les puits**, ou d'obturer et d'abandonner les puits, et prise en compte des anciens puits qui ne sont plus utilisés.

Coûts : le coût de la mise en œuvre d'un système de gestion de l'intégrité d'un puits avec un soutien externe est de 100 000 à 500 000 euros.

Enseignements : on estime que nombre de ces mesures de surveillance permettent d'identifier les problèmes naissants, et peuvent donc éviter la mise à l'évent ou même prévenir les défaillances catastrophiques. De nombreux opérateurs appliquent déjà ces pratiques de gestion des risques dans leurs activités.

Source : informations fournies par Enagás, Snam et Teréga.

Étude de cas n° 6 : réduction des émissions des déshydrateurs par compression de vapeur et séparation à basse température afin d'éliminer l'eau (stockage)

Étude de cas : Il existe un autre moyen d'extraire l'eau du gaz prélevé dans une installation de stockage souterrain qui consiste à remplacer les déshydrateurs au glycol par un procédé d'élimination du condensat. La réfrigération par compression de vapeur ou un séparateur à basse température (procédé LTS) permet de condenser les liquides et l'eau du gaz naturel et de les extraire du flux gazeux.

Description des mesures : il existe deux manières de refroidir le flux de gaz extrait d'une installation souterraine. La première est un procédé de réfrigération par compression de vapeur utilisant un réfrigérant circulant tel que le propane. Le propane pénètre dans le compresseur frigorifique sous forme de vapeur. La vapeur est comprimée et ressort surchauffée hors du compresseur. La vapeur surchauffée est condensée en un liquide qui se dilate rapidement, provoquant une évaporation rapide et une autoréfrigération. Le mélange de propane liquide-vapeur froid est envoyé vers un échangeur de chaleur où la chaleur est extraite du gaz naturel et où le réfrigérant est complètement vaporisé. Le gaz refroidi par l'eau condensée passe par un séparateur qui extrait l'eau du gaz naturel.

La deuxième méthode est un procédé de séparation à basse température utilisant une soupape de Joule-Thomson (J-T) (photo). Le processus est conçu pour forcer le flux de gaz à passer par la soupape de J-T, où le flux de gaz baisse en pression et en température. Après la soupape de J-T, le flux de gaz refroidi avec de l'eau condensée passe par un séparateur à basse température qui extrait l'eau condensée du gaz. Ce

processus nécessite une grande différence de pression entre l'entrée de la soupape de J-T et la sortie du reste du système de gaz.



Résultats : la technique LTS est uniquement applicable aux installations où il existe une différence de pression importante entre les puits de stockage et le pipeline (par exemple, un puits de 120 bars et un pipeline de 20 bars). Lorsque cela est raisonnablement possible, Snam utilise un système de réfrigération au propane, ou un procédé de séparation à basse température, à la place des déshydrateurs au glycol. Les réductions des émissions de méthane, par rapport à l'utilisation de déshydrateurs au glycol, sont estimées à environ 10 000 sm³ par an et par site de stockage.

Coûts : non communiqué

Enseignements : il est préférable d'appliquer cette approche lors de la phase de conception.

Source : informations fournies par Snam.

Étude de cas n° 7 : réduction des émissions au niveau des terminaux GNL et des systèmes de chargement des camions de GNL (terminaux GNL)

Étude de cas : Enagás a appliqué les meilleures pratiques pour réduire au minimum les émissions dans trois usines de regazéification de GNL.



Description des mesures : Enagás classe les émissions de méthane selon trois catégories : les émissions fugitives, les émissions provenant de la combustion ventilée et celles provenant de la combustion incomplète (pertes de méthane). Selon le type d'émission et les équipements impliqués, des mesures de réduction spécifiques sont appliquées dans les terminaux GNL.

• Réduction des émissions fugitives

Depuis 2020, des programmes LDAR sont menés chaque année dans tous les terminaux GNL exploités par Enagás en Espagne (Barcelone, Carthagène, Huelva). Dans le cadre de ces programmes LDAR, les émissions fugitives sont réparées de deux manières :

1) Réparations en parallèle - réparations effectuées en même temps que les activités de détection et de mesure (par exemple, resserrage des raccords et ajustements rapides).

2) Réparations planifiées - réparations effectuées après la détection, qui n'ont pas pu être réparées à ce moment-là et qui sont intégrées à un plan de maintenance. Ces réparations sont généralement effectuées avant la fin de l'année, à moins que des travaux importants soient nécessaires. Enagás utilise un détecteur portable (un capteur ponctuel) dans le cadre de l'exploitation quotidienne des terminaux GNL, lors des démarrages et pendant la maintenance.

- Les mesures de réduction des émissions provenant de la mise à l'évent d'Enagás comprennent un large éventail de mesures de réduction, qui varient de la phase de conception (élimination des systèmes pneumatiques alimentés au gaz) jusqu'à l'optimisation de la pression du réservoir, en passant par la surveillance de la garniture (compresseur de gaz d'évaporation), l'échange de vapeur lors du chargement des camions de GNL, la purge des tuyaux et des bras de GNL à l'azote avant la déconnexion, les raccords à sec (photo) dans les installations de chargement des camions de GNL et le recours au piquage en charge.
- **Réduction de la mise à l'évent des gaz d'évaporation (BOG)**

Durant la phase de conception de leurs trois terminaux GNL, Enagás a mis en œuvre des unités de récupération des gaz d'évaporation (BOG) pour récupérer, comprimer et envoyer le BOG au recondenseur, puis le convertir en GNL. En 2015, Enagás a installé des compresseurs BOG haute pression (photo) afin d'injecter les gaz d'évaporation non récupérables dans le réseau pendant les opérations de chargement et de déchargement et les activités à émission faible ou nulle.



Résultat : depuis 2013, les émissions totales de méthane ont été réduites de 89 %, les émissions fugitives ont diminué de 55 % et les émissions provenant de la mise à l'évent de 98 %.

Coûts : le coût des projets LDAR dans chaque terminal GNL est d'environ 15 000 euros par an. Le coût des équipements nécessaires aux projets de réduction les plus récents dans les terminaux GNL d'Enagás est de 7 à 10 millions d'euros pour chaque compresseur BOG haute pression et de 20 000 euros en moyenne pour les raccords à sec de chaque installation de chargement de GNL par camion.

Enseignements : dans les terminaux GNL, où les équipements fonctionnent sous l'effet de fortes variations de température, la mise en place de programmes LDAR annuels constitue la principale mesure de réduction permettant de réduire les émissions fugitives. Les mesures de réduction visant à réduire la mise à l'évent et à récupérer les gaz d'évaporation représentent des moyens efficaces de réduire les émissions.

Source : informations fournies par Enagás.

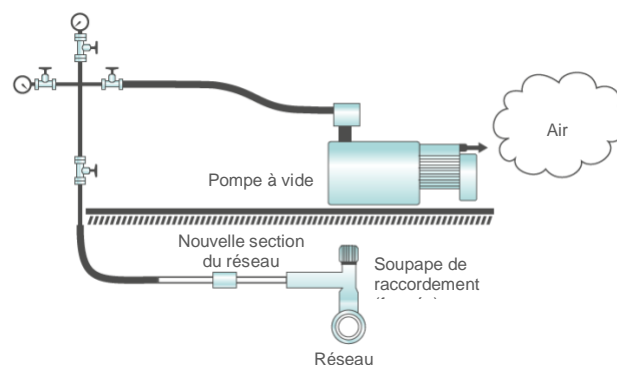
Étude de cas n° 8 : mise en service à l'aide de pompes à vide (distribution)

Étude de cas : NEDGIA (une entreprise de distribution de gaz en Espagne) a établi une pratique de mise en service de réseaux utilisant des pompes à vide. Cela évite de devoir évacuer le gaz naturel dans l'atmosphère pour éliminer l'air dans les nouvelles sections de tuyaux avant leur mise en service.

Description des mesures : lors de la construction et de la mise en service d'une nouvelle section du réseau de distribution, le processus de purge et de pressurisation de la nouvelle section produit des

émissions de méthane.

Entre le moment où l'essai d'étanchéité de la nouvelle section de réseau est achevé et satisfaisant et la mise en service, un processus de purge de l'air confiné à l'intérieur est mis en œuvre à l'aide d'une pompe à vide afin d'éliminer l'air présent dans la nouvelle section. Cette dernière est ensuite pressurisée avec du gaz sans aucune évacuation de gaz.



Résultat : cette pratique permet d'éliminer toute libération de méthane dans l'atmosphère généralement impliquée dans la mise en service d'une nouvelle section de pipeline.

Coûts : les coûts sont peu élevés et concernent uniquement l'acquisition des pompes à vide et la main-d'œuvre de l'exploitant.

Enseignements : la mise en service de nouvelles sections du réseau principal de pipelines est possible sans libération de méthane dans l'atmosphère. Il est possible de réduire fortement le volume de gaz naturel qui est généralement évacué lors d'un processus de purge.

Source : présentation par NEDGIA des meilleures pratiques de mise en service des réseaux.

Étude de cas n° 9 : élimination des émissions provenant des dommages du fait de tiers (distribution)

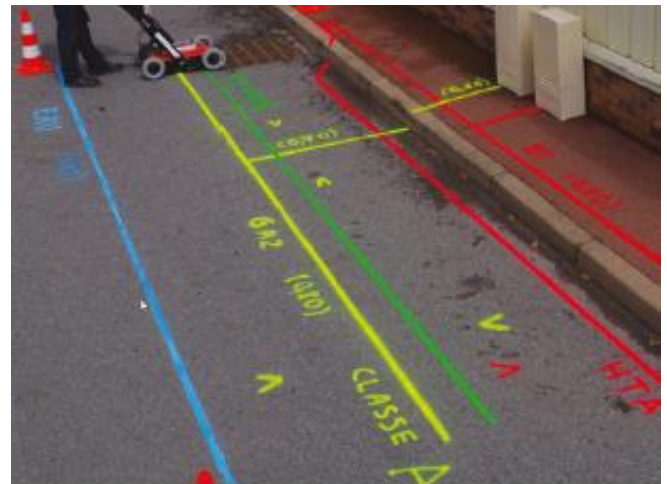
Étude de cas : Gaz Réseau Distribution France (GRDF) prend des mesures préventives visant à éviter les émissions de méthane causées par les dommages du fait de tiers (TPD).



Description des mesures : les canalisations de distribution et les conduites de services de GRDF peuvent être endommagées par des travaux non liés à GRDF et effectués à proximité. Chaque année, environ un tiers des émissions de méthane de GRDF sont liées à des dommages du fait de tiers. Depuis plusieurs années, GRDF applique un plan visant à réduire les dommages causés par les tiers. Les principales actions du plan sont les suivantes.

- **Mise en œuvre d'une analyse et d'un retour d'information lorsqu'un dommage est causé par un tiers**
- **Amélioration de la précision des cartes et de la géolocalisation du réseau**
- **Établissement de partenariats** avec les parties prenantes telles que la Fédération Nationale des Travaux Publics (FNTP) ou les autorités locales
- **Sensibilisation du public** au risque de dommages causés par des tiers

- **Amélioration des critères** de sélection des contractants externes afin d'éviter les dommages du fait de la première partie et de la deuxième partie, et de recours ponctuel aux moteurs à aspiration à la place de pelleteuses
- **Surveillance des entreprises responsables de dommages récurrents**
- **Panneaux de signalisation informant les tiers de la présence d'installations de gaz**
- **Définition des indicateurs de performance clé pour évaluer les performances internes**
- **Diminution de l'impact des émissions de méthane** liées à des dommages sur une conduite de service en ayant recours à des dispositifs de protection à interruption automatique de débit de gaz.



Résultats : depuis 2008, grâce aux actions conjointes mises en œuvre par GRDF et les parties prenantes, le nombre d'incidents résultant de dommages causés par des tiers sur les canalisations de distribution et les conduites de service a diminué de 50 %, alors que le nombre de sites autour des réseaux de gaz a augmenté de manière significative. Le nombre d'incidents résultant de TPD rapporté en 2019 est inférieur à 3 000.

Environ 18 000 employés des autorités locales et 56 000 employés des entreprises de travaux publics ont bénéficié d'une formation.

Coûts : non communiqué

Enseignements : GRDF doit faire face à une augmentation continue des travaux de génie civil autour du réseau gazier. Bien que le rapport de performance interne exprimé par le nombre de TPD/nombre de déclarations de travail ait considérablement diminué à la suite des actions de GRDF, la valeur absolue des TPD est restée constante. GRDF poursuit ses actions en matière de TPD, notamment en ce qui concerne les services, qui représentent 80 % des TPD dans le monde.

Source : informations fournies par GRDF.

Étude de cas n° 10 : installation de soupapes de décharge dans les conduites de service (distribution)

Étude de cas : GRDF installe des soupapes de décharge dans les conduites de service en polyéthylène (PE) existantes. Ces soupapes permettent de réduire les émissions en cas d'endommagement des conduites de service.

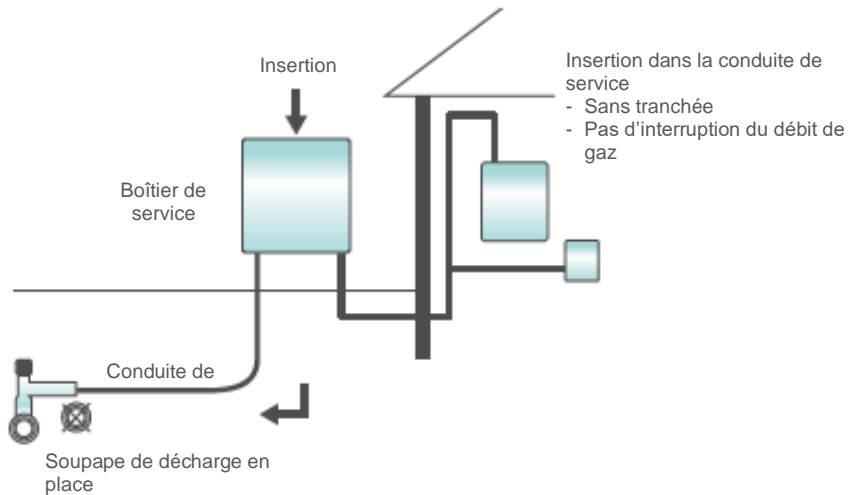
Description des mesures : lorsqu'une conduite de service est endommagée, c'est la rapidité avec laquelle le débit de gaz est interrompu qui détermine l'ampleur des émissions. L'interruption automatique est plus rapide que l'envoi d'un technicien pour répondre à l'urgence. GRDF installe des dispositifs automatiques d'interruption du débit dans ses conduites de service en PE pour interrompre le débit en cas de dommage. Depuis 2000, toutes les nouvelles conduites de service sont équipées de ces dispositifs. GRDF a également mené une campagne de modernisation des appareils installés dans les conduites existantes. Le recours aux tranchées n'est pas nécessaire et le débit de gaz n'est pas interrompu. GRDF sélectionne les zones pour lesquelles les répercussions en cas de dommage seraient les plus importantes pour les premières modernisations.

GRDF a initialement ciblé les domaines du réseau qui en bénéficieraient le plus. Par exemple, GRDF a choisi des zones connues pour être particulièrement exposées à des actes de malveillance tels que le vandalisme, des zones urbaines avec une forte densité de chantiers de construction et des zones à forte population.

Soupape de décharge des conduites de service existantes en polyéthylène



Résultats : en 2019, ces dispositifs ont interrompu le débit de gaz dans 14 % des cas de dommages du réseau. Cela a permis d'éviter d'importantes émissions de méthane, car les dommages causés au réseau représentent 30 % des émissions totales de méthane de GRDF.



Coûts : non communiqué.

Enseignements : GRDF continue d'augmenter ses investissements dans la modernisation du réseau et se concentre sur certains types de réseaux pour en améliorer la sécurité en ajoutant chaque année 10 000 nouvelles soupapes de décharge sur les conduites de service existantes, avec pour objectif d'atteindre 20 000 soupapes par an d'ici 2023.

Source : informations fournies par GRDF.

Checklist

La checklist suivante permet à l'exploitant d'évaluer les progrès réalisés en matière de réduction des émissions dans les domaines du transport, du stockage, des terminaux GNL et de distribution. Un exploitant peut choisir de mettre en œuvre ces activités et ces mesures dans toutes les installations ou de ne commencer que par une zone sélectionnée.

Checklist		Achèvement	Pourcentage d'installations concernées
Activités générales	✓ Tenir un inventaire précis des émissions résultant de toutes les sources		
	✓ Prévenir les émissions dans la mesure du possible		
	✓ Réduire les émissions impossibles à éviter		
	✓ Récupérer les gaz torchés restant pour les vendre sous forme de gaz naturel ou de gaz naturel liquide		
	✓ Identifier et réparer les équipements qui ne fonctionnent pas correctement		
	✓ Suivre les émissions et les mesures de réduction		
Mesures de réduction spécifiques	✓ Évaluer les sources de compression pour réduire les émissions (transport, stockage, terminaux GNL)		
	✓ Évaluer les équipements pneumatiques alimentés au gaz pour réduire les émissions		
	✓ Évaluer les déshydrateurs pour réduire les émissions (stockage)		
	✓ Procéder à l'entretien des canalisations pour réduire les émissions (transport, distribution)		
	✓ Appliquer des programmes de prévention des dommages (transport, distribution)		
	✓ Mettre en œuvre la surveillance des systèmes de stockage (stockage souterrain)		

Checklist	Achèvement	Pourcentage d'installations concernées
Mesures de réduction spécifiques	<input checked="" type="checkbox"/> Mettre en œuvre des programmes de détection et de réparation des fuites (LDAR) pour les émissions provenant des équipements de surface	
	<input checked="" type="checkbox"/> Évaluer l'utilisation énergétique des moteurs, des turbines et des générateurs à combustion	
	<input checked="" type="checkbox"/> Évaluer les pratiques de brûlage pour réduire au minimum le brûlage	
	<input checked="" type="checkbox"/> Évaluer les émissions pendant la construction	
	<input checked="" type="checkbox"/> Évaluer l'amélioration continue de la gestion du méthane	

Références

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 Maasackers, AJ Marchese, M Omara, SW Pacala, J Peischl, AL Robinson, PB Shepson, C Sweeney, A Townsend-Small, SC Wofsy, et 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 mai 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 à l'adresse <http://www.methaneguidingprinciples.org/best-practice-guides/>
5. Norme européenne EN 1473 : Installations et équipements de gaz naturel liquéfié - Conception des installations terrestres, 2007. Également adoptée comme norme britannique BS EN 1473:2007
6. NORSOK D-010, « Well integrity in drilling and well operations », rév. 4, 2013
7. ISO 16530-1:2017, Industrie du pétrole et du gaz naturel - Intégrité du puits - Partie 1 : gouvernance du cycle de vie, Organisation internationale de normalisation, 2017
6. Norme britannique et norme européenne BS EN 1918-3:2016, Infrastructures gazières. Stockage souterrain de gaz. « Functional recommendations for storage in solution-mined salt caverns », 2016
7. American Petroleum Institute, pratique recommandée 1171, « Functional Integrity of Natural Gas Storage in Depleted Hydrocarbon Reservoirs and Aquifer Reservoirs », septembre 2015





METHANE
GUIDING
PRINCIPLES