



**Interreg**



UNION EUROPEENNE  
UNIONE EUROPEA

**SIGNAL**

MARITTIMO-IT FR-MARITIME

Fonds européen de développement régional  
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale

# TI.1.1 Document d'analyse de l'état de l'art européen sur l'utilisation du GNL

---

## PARTENAIRES:

- UNIVERSITÀ di GENOVA-CIELI
- REGIONE LIGURIA
- CHAMBRE de COMMERCE et d'INDUSTRIE du VAR



La cooperazione al cuore del Mediterraneo  
La coopération au cœur de la Méditerranée

## Le projet SIGNAL

Stratégies transfrontalières pour l'exploitation du gaz naturel liquéfié

### Rapport d'activité T1.1.1 "État de l'art dans la consommation de divers combustibles marins et dans l'utilisation du GNL comme source d'énergie durable en Italie"



## Sommaire

1.	Objectifs du document et du cadre dans le projet SIGNAL.....	5
2.	La consommation de combustibles marins en Italie. ....	7
3.	Principes réglementaires qui encouragent l'utilisation de l'énergie durable.....	16
3.1.	Cadre réglementaire international.....	17
3.2.	Cadre réglementaire communautaire.....	20
3.3.	Cadre réglementaire national italien.....	24
4.	Le marché des combustibles marins autres que le GNL.....	26
4.1.	Mazouts conformes.....	29
4.1.1.	VLSFO et ULSFO : Description de la technologie, des propriétés, de la composition et des caractéristiques.....	32
4.1.2.	Utilisation de mazouts conformes : tendance mondiale.....	35
4.1.3.	Utilisation de mazouts conformes : cas italien.....	37
4.1.4.	Marine diesel oil (MDO) et marine gas oil (MGO) : Description de la technologie, des propriétés, de la composition et des caractéristiques.....	39
4.1.5.	Utilisation de combustibles marins résiduels ou distillés : tendance mondiale.....	41
4.1.6.	Utilisation de combustibles marins résiduels ou distillés : le cas italien.....	42
4.2.	Mazout lourd combiné à des systèmes d'épuration des gaz d'échappement (EGCS)/scrubber.....	42
4.2.1.	Mazout lourd (HFO) avec scrubber (EGCS) : description de la technologie et des caractéristiques.....	43
4.2.2.	Utilisation de HFO avec l'EGCS : tendance mondiale.....	46
4.2.3.	Utilisation des HFO avec l'EGCS : le cas italien.....	50
5.	Le GNL comme combustible marin de substitution.....	51
5.1.	Description de la technologie, propriétés, composition et caractéristiques.....	56
5.2.	Utilisation du GNL comme combustible marin : tendance mondiale.....	58
5.3.	Le marché du GNL comme combustible marin : le cas italien.....	63
6.	Conclusion : scénarios pour l'utilisation future des carburants de substitution.....	65
	Bibliographi.....	67
	Sitographi.....	67

## Figures

Figure 1. Distribution de carburants de substitution (pourcentage de navires).....	16
Figure 2. Sources juridiques dans le domaine de coopération du programme maritime .....	17
Figure 3. : IMO Worldmap Emission Control Areas.....	19
Figure 4 Annexe II.....	22
Figure 5. Distribution de carburant de substitution (pourcentage de navires). .....	29
Figure 6. Statut de la distribution de carburant de substitution par catégorie de navire, mai 2019. ....	29
Figure 7. Consommation mondiale annuelle de mazout et de gasoil en tant que combustible marin (2007-2018). .....	36
Figure 8. Consommation quotidienne mondiale de MGO et de HSFO comme combustibles marins (années 2015-2018).....	36
Figure 9. Utilisation des scrubber et impact sur la mécanique des navires.....	43
Figure 10. Composants d'une installation d'épuration .....	44
Figure 11. Système de scrubber à circuit ouvert. ....	44
Figure 12. Figure 12. Système de scrubber à circuit fermé .....	45
Figure 13. Système scrubber hybride à circuit ouvert.....	46
Figure 14. Système scrubber hybride à circuit fermé .....	46
Figure 15. Niveau d'adoption des solutions scrubber dans le monde (données au 31 mai 2018) .....	48
Figure 16. Réservoir cryogénique et vaporisateur. ....	52
Figure 17. Chaîne de production technologique. ....	54
Figure 18. Flotte mondiale de propulsion GNL.....	60
Figure 19. Ports américains avec services d'avitaillement en GNL. ....	61
Figure 20. Cartographie de l'offre méditerranéenne et de la zone Mena. ....	62
Figure 21. Installations et hypothèses de conception pour la fourniture de services d'avitaillement en GNL.....	63
Figure 22. Demande prévue de bunkers conformes : Estimations BP.....	66
Figure 23. Demande attendue de bunkers conformes: estimations de McKinsey. ....	66

## Tableau

Tableau 1. Mazout : norme britannique BS 2869 .....	9
Tableau 2. Classificazione ISO 8217: Classification ISO 8217 : Exigences techniques pour le mazout marin distillé.....	12
Tableau 3. Annexes MARPOL 73/78 .....	18
Tableau 4. Caractéristiques des différents types de VLSFO.....	32
Tableau 5. Caractéristiques des différents types d'ULSFO.....	35

## 1. Objectifs du document et du cadre dans le projet SIGNAL.

Le projet INTERREG Maritime "Stratégies transfrontalières pour l'exploitation du gaz naturel liquéfié" (ci-après dénommé SIGNAL) vise à définir un système intégré de distribution de GNL dans les cinq territoires partenaires concernés (Ligurie, Toscane, Sardaigne, Corse et Région PACA), qui partagent actuellement une insuffisance par rapport aux ressources disponibles en GNL des ports et sites de stockage permettant de ravitailler les navires et les bateaux. L'objectif du projet est en effet de répondre à ces lacunes par l'élaboration de plans stratégiques à l'appui de la législation la plus récente et d'aider les territoires caractérisés par des réseaux de méthanisation réduits ou absents, afin de transformer l'opportunité offerte par le GNL en valeur ajoutée, de réduire les émissions polluantes produites par le secteur des transports dans la zone cible du projet<sup>1</sup>. Le projet vise à contribuer à la réduction des émissions de CO2 et donc à améliorer la durabilité des activités portuaires et commerciales par une utilisation accrue du GNL dans les zones portuaires maritimes des régions de l'espace de coopération. Le projet comporte trois composantes de mise en œuvre (T) :

- T1 "Plan du réseau d'approvisionnement",
- T2 "Plan de localisation des sites de stockage de GNL dans les ports commerciaux",
- T3 "Plan du réseau de distribution et de transport du GNL sur le territoire".

Dans le volet T1, l'activité T1.1 "Analyse de l'état de l'art européen en matière d'utilisation du GNL", qui vise à acquérir les principales connaissances sur la mise en œuvre et la gestion des systèmes utilisant le GNL comme source d'énergie pour les navires et les bateaux, prévoit la préparation du produit T1.1.1 "Document faisant le point sur l'utilisation du GNL au niveau européen". Ce produit vise à analyser l'état de l'art européen en matière de consommation de différents types de combustibles marins dans la zone de coopération et d'utilisation du GNL comme source durable.

Ce document, qui rassemble la contribution fournie par le partenaire UNIGE (P6), est réalisé par le Centre d'excellence italien sur la logistique des transports et des infrastructures (CIELI) de l'Université de Gênes en coordination avec le Département de génie mécanique, énergétique, de gestion et des transports, sous la direction du partenaire pilote RAS (P1), examine les tendances qui caractérisent l'utilisation des différents types de combustibles marins en Italie. La pertinence de la question tient principalement au fait que le secteur marin contribue à la pollution mondiale pour environ 3 % du total attribuable au complexe des secteurs

---

<sup>1</sup> Le projet SIGNAL est en effet financé au titre du II Avis Interreg maritime ITA-FRA 1420, dans le cadre de l'axe prioritaire 3 - Améliorer la connexion des territoires et la durabilité des activités portuaires et de l'objectif spécifique 7C2 - Améliorer la durabilité des activités portuaires commerciales en contribuant à la réduction des émissions de carbone. Le projet d'une durée de 30 mois implique des partenaires de tous les territoires de la zone d'objectif ainsi représentée : Région autonome de Sardaigne (P1, chef de file du projet), Centralabs (P2), Office des Transports de la Corse (P3), Autorité du système portuaire de la mer Tyrrhénienne du Nord (P4), Chambre de Commerce et d'Industrie du Var (P5), Université de Gênes (P6) et Région Liguria (P7).

productifs et industriels ((Burel et al, 2013)) et que l'on estime qu'en 2050, il pourrait dépasser le seuil de 17 % (Cames et al, 2015). Par la suite, le rapport établi par l'équipe du CIELI passe brièvement en revue les principes réglementaires prioritaires, tant au niveau international, communautaire que national, qui sont nécessaires pour comprendre, d'une part, les réglementations précises en matière de planification et, d'autre part, les contraintes de plus en plus strictes en matière d'émissions qui imposent des dispositions contraignantes sur ce sujet. Ces évolutions du contexte réglementaire et juridique affectent les choix des compagnies maritimes tant en termes de choix stratégiques qu'en termes d'investissements consentis pour les mettre en œuvre. En particulier, dans le cadre d'une décision d'investir dans de nouvelles constructions dans le secteur, en raison des contraintes légales et réglementaires susmentionnées pour l'avenir, les armateurs sont invités à choisir une série d'options viables afin de s'adapter aux nouvelles limitations en termes d'émissions, tout en préservant les principes de l'économie de gestion.

Le rapport examine ensuite les principaux combustibles marins et les options d'alimentation des moteurs marins actuellement disponibles et conformes à la réglementation en vigueur, compte tenu du marché des huiles conformes (VLSF, ULSF), du marché des combustibles marins résiduels ou distillés (MDO et MGO) et de l'option représentée par l'utilisation du fioul lourd combiné à des systèmes de purification des gaz d'échappement (appelés en pratique « *scrubbers* »). Pour chaque type de combustible, le rapport fournit une description détaillée des propriétés, de la composition et des caractéristiques de la technologie, ainsi qu'une analyse des principales tendances du marché à l'échelle mondiale et nationale, à la demande du chef de projet lors de la répartition des macro activités dans le cadre du partenariat du projet.

Enfin, le rapport examine l'état actuel de l'utilisation du GNL comme carburant de substitution dans le secteur portuaire maritime. L'utilisation du gaz naturel comme combustible est l'un des moyens que l'industrie maritime peut adopter pour respecter les limites de plus en plus restrictives des émissions dans l'atmosphère en ce qui concerne les polluants, nocifs et modifiant le climat, tels que les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), le soufre (SO<sub>x</sub>) et le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) dus à l'utilisation des combustibles traditionnels dans les conditions normales de fonctionnement du navire. L'utilisation du GNL comme alternative aux carburants traditionnels permet une réduction substantielle des émissions d'oxyde de soufre (SO<sub>x</sub>), la réduction des émissions d'oxyde d'azote (NO<sub>x</sub>) pour respecter les limites applicables à partir de 2016 dans les domaines de la conformité aux émissions (NO<sub>x</sub> ECA)<sup>2</sup>, comme requis par la législation de référence, et la réduction de 20-25% des émissions de CO<sub>2</sub>.

Dans la dernière partie du rapport, les scénarios futurs (jusqu'en 2030 et 2050) pour le développement des combustibles marins alternatifs et leurs impacts possibles sur la dynamique du marché caractérisant le secteur objet de l'étude sont analysés.

---

<sup>2</sup> Nitrogen-oxides Emission Control Areas.

## 2. La consommation de combustibles marins en Italie.

Dans la pratique, le concept de bunker comprend techniquement tout type de fioul utilisé à bord des navires. Différents organismes publics et autorités compétentes définissent les caractéristiques des mazouts existants avec des spécifications numériques différentes.

Selon la classification américaine (USA), par exemple, les mazouts sont numérotés sur une échelle de 1 à 6. Le point d'ébullition et la longueur de la chaîne carbonique du combustible augmentent avec le nombre de mazouts. La viscosité augmente également avec le nombre et l'huile plus lourde doit être chauffée afin qu'elle ait les caractéristiques techniques nécessaires pour assurer la fluidité nécessaire à son bon écoulement. La densité est également un paramètre important pour les mazouts, car les combustibles marins sont purifiés avant leur utilisation pour éliminer l'eau et les impuretés de l'huile. Comme les purificateurs sont basés sur l'utilisation de la force centrifuge, l'huile doit avoir une densité suffisamment différente de celle de l'eau. Les anciens purificateurs fonctionnent avec des combustibles d'une densité maximale de 991 kg/m<sup>3</sup>. Grâce à l'utilisation de purificateurs de dernière génération, l'huile peut être purifiée avec une densité allant jusqu'à 1010 kg/m<sup>3</sup>. Le prix du carburant, en revanche, tend à diminuer en raison de l'augmentation du nombre de caractéristiques du carburant lui-même.

Le mazout numéro 1 est un distillat de mazout volatil destiné à la vaporisation des brûleurs en pot. C'est la coupe du kérosène raffiné qui bout immédiatement après la coupe lourde du naphte utilisé pour l'essence (gasoline). Parmi ces mazouts, il y'a : le mazout de chauffage, le mazout de chauffage.

Le mazout numéro 2 est un mazout domestique distillé. Ce combustible est parfois connu sous le nom de combustible de soute A. Les camions et certaines voitures utilisent un carburant diesel similaire avec une limite d'indice de cétane<sup>3</sup> qui décrit la qualité d'allumage du carburant. Les deux sont généralement obtenus par coupe du carburant diesel léger. Le carburant diesel à l'origine se réfère à l'utilisation de cette fraction entre la fin du XIXe et le début du XXe siècle : la coupe du carburant diesel a été utilisée comme un agent d'enrichissement pour la production de gaz à partir de l'eau alimentée.

---

<sup>3</sup> L'indice de cétane (classification des cétones) est un indicateur du taux de combustion du carburant diesel et de la compression requise pour l'allumage. C'est le contraire de l'indice d'octane de l'essence. Le CN est un facteur important dans la détermination de la qualité du diesel, mais ce n'est pas le seul ; les autres mesures de la qualité du diesel comprennent (sans s'y limiter) le contenu énergétique, la densité, la lubrification, les propriétés d'écoulement à froid et la teneur en soufre.



Le mazout numéro 3 était un mazout distillé destiné aux brûleurs nécessitant un combustible à faible viscosité. ASTM4 a combiné cette qualité avec la spécification numéro 2 et le terme a rarement été utilisé depuis la moitié du XXe siècle.

Le mazout numéro 4 est un mazout commercial utilisé pour les brûleurs sans préchauffeur. On peut l'obtenir en coupant du gazole lourd (heavy gas oil). Le mazout numéro 5 est un mazout industriel de type résiduel qui nécessite un préchauffage à 77-104 ° C (171-219 ° F) pour une pulvérisation adéquate des brûleurs. Ce combustible est parfois appelé "Bunker B". On peut l'obtenir en coupant du mazout lourd, ou il peut s'agir d'un mélange d'huile résiduelle avec suffisamment d'huile numéro 2 pour ajuster la viscosité jusqu'à ce qu'elle puisse être pompée sans préchauffage.

Le mazout no 5 est aussi appelé mazout spécial de la marine (NSFO) ou simplement "spécial de la marine". Les mazouts 5 et 6 sont aussi communément appelés mazout lourd, c'est-à-dire Heavy Fuel Oil (HFO) ou mazout de chauffage pour four (FFO) ; la viscosité élevée exige un chauffage, habituellement au moyen d'un système de recirculation de la vapeur à basse pression, avant que l'huile puisse être pompée d'un réservoir à bunker.

Le mazout numéro 6 est un mazout résiduel à viscosité élevée qui doit être préchauffé à 104-127 ° C (219-262 ° F). Le terme "résidu" désigne la matière qui reste après l'ébullition des morceaux de pétrole brut les plus précieux. Le résidu peut contenir diverses impuretés indésirables, dont 2 % d'eau et 0,5 % de sol minéral. Ce combustible peut être connu sous le nom de mazout résiduel (RFO, residual fuel oil<sup>5</sup>), selon les spécifications de la Navy du Bunker C ou les spécifications du Pacific de PS-400.

---

<sup>4</sup> ASTM International, précédemment connu sous le nom d'American Society for Testing and Materials est un organisme international de normalisation qui élabore et publie des normes techniques consensuelles volontaires pour une vaste gamme de matériaux, produits, systèmes et services.

<sup>5</sup> Le mazout résiduel est l'un des produits pétroliers les moins précieux pour une raffinerie. Il s'agit essentiellement d'un sous-produit de la production de produits légers, qui est l'objectif principal d'une raffinerie.

Le mazout résiduel est principalement utilisé comme combustible dans les fours simples comme les centrales électriques et les chaudières industrielles. C'est également le principal combustible utilisé sur les navires océaniques, où il est appelé combustible de soute.

Toutefois, le mazout résiduel doit respecter certaines spécifications de qualité pour des raisons de performance et d'environnement. Les plus importantes sont : a) Viscosité : Il s'agit d'une mesure de la tendance d'un fluide à résister à l'écoulement. Une viscosité plus faible est plus souhaitable ; b) Teneur en soufre : La teneur maximale en soufre du mazout est déterminée par des préoccupations environnementales. Celle-ci est généralement fixée en tant que teneur maximale en soufre en % par poids. Le mazout résiduel est le plus lourd d'une gamme de différentes qualités de mazout.

Contrairement au système de catalogage américain, la norme britannique BS 2869<sup>6</sup>, dédiée aux fiouls pour moteurs agricoles, domestiques et industriels, spécifie les 8 classes de fiouls rapportées dans le Tableau 1.

Tableau 1. Mazout : norme britannique BS 2869

CLASSE	TIPO	MIN. VISCOSITÀ CINEMATICA	MAX. VISCOSITÀ CINEMATICA	MIN FLASH POINT	MAX. CONTENUTO ZOLFO	ALIAS
C1	DISTILLATE	-	-	43° C	0,04 % (m/m)	Paraffina
C2	DISTILLATE	1.000 MM <sup>2</sup> /S A 40° C	2.000 MM <sup>2</sup> /S A 40° C	38° C	0,1 % (m/m)	Kerosene
A2	DISTILLATE	2.000 MM <sup>2</sup> /S A 40° C	5.000 MM <sup>2</sup> /S A 40° C	>55° C	0,001 % (m/m)	ULSD_LOW SULPHUR GAS OIL
D	DISTILLATE	2.000 MM <sup>2</sup> /S A 40° C	5.000 MM <sup>2</sup> /S A 40° C	>55° C	0,1 % (m/m)	GAS OIL_RED DIESEL
E	RESIDUAL	-	8.200 MM <sup>2</sup> /S A 40° C	66° C	1 % (m/m)	LFO
F	RESIDUAL	8.201 MM <sup>2</sup> /S A 100° C	20.000 MM <sup>2</sup> /S A 100° C	66° C	1 % (m/m)	MFO (MEDIUM FUEL OIL)
G	RESIDUAL	20.010 MM <sup>2</sup> /S A 100° C	40.000 MM <sup>2</sup> /S A 100° C	66° C	1 % (m/m)	HFO
H	RESIDUAL	40.010 MM <sup>2</sup> /S A 100° C	56.000 MM <sup>2</sup> /S A 100° C	66° C	1 % (m/m)	-

Source: BS 28695

Les carburants des classes C1 et C2 ont des caractéristiques similaires à celles du kérosène. Le type C1 est destiné à être utilisé dans des appareils sans liquide (par ex. Lampade flueless appliances). C2 est utilisé dans des brûleurs à vaporisation ou nébulisation raccordés aux appareils à gaz de combustion. Le carburant de classe A2 convient aux applications mobiles qui sont nécessaires pour utiliser un carburant sans soufre. Le combustible de classe D est similaire à celui de la classe A2 et convient aux applications stationnaires, comme le chauffage domestique, commercial et industriel La norme BS 2869 permet aux carburants des classes A2 et D de contenir jusqu'à 7 % de biodiesel (ester méthylique d'acide gras, FAME<sup>7</sup>), à condition que la teneur en FAME respecte les exigences de la norme BS EN 14214<sup>8</sup>.

<sup>6</sup> BS 2869 : 2017 précise les exigences relatives à huit catégories de carburants à base de pétrole pour les moteurs et les chaudières utilisés dans les applications agricoles, domestiques et industrielles. La présente norme britannique n'exclut pas l'utilisation licite d'une classe de carburant dans une application conçue pour être utilisée avec un carburant d'une autre classe. Toutefois, il est fortement recommandé de n'utiliser que du combustible C1 dans les appareils ménagers sans fluide et il est recommandé d'effectuer des essais ou des consultations avec le fabricant de l'équipement si le combustible doit être utilisé à une fin autre que celle pour laquelle il est classé dans cette norme britannique.

<sup>7</sup> Les esters méthyliques d'acides gras (FAME) sont un type d'ester d'acide gras dérivé de la transestérification des graisses par le méthanol. Les molécules du biodiesel sont principalement des FAME, généralement obtenues à partir d'huiles végétales par transestérification. Ils sont utilisés pour produire des détergents et du biodiesel. Les FAMES sont généralement produites par une réaction catalysée par des alcalis entre les graisses et le méthanol en présence d'une base comme l'hydroxyde de sodium, le méthylate de sodium ou l'hydroxyde de potassium. L'une des raisons d'utilisation du FAME dans le biodiesel au lieu des acides gras libres est d'éliminer toute corrosion que les acides gras libres pourraient causer aux métaux dans les moteurs, les usines de production et ainsi de suite. Les acides gras libres ne sont que légèrement acides, mais avec le temps, ils peuvent causer une corrosion cumulative contrairement à leurs esters.

<sup>8</sup> La présente norme européenne spécifie les exigences et les méthodes d'essai pour les esters méthyliques d'acides gras commercialisés et livrés (ci-après dénommés FAME) destinés à être utilisés comme carburant pour moteurs diesel et pour des applications de chauffage à une concentration de 100 % ou comme diluant pour le carburant distillé pour moteurs diesel conformément aux exigences de l'EN 590 et pour le chauffage du carburant. Avec une concentration de 100 %, il est applicable aux carburants destinés aux moteurs diesel et aux applications de chauffage conçus ou adaptés ultérieurement pour fonctionner à 100 % FAME.

Les classes E à H sont des huiles usagées destinées à des brûleurs pulvérisateurs destinés aux chaudières ou, à l'exception de la classe H, à certains types de gros moteurs à combustion. Les classes F à H nécessitent inévitablement un chauffage avant utilisation ; le combustible de classe E peut nécessiter un préchauffage, selon les conditions environnementales.

Soulignés les différentes caractéristiques et le catalogage des bunkers, il convient de noter que rarement, dans la pratique maritime moderne, ils sont ainsi étiquetés. Dans le secteur maritime, un autre type de classification est utilisé pour les mazouts. En particulier, les combustibles marins (cfr. DIN ISO 8217<sup>9</sup>), appelés combustibles de bunker, sont généralement divisés en deux classes différentes :

- Les mazouts lourds sont à leur tour divisés en : a) à forte teneur en soufre ; b) à faible teneur en soufre
- Distillats : familièrement connu sous le nom de gazole marin ou Marine Gas Oil (MGO).

Les normes et spécifications auxquelles doivent satisfaire les carburants à base de pétrole utilisés dans les moteurs diesel et les chaudières du secteur du transport maritime ont été spécifiées par l'Organisation maritime internationale (OMI) dans la norme ISO 8217 "Produits pétroliers - Carburants (classe F) - Spécifications pour les combustibles marins". Il s'agit d'une norme mondiale acceptée pour la spécification des combustibles marins qui établit une distinction entre les combustibles résiduels et les combustibles distillés en fonction de leurs principaux composants. En outre, la norme ISO 8216 (Petroleum products — Fuels (class F) — Classification) classe les catégories de combustibles marins. Selon que le combustible ait été produit par distillation ou accumulé sous forme de résidu dans la raffinerie de pétrole, il est classé comme distillat (ou "combustible distillé" selon la norme) ou comme combustible résiduel. Selon la norme ISO 8217, les combustibles résiduels sont répartis en six types de combustibles en fonction de leur viscosité (viscosité cinématique) - RMA, RMB, RMD, RME, RMG et RMK - en combinaison avec leur valeur limite de viscosité cinématique maximale à 50°C. La viscosité est exprimée en millimètres carrés par seconde (mm<sup>2</sup>/s). Des valeurs de viscosité proches de 700 mm<sup>2</sup>/s indiquent des combustibles résiduels très visqueux. Plus la valeur de viscosité cinématique est faible, plus le carburant est fin. En règle générale, plus la viscosité est faible, plus la qualité du combustible marin est élevée. Les combustibles résiduels

---

<sup>9</sup> Les différents combustibles marins selon ISO 8217 sont produits à partir de pétrole brut par distillation fractionnée dans les raffineries. Dans ce processus, le pétrole brut est progressivement chauffé juste en dessous de la température à laquelle il se décompose. Si, au cours du processus de chauffage, le point d'ébullition d'un composant particulier du pétrole brut est dépassé, une "fraction" passe à la phase gazeuse. Les fractions dont les molécules sont plus petites s'évaporent à des températures plus basses que celles dont les molécules sont à longue chaîne (et donc plus grosses). Les différentes fractions sont ensuite refroidies en dessous de leur point d'ébullition, puis liquéfiées. Les fractions ainsi séparées du pétrole brut sont appelées distillats. Le résidu de la distillation fractionnée, qui ne passe pas en phase gazeuse, est appelé combustible résiduel ou fioul lourd. La teneur en soufre de ce fioul lourd peut être réduite par d'autres procédés.

sont utilisés dans les moteurs marins de grande, moyenne et basse vitesse. Les combustibles résiduels sont utilisés dans les moteurs marins de grande, moyenne et basse vitesse. Si le navire ne se trouve pas dans une zone soumise à des restrictions d'émissions spéciales (zone de contrôle des émissions ou ZCE), il s'agit généralement d'un type de combustible intermédiaire de type "IFO 380" (intermediate fuel oil) avec désignation ISO 8217 "RMG 380" ou "RMK 380".<sup>10</sup>.

Selon la norme ISO 8217, les combustibles distillés sont divisés en quatre classes : DMX, DMA, DMB et DMZ. Le DMX est un distillat qui n'est utilisé que sur les petits moteurs (embarcations de sauvetage / unités d'urgence) et qui est destiné à être utilisé à l'extérieur de la salle des machines. La différence entre le DMA et le DMB réside principalement dans le fait que le DMB peut contenir des traces de carburant résiduel. La quatrième classe de distillat, la DMZ, ne doit pas contenir de composants résiduels de combustible, a une teneur en aromatiques plus élevée et une viscosité légèrement plus élevée à 40 °C que les autres distillats. Ceci permet de s'assurer que l'injection de carburant peut continuer à refroidir et à lubrifier lors du passage d'un combustible marin de mauvaise qualité à une zone démilitarisée (p. ex. lors du passage à un ECA). La norme ISO 8217 définit également les paramètres de qualité d'un combustible marin, par exemple l'inflammabilité (indice d'aromaticité carbone/CCAI calculé), la teneur maximale en acides et en métaux et les limites de teneur en soufre. En principe, le respect des limites d'émission peut également être assuré par des équipements supplémentaires (systèmes de filtration, laveurs d'air). À cet égard, l'armateur est responsable du respect des limites d'émission en achetant le combustible marin approprié pour la technologie respective du navire.

La classification ISO 8217 mise à jour jusqu'en 2017 est donnée dans le Tableau 2, qui montre les différents degrés de densité, viscosité, cétane et autres caractéristiques qui rendent un bunker plus propre et plus raffiné que les autres.

---

"RMG 380" ou "RMK 380" sont des types de combustibles marins résiduels (RM) dont la classification G ou K dépend du grade de viscosité du combustible. De même, sont classés les distillats marins (DM), DMX, DMA, DMB et DMZ, dont la classification X/A/B/B/Z dépend de la viscosité du distillat.

Tableau 2. Classificazione ISO 8217: Classification ISO 8217 : Exigences techniques pour le mazout marin distillé

**REQUIREMENTS FOR MARINE DISTILLATE FUELS**

Characteristic	Unit	Limit	Category ISO-F-								Test method(s) and references
			DMX	DMA	DFA	DMZ	DFZ	DMB	DFB		
Kinematic viscosity at 40 °C	mm <sup>2</sup> /s *	Max	5,500	6,000		6,000		11,00			ISO 3104
		Min	1,400	2,000		3,000		2,000			
Density at 15 °C	kg/m <sup>3</sup>	Max	-	890,0		890,0		900,0			ISO 3675 or ISO 12185; see 6.1
Cetane index	-	Min	45	40		40		35			ISO 4264
Sulfur <sup>b</sup>	mass %	Max	1,00	1,00		1,00		1,50			ISO 8754 or ISO 14596, ASTM D4294; see 6.3
Flash point	°C	Min	43,0	60,0		60,0		60,0			ISO 2719; see 6.4
Hydrogen sulfide	mg/kg	Max	2,00	2,00		2,00		2,00			IP 570; see 6.5
Acid number	mg KOH/g	Max	0,5	0,5		0,5		0,5			ASTM D664; see 6.6
Total sediment by hot filtration	mass %	Max	-	-		-		0,10 <sup>c</sup>			ISO 10307-1; see 6.8
Oxidation stability	g/m <sup>3</sup>	Max	25	25		25		25 <sup>d</sup>			ISO 12205
Fatty acid methyl ester (FAME) <sup>e</sup>	volume %	Max	-	-	7,0	-	7,0	-	7,0		ASTM D7963 or IP 579; see 6.10
Carbon residue – Micro method on the 10 % volume distillation residue	mass %	Max	0,30	0,30		0,30		-			ISO 10370
Carbon residue – Micro method	mass %	Max	-	-		-		0,30			ISO 10370
Cloud point <sup>f</sup>	winter	°C	Max	-16	report		report	-			ISO 3015; see 6.11
	summer	°C	Max	-16	-		-	-			
Cold filter plugging point <sup>f</sup>	winter	°C	Max	-	report		report	-			IP 309 or IP 612; see 6.11
	summer	°C	Max	-	-		-	-			
Pour point (upper) <sup>f</sup>	winter	°C	Max	-	-6		-6	0			ISO 3016; see 6.11
	summer	°C	Max	-	0		0	6			
Appearance			Clear and Bright <sup>g</sup>						<sup>h</sup>		see 6.12
Water	volume %	Max	-	-		-		0,30 <sup>e</sup>			ISO 3733
Ash	mass %	Max	0,010	0,010		0,010		0,010			ISO 6245
Lubricity, corrected wear scar diameter (WSD) at 60 °C <sup>h</sup>	µm	Max	520	520		520		520 <sup>d</sup>			ISO 12156-1

- a 1 mm<sup>2</sup>/s = 1 cSt.
- b Notwithstanding the limits given, the purchaser shall define the maximum sulfur content in accordance with relevant statutory limitations. See Introduction.
- c If the sample is not clear and bright, the total sediment by hot filtration and water tests shall be required, see 6.8 and 6.12.
- d If the sample is not clear and bright, the test cannot be undertaken and therefore, compliance with this limit cannot be shown.
- e See 5.1 and Annex A.
- f Pour point cannot guarantee operability for all ships in all climates. The purchaser should confirm that the cold flow characteristics (pour point, cloud point, cold filter, plugging point) are suitable for the ship's design and intended voyage. See 6.11.
- g If the sample is dyed and not transparent, then the water limit and test method as given in 6.12 shall apply.
- h This requirement is applicable to fuels with a sulfur content below 500 mg/kg (0,050 mass %).

**REQUIREMENTS FOR MARINE RESIDUAL FUELS**

Characteristic	Unit	Limit	Category ISO-F-										Test method reference		
			RMA 10	RMB 30	RMD 80	RME 180	RMG 180	380	500	700	380	500		700	RMK
Kinematic viscosity at 50 °C	mm <sup>2</sup> /s *	Max	10,00	30,00	80,00	180,0	180,0	380,0	500,0	700,0	380,0	500,0	700,0		ISO 3104
Density at 15 °C	kg/m <sup>3</sup>	Max	920,0	960,0	975,0	991,0		991,0				1010,0			ISO 3675 or ISO 12185; see 6.1
CCAI	-	Max	850	860	860	860		870				870			see 6.2
Sulfur <sup>b</sup>	mass %	Max	Statutory requirements										ISO 8754 or ISO 14596 or ASTM D4294; see 6.3		
Flash point	°C	Min	60,0	60,0	60,0	60,0		60,0				60,0			ISO 2719; see 6.4
Hydrogen sulfide	mg/kg	Max	2,00	2,00	2,00	2,00		2,00				2,00			IP 570; see 6.5
Acid number <sup>c</sup>	mg KOH/g	Max	2,5	2,5	2,5	2,5		2,5				2,5			ASTM D664; see 6.6
Total sediment – Aged	mass %	Max	0,10	0,10	0,10	0,10		0,10				0,10			ISO 10307-2; see 6.9
Carbon residue – Micro method	mass %	Max	2,50	10,00	14,00	15,00		18,00				20,00			ISO 10370
Pour point (upper) <sup>d</sup>	winter	°C	Max	0	0	30	30		30			30			ISO 3016
	summer	°C	Max	6	6	30	30		30			30			
Water	volume %	Max	0,30	0,50	0,50	0,50		0,50				0,50			ISO 3733
Ash	mass %	Max	0,040	0,070	0,070	0,070		0,100				0,150			ISO 6245
Vanadium	mg/kg	Max	50	150	150	150		350				450			IP 501, IP 470 or ISO 14597; see 6.14
Sodium	mg/kg	Max	50	100	100	50		100				100			IP 501, IP 470; see 6.15
Aluminium plus silicon	mg/kg	Max	25	40	40	50		60				60			IP 501, IP 470 or ISO 10478; see 6.16
Used lubricating oil (ULO): – Calcium and zinc; or – Calcium and phosphorus	mg/kg	-	Calcium > 30 and zinc > 15 or Calcium > 30 and phosphorus > 15										IP 501 or IP 470, IP 500; see 6.17		

- a 1 mm<sup>2</sup>/s = 1 cSt.
- b The purchaser shall define the maximum sulfur content in accordance with relevant statutory limitations. See Introduction.
- c See Annex E.
- d Purchasers should confirm that this pour point is suitable for the ship's intended area of operation.

Source: ISO

Les fiouls lourds à forte teneur en soufre sont des huiles issues du traitement des résidus de la gazéification du pétrole, dont la teneur en soufre est comprise entre 1 et 3,5 %. Celles-ci sont énumérées ci-dessous :

- ✓ Heavy Fuel Oil (HFO)
- ✓ Intermediate Fuel Oil (IFO)

L'Heavy Fuel Oil est le soi-disant fioul résiduel pur ou presque pur, un combustible traditionnellement utilisé par les navires qui, après 2020, ne pourra plus être utilisé dans la propulsion marine en raison de sa forte teneur en soufre (généralement supérieure à 3,5%).

Contrairement au HFO, l'IFO est un mélange de combustibles lourds dont la teneur en soufre est inférieure, < 3,5 %. Selon sa viscosité, il peut être considéré comme un distillat ou un combustible résiduel. En ce qui concerne les mazouts résiduels à faible teneur en soufre, on peut les énumérer :

- ✓ Very-Low Sulfur Fuel Oil (VLSFO)
- ✓ Ultra-Low Sulphur Fuel Oil (ULSFO)
- ✓ Marine Diesel Oil (MDO)

Ces huiles sont actuellement peu utilisées sur le marché en raison de leur prix élevé et de leur faible disponibilité d'un point de vue de l'offre (voir capillarité actuelle du réseau de distribution). Toutefois, à partir de l'entrée en vigueur de la nouvelle réglementation MARPOL prévue pour le 1er janvier 2020, ce seront les fiouls sur lesquels le marché se concentrera le plus, au moins à court terme, afin de respecter les limites de soufre liées à l'utilisation des combustibles marins. Les mélanges de mazout lourd et de distillats, à faible teneur en soufre, fréquemment utilisés dans la pratique d'aujourd'hui sont décrits comme du diesel marin (MDO) ou du mazout à faible teneur en soufre (VLSFO, ULSFO). Au sens le plus strict du terme, le "gazole marin" désigne spécifiquement les mélanges contenant un très faible pourcentage de fioul lourd. Ce type de carburant diesel marin est donc également classé comme distillat dans certaines publications. La teneur en soufre de ce "distillat" est variable, mais reste généralement inférieure à 1%. Comme le MDO, le VLSFO et l'ULSFO, selon leur viscosité, peuvent être considérés comme des "distillats" au sens large du terme (même si un pourcentage de résidus est toujours présent). Le VLSFO, mazout intermédiaire à faible teneur en soufre, contient un maximum de 0,5 % de soufre, tandis que l'ULSFO a une teneur en soufre inférieure à 0,1 %. Le seul distillat pur, sans contamination des résidus, est le MGO, Marine Gasoil, qui a généralement une teneur en soufre inférieure à 0,5%.

Afin de pouvoir se conformer à la réglementation IMO-Marpol, les entreprises productrices ont mis sur le marché différentes variantes de gazole marin au cours de l'année dernière (2019), notamment pour respecter les limites en soufre imposées dans la zone SECA : tant le LSMGO que l'ULSMGO sont concernés à cet égard. L'acronyme LSMGO Low Sulphur Marine Gas Oil, c'est-à-dire le gasoil marin à faible teneur en soufre (<0,1%), est

caractérisé par une teneur en soufre inférieure à 0,1%. Ces derniers doivent être utilisés dans les ports et ancrages de l'UE (Directive 2005/33/CE de l'UE sur le soufre). L' Ultra Low Sulphur Marked Gas Oil (ULSMGO), est utilisé comme gazole marin à très faible teneur en soufre (soufre maximum 0,0015 %) aux États-Unis et comme gazole automobile (soufre maximum 0,001%) dans l'UE. Ce distillat contient un pourcentage de soufre qui est le pourcentage maximal autorisé dans les territoires et eaux territoriales des États-Unis (terrestres, maritimes et automobiles) et dans l'UE pour un usage interne (*inland use*).

En plus des huiles usagées et des distillats, on peut également identifier de nouvelles options technologiques comme alternatives possibles pour la propulsion marine. Les technologies qui semblent les plus prometteuses face aux récents développements technologiques et de production sont le gaz naturel liquéfié (GNL) et le gaz de pétrole liquéfié (GPL). Bien que le GPL et le GNL soient des combustibles fossiles, ils ont été inclus dans la liste des carburants alternatifs car, au moins dans un premier temps, ils remplaceront l'essence et le diesel dans le transport maritime, avant la décarbonisation totale du transport.

L'avantage de l'utilisation de ces deux combustibles est lié à leur densité énergétique élevée et à leur impact environnemental moindre par rapport aux autres combustibles fossiles liquides, ce qui permet une réduction significative des émissions de NOx et de particules, une absence d'émissions de SOx et une réduction des émissions de CO2. Ces combustibles sont actuellement produits à partir de combustibles fossiles, mais pourraient à l'avenir être produits à partir de biomasse et de déchets organiques par fermentation anaérobie dans des proportions supérieures aux valeurs actuelles. En particulier, le biométhane pourrait également être produit par "méthanisation" de l'hydrogène (réaction avec le CO2) qui est généré par l'énergie électrique produite à partir de sources renouvelables, contribuant ainsi davantage à la décarbonisation du transport.

Le GPL, obtenu essentiellement à partir du raffinage du pétrole (à partir de la tête de la première colonne de distillation et, dans une moindre mesure, du gaz naturel et du gaz émis par les puits de pétrole), est essentiellement constitué de propane et de butane avec des traces de pentane. Il est stocké et transporté sous une pression comprise entre 2 et 20 bar.

Le GNL est essentiellement constitué de méthane (>90%) avec des impuretés paraffiniques légères (éthane, propane). Il est en phase liquide à une température de -162 °C et 2 bar. A l'avenir, le GNL sera utilisé comme carburant à faible impact environnemental pour la navigation maritime longue distance (>1 000 km) : en ce sens, sa densité énergétique élevée le rend particulièrement adapté aux longues distances par rapport au GPL. En outre, l'avantage du GNL par rapport au GPL est qu'il est disponible là où il n'y a pas de gazoduc. En effet, le GNL peut être importé par transport maritime à partir de pays pour lesquels il n'existe pas de connexions et de liaisons directes avec des gazoducs : cela a non seulement une influence positive sur la dynamique de la sécurité d'approvisionnement (augmentant les possibilités d'achat pour l'acheteur), mais aussi des implications positives en termes de prix. Le problème,

en l'occurrence, concerne la disponibilité de terminaux portuaires adaptés à l'accostage des navires pour le transport de GNL et d'installations pour l'avitaillement en GNL, largement répartis sur le territoire.

Une autre alternative aux plus traditionnels carburants marins, est composée des biocarburants tels que le biométhane, le bioéthanol, le Fatty Acid Methyl Esters (FAME; biodiesel), l'Hydrogenated Vegetable Oil (HVO; biodiesel et biocherosène), les Gas to liquids (GTL) qui indiquent le biodiesel et le biocherosène, le diméthyléther (DME) comme substitut du diesel et le biobutanol (alternative à l'essence et au diesel) et aussi le bio hydrogène. Les biocarburants peuvent être mélangés à des combustibles fossiles ou utilisés purs avec des modifications mineures du moteur et ne nécessitent pas, comme tous les autres carburants alternatifs, la construction d'infrastructures spéciales pour leur développement. Les biocarburants à envisager pour l'avenir sont uniquement ceux obtenus à partir de la biomasse non utilisée pour la consommation humaine ou animale, qui ne conduisent pas à la déforestation. Ces biomasses peuvent être des déchets organiques provenant de différentes activités et/ou des cultures énergétiques obtenues sur des terres marginales (non utilisables pour la production alimentaire). Les biocarburants conduisent certes à une réduction de la production de CO<sub>2</sub> et à une réduction des émissions de SO<sub>x</sub> et sont renouvelables, mais ils ne conduisent pas à l'élimination complète des particules et des NO<sub>x</sub> (source : carburants alternatifs pour lutter contre le changement climatique et la pollution des villes, sixième Conférence nationale sur la chimie et l'énergie, 2016).

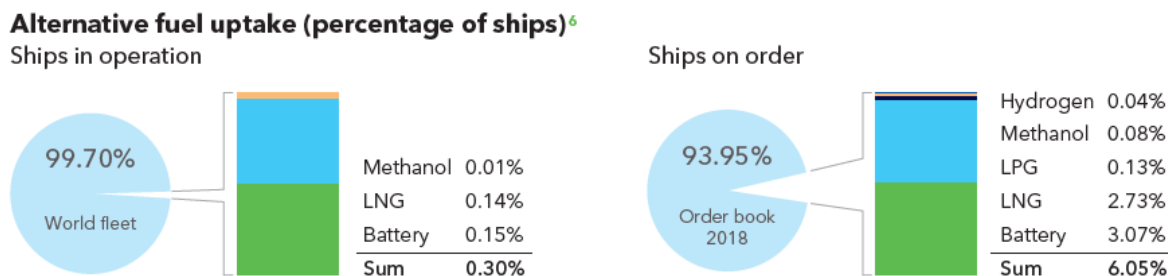
Dans le monde entier, l'adoption des combustibles marins et des technologies alternatives dans la zone maritime-portuaire s'accélère considérablement (année de référence 2019), mais représente encore une faible proportion du tonnage commandé de nouvelles commandes, en raison du fait que la plupart des navires utilisent encore des combustibles traditionnels. Les statistiques actuelles montrent que moins de 1% des navires de la flotte mondiale utilisent des carburants alternatifs (DNV GL, 2019). En particulier, l'utilisation de carburants et de technologies à "faibles émissions" ou à "émissions nulles" concerne le segment du transport maritime à courte distance et les navires passagers, avec des incidences encore limitées en termes d'amélioration globale des émissions polluantes totales du secteur. A l'exception de l'électrification en cours de plus de 100 ferries rouliers sur le segment court-courrier, les carburants alternatifs déjà mis en œuvre sont principalement des combustibles fossiles et non de l'électricité.

En examinant les données plus en détail, on constate que le GNL comme mode de propulsion des navires est actuellement utilisé dans le monde entier par 159 navires en exploitation (données de mai 2019), comme le montre la Figure 1. L'examen des données sur les commandes passées aux chantiers navals pour les nouveaux navires montre l'augmentation significative du nombre de navires alimentés au GNL qui devrait se produire à l'échelle mondiale au cours des prochaines années. L'observation des données présentées dans la figure montre aussi clairement que les opérateurs du secteur sont intéressés par des solutions basées



sur l'utilisation de batteries pour des solutions entièrement électriques ou hybrides, en particulier en relation avec les types de navires utilisés à courte distance.

Figure 1. Distribution de carburants de substitution (pourcentage de navires)



Source: DNV GL 2019

### 3. Principes réglementaires qui encouragent l'utilisation de l'énergie durable.

Avant d'analyser en détail les combustibles marins conformes et les solutions technologiques alternatives, il apparaît nécessaire de rappeler brièvement le cadre réglementaire de référence au niveau international, communautaire et national (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**). En effet, celles-ci imposent d'importantes contraintes juridiques sur le choix des solutions technologiques à adopter et constituent des moteurs fondamentaux par rapport aux tendances qui caractérisent le secteur.

A cette fin, après avoir brièvement évoqué le contexte international et communautaire, la section 3.3 du rapport illustre le cadre réglementaire actuel qui caractérise le contexte national, compte tenu également des piliers prévus dans le Cadre stratégique pour le développement des énergies et combustibles de substitution. De ce point de vue, il est en effet important de souligner que dans la zone cible du programme maritime INTERREG, qui implique à la fois les territoires italien et français, les réglementations nationales pour la transposition des directives communautaires semblent à ce jour au moins en partie différentes. En effet, l'Italie a transposé la directive DAFI par le décret législatif 257/2016 "Règles pour la mise en œuvre de la directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 concernant la construction d'une infrastructure pour les carburants alternatifs", tandis que la France s'est conformée aux dispositions communautaires en 2016 avec le "Cadre d'action national pour le développement des carburants alternatifs dans le secteur des transports et le déploiement des infrastructures correspondantes" (CANCA).

Actuellement, par conséquent, en ce qui concerne les territoires inclus dans l'espace de coopération du programme, il existe des éléments de convergence et des profils d'incohérence du point de vue réglementaire, mais surtout en ce qui concerne les profils de planification et de programmation stratégique nationale. Cela est dû, du moins en partie, aux différentes interprétations de l'approche utilisée pour l'estimation faite par les cadres stratégiques nationaux concernant les réseaux de développement et de distribution des carburants

alternatifs. Il est à noter que ce rapport, comme demandé par le Chef de file P1 (Région Autonome de Sardaigne), vise à examiner en détail la seule législation italienne en raison de la coordination et de l'intégration de ce document par rapport aux résultats scientifiques produits par les autres partenaires du projet.

Figure 2. Sources juridiques dans le domaine de coopération du programme maritime



Source: notre élaboration

### 3.1. Cadre réglementaire international.

Afin de répondre aux graves préoccupations environnementales causées par les niveaux croissants de pollution provenant du secteur des transports maritimes dans le monde entier, un certain nombre de mesures et de dispositions réglementaires ont été prises au fil du temps par les organismes internationaux et les autorités compétentes pour réduire les émissions de polluants<sup>11</sup> ayant des incidences négatives sur l'air, la santé humaine et le climat. Les impacts indéniables des polluants atmosphériques ont déclenché un processus réglementaire qui, depuis les années 1970, vise de plus en plus à atténuer ces problèmes, tout en sensibilisant progressivement l'opinion publique au contrôle et à la surveillance de la pollution atmosphérique. En 1973, l'IMO<sup>12</sup> a introduit la "Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires", connue sous le nom de MARPOL 73/78. Cet accord

<sup>11</sup> Les principales sources d'émissions dans l'atmosphère pour le secteur du transport maritime sont le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), les oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>), les composés organiques volatils (COV), les particules et les substances appauvrissant la couche d'ozone.

<sup>12</sup> International Maritime Organization (IMO) est une agence spécialisée des Nations Unies, créée à la suite de l'adoption de la Convention maritime internationale de Genève de 1948, qui vise à promouvoir la coopération maritime entre les pays membres et à assurer la sécurité maritime et la protection du milieu marin.

international régleme la préve ntion de la pollution en mer<sup>13</sup>. La Convention dans son ensemble se compose d'annexes VI qui, au fil du temps, ont été révisées et actualisées les dispositions relatives à la pollution marine, comme le montre le Tableau 3.

Tableau 3. Annexes MARPOL 73/78

An nex	Titre	Ann ée
I	Normes relatives à la pollution par les huiles minérales	2.10. 1982
II	Normes pour la prévention de la pollution par les substances liquides nocives transportées en vrac	6.04. 1987
III	Normes pour la prévention de la pollution par les substances nocives transportées en colis	1.07. 1992
IV	Normes pour la prévention de la pollution par les eaux usées des navires	23.0 9.2003
V	Normes pour la prévention de la pollution par les déchets solides rejetés par les navires ;	31.1 2.1988
VI	Normes pour la prévention de la pollution de l'air par le SOx et les NOx provenant des gaz d'échappement des moteurs	19.0 5.2005

Source: notre élaboration

L'annexe VI de MARPOL, entrée en vigueur en mai 2005, s'applique à tous les navires d'une jauge brute égale ou supérieure à 400 tonneaux qui doivent être munis d'un certificat international pour la prévention de la pollution atmosphérique (certificat IAPP)<sup>14</sup>. La présente annexe constitue la référence normative internationale en ce qui concerne la définition des limites contraignantes des émissions des navires et la définition des zones de respect des émissions (Emission Control Areas), de l'azote (zone NECA) et du soufre (zone SECA).

<sup>13</sup> La Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires (MARPOL) a été adoptée le 2 novembre 1973 à l'OMI et portait sur la pollution par les hydrocarbures, les produits chimiques et les substances dangereuses sous forme d'emballages, les eaux usées et les déchets. Le Protocole de 1978 relatif à la Convention internationale de 1973 pour la prévention de la pollution par les navires (Protocole MARPOL 1978) a été adopté en février 1978 lors d'une conférence sur la sécurité des pétroliers et la prévention de la pollution organisée à la suite d'une vague d'accidents en mer en 1976-1977.

<sup>14</sup> Les navires de moins de 400 tonnes doivent encore se conformer à la législation, le cas échéant, mais dans leur cas, l'administration peut prendre les mesures appropriées pour assurer le respect de l'annexe VI.

Dans la zone ECA (Figure 3), les paramètres suivants doivent être respectés :

- Zone de la Mer Baltique - comme définie à l'annexe I de la convention MARPOL (SOx uniquement) ;
- Zone de la Mer du Nord - comme définie à l'annexe V de la convention MARPOL (SOx uniquement) ;
- Zone nord-américaine – telle que définie à l'appendice VII de l'annexe VI de la convention MARPOL (SOx, NOx e PM) ;
- Zone de la Mer des Caraïbes des États-Unis - comme définie à l'appendice VII de l'annexe VI de la convention MARPOL (SOx, NOx e PM).

Figure 3. : IMO Worldmap Emission Control Areas



Source: International Maritime Organization

Les principales normes et règles d'émission énoncées à l'annexe VI sont réglementées en détail dans les règles 12, 13 et 14, qui sont brièvement examinées et mentionnées ci-après.

#### *Règle 12: Substances qui appauvrissent la couche d'ozone.*

Les émissions délibérées de substances appauvrissant la couche d'ozone par les navires énumérés à l'annexe VI sont interdites. Les nouvelles installations contenant des substances qui appauvrissent la couche d'ozone sont interdites sur tous les navires. Les installations contenant des HCFC sont interdites sur les navires construits à partir du 1er janvier 2020.

#### *Règle 13 : Oxydes d'azote.*

La règle 13 de l'annexe VI traite des émissions de NOx des moteurs diesel. Elle s'applique à différents types de moteurs diesel installés sur les navires construits à partir du 1er janvier 2000. Le Règlement ne s'applique pas aux moteurs diesel d'urgence, aux moteurs équipant les embarcations de sauvetage et aux autres équipements destinés à être utilisés uniquement en cas d'urgence. De plus, les moteurs utilisés pour l'exploration et d'autres activités connexes sont exclus de la législation. Afin d'atteindre les réductions d'émissions requises, trois niveaux de normes d'émissions ont été programmés.

Le niveau I s'applique à un moteur diesel installé sur un navire construit à partir du 1er janvier 2000 et avant le 1er janvier 2011. Le niveau II définit les niveaux d'émission de NOx pour un moteur diesel installé sur un navire construit le 1er janvier 2011 ou après cette date. Enfin, le niveau III fixe les niveaux d'émission de NOx pour un moteur diesel installé sur un navire construit le 1er janvier 2016 ou après cette date, lorsque le navire est exploité dans la zone ECA. En dehors de la zone ECA, les limites de niveau II s'appliquent.

#### *Règle 14 : Oxydes de soufre et particules.*

Les contrôles des émissions de SOx et de particules s'appliquent à toutes les installations et à tous les dispositifs de combustion de mazout à bord et comprennent donc à la fois les moteurs principaux et les moteurs auxiliaires et d'autres produits tels que les chaudières et les générateurs de gaz inerte. Ces contrôles sont répartis entre ceux qui s'appliquent dans les zones aux zones ECA, établies pour limiter les émissions de SOx et de particules, et ceux qui s'appliquent en dehors de ces zones, qui limitent la teneur maximale en soufre des fiouls chargés, mis en soute et utilisés ensuite à bord. La teneur en soufre du fioul utilisé à bord des navires ne doit pas dépasser les limites suivantes :

- 4,50% m/m avant le 1<sup>o</sup> janvier 2012
- 3,50% m/m à partir du 1<sup>o</sup> janvier 2012
- 0,50% m/m à partir du 1<sup>o</sup> janvier 2020

Lorsque les navires opèrent dans une zone ECA, la teneur en soufre du fioul utilisé à bord des navires ne doit pas dépasser les limites suivantes :

- 1,50% m/m avant le 1<sup>o</sup> juillet 2010
- 1,00% m/m à partir du 1<sup>o</sup> juillet 2010
- 0,10% m/m à partir du 1<sup>o</sup> janvier 2015

### **3.2. Cadre réglementaire communautaire**

L'annexe VI de MARPOL introduit, comme indiqué au point 3.1, des limites de soufre plus strictes que par le passé pour les combustibles marine dans les zones SECA (1,00% à partir du 1.07.2010 et 0,10% à partir du 1.01.2015) et dans les zones maritimes hors SECA (3,50% à partir du 1.01.2012 et en principe, 0,50% à partir du 1.01.2020). Afin d'assurer la cohérence avec le droit international et la bonne application dans l'Union des règles relatives à la teneur en soufre établies au niveau international, la Directive 2016/802 du 11 mai 2016 est conforme à l'annexe VI révisée de la convention MARPOL. L'objectif de la directive 2016/802 est de réduire les émissions de dioxyde de soufre résultant de la combustion de certains types de combustibles liquides, réduisant ainsi les effets nocifs de ces émissions sur les personnes et l'environnement, conformément aux politiques européennes de protection du climat.

La réduction des émissions de dioxyde de soufre résultant de l'utilisation de certains combustibles liquides dérivés du pétrole est poursuivie au niveau européen en fixant de nouvelles limites plus strictes à la teneur en soufre de ces combustibles comme condition de leur utilisation sur le territoire, dans les eaux territoriales et dans les zones économiques exclusives ou les zones antipollution des États membres. Conformément à l'article 3 de la directive précitée, les États membres veillent à ce que les fiouls lourds ayant une teneur en soufre supérieure à 1,00 % en masse ne soient pas utilisés sur leur territoire.

En outre, l'article 4 de la directive fixe la teneur maximale en soufre du gazole et impose aux États membres de veiller à ce que les gazoles dont la teneur en soufre dépasse 0,10 % en masse ne soient pas utilisés sur leur territoire. L'article 5 fixe la teneur maximale en soufre des combustibles marine et impose aux États membres de veiller à ce que les combustibles marins dont la teneur en soufre dépasse 3,50 % en masse ne soient pas utilisés sur leur territoire.

L'article 6 impose aux États membres de prendre toutes les mesures nécessaires pour veiller à ce que les combustibles marins ne soient pas utilisés dans leurs mers territoriales, leurs zones économiques exclusives et leurs zones antipollution si leur teneur en soufre en masse dépasse celle des combustibles en question:

- a) 3,50 % à partir du 18 Juin 2014 ;
- b) 0,50 % à partir du 1 Janvier 2020.

L'article 6 impose aux États membres de prendre toutes les mesures nécessaires pour veiller à ce que les combustibles marine ne soient pas utilisés dans leurs mers territoriales, leurs zones économiques exclusives et leurs zones de contrôle de la pollution si leur teneur en soufre en masse est supérieur à :

- a) 3,5 % à partir du 18 juin 2014 ;
- b) 0,50 % à partir du 1° janvier 2015.

Les États membres prennent toutes les mesures nécessaires pour veiller à ce que les combustibles marins ne soient pas utilisés dans leurs mers territoriales, leurs zones économiques exclusives et leurs zones de contrôle de la pollution qui font partie des zones SECA si leur teneur en soufre en masse est supérieur à :

- a) 1,00 % jusqu'au 31 décembre 2014 ;
- b) 0,10 % à partir du 1° janvier 2015.

Les États membres prennent toutes les mesures nécessaires pour faire en sorte que les combustibles marins d'une teneur en soufre supérieure à 1,50 % en masse ne soient pas utilisés dans leurs mers territoriales, leurs zones économiques exclusives et leurs zones de contrôle de la pollution non appartenant aux zones SECA et par les navires à passagers assurant des services réguliers à destination ou en provenance des ports de l'Union avant le 1er janvier 2020.

L'articolo 7 impone aux États membres de prendre toutes les mesures nécessaires pour que les navires à quai dans les ports de l'Union n'utilisent pas de combustibles marins dont la teneur en soufre dépasse 0,10 % en masse, laissant suffisamment de temps à l'équipage pour effectuer les opérations de changement de combustible nécessaires le plus tôt possible après leur arrivée à quai et le plus tard possible avant le départ.

Enfin, l'article 8 de la directive dispose que les États membres autorisent l'utilisation de méthodes de réduction des émissions par les navires de tous pavillons dans leurs ports, leurs mers territoriales, leurs zones économiques exclusives et leurs zones de contrôle de la pollution en remplacement de l'utilisation de combustibles marins répondant aux exigences des articles 6 et 7, à condition que celles-ci garantissent des réductions des émissions de dioxyde de soufre équivalent. En particulier, l'annexe II de la directive définit les critères d'utilisation des méthodes de réduction des émissions (Figure 4).

"Critères d'utilisation des méthodes de réduction des émissions visées à l'article 8, paragraphe 4

Figure 4 Annexe II

Metodo di riduzione delle emissioni	Criteri d'uso
Mix di combustibile per uso marittimo e gas di evaporazione	Decisione 2010/769/UE della Commissione <sup>(1)</sup> .
Sistemi di depurazione dei gas di scarico	Risoluzione MEPC.184(59) adottata il 17 luglio 2009 Le acque di lavaggio risultanti dai sistemi di depurazione dei gas di scarico che fanno uso di prodotti chimici, additivi e dei prodotti chimici creati in loco di cui al punto 10.1.6.1 della risoluzione MEPC.184(59) non sono scaricate in mare, ivi inclusi baie, porti ed estuari, a meno che non sia dimostrato dall'operatore della nave che gli scarichi di tali acque di lavaggio non hanno impatti negativi rilevanti e non presentano rischi per la salute umana e per l'ambiente. Se il prodotto chimico utilizzato è la soda caustica è sufficiente che le acque di lavaggio rispettino i criteri stabiliti nella risoluzione MEPC.184(59) e che il suo pH non sia superiore a 8,0.
Biocarburanti	Uso di biocarburanti quali definiti nella direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio <sup>(2)</sup> che rispettano le pertinenti norme CEN e ISO. Le miscele di biocarburanti e combustibili per uso marittimo rispettano le norme relative al tenore di zolfo di cui all'articolo 5, all'articolo 6, paragrafi 1, 2 e 5, e all'articolo 7 della presente direttiva.

Source: Directive 2016/802

Dans le cadre réglementaire de l'UE, la directive prévoit une autre norme pertinente pour l'analyse de la stratégie pour une croissance intelligente, durable et inclusive, afin d'améliorer la compétitivité et de garantir la sécurité énergétique grâce à une utilisation plus efficace de l'énergie et des ressources il s'agit de la Directive 2014/94/UE (DAFI) du 22 octobre 2014

concernant la construction d'un système d'infrastructure destiné à soutenir la propagation des carburants de substitution.

La Directive établit un cadre commun de mesures pour la mise en place d'une infrastructure pour les carburants de substitution dans l'Union afin de réduire au minimum la dépendance vis-à-vis du pétrole et d'atténuer les incidences environnementales dans le secteur des transports. La présente directive fixe des exigences minimales pour la construction d'infrastructures pour les carburants de substitution, y compris les points de recharge pour les véhicules électriques et le gaz naturel (GNL et GNC) et les points de ravitaillement en hydrogène, à mettre en œuvre dans les cadres stratégiques nationaux des États membres, ainsi que des spécifications techniques communes pour ces points de recharge et de ravitaillement, et des exigences concernant les informations aux utilisateurs. Conformément à la directive, les États membres, par le biais de leurs cadres stratégiques nationaux, veillent à ce que :

- d'ici au 31 décembre 2025, un nombre suffisant de points de ravitaillement en GNL soit en place dans les ports maritimes pour permettre le mouvement des bateaux de navigation intérieure ou des navires de mer alimentés au GNL sur le réseau central de la TEN-T (Trans-European Transport Network),
- d'ici au 31 décembre 2030, un nombre suffisant de points de ravitaillement en GNL soit en place dans les ports intérieurs pour permettre le mouvement des bateaux de navigation intérieure ou des navires de mer alimentés au GNL dans le réseau central de la TEN-T. Les États membres coopèrent, le cas échéant, avec les États membres voisins pour assurer une couverture adéquate du réseau central de la TEN-T,
- d'ici au 31 décembre 2025, un nombre suffisant de points de ravitaillement en GNL accessibles au public soit en place au moins le long du réseau central de la TEN-T pour assurer le transport des poids lourds alimentés au GNL dans toute l'Union, à condition que la demande existe, sauf si les coûts sont disproportionnés par rapport aux avantages, notamment environnementaux.

La directive DAFI, transposée en droit européen de délégation en 2014, crée les conditions dans une clé européenne pour le développement d'un marché unique et des économies d'échelle. La directive contribue à :

- Réduire la dépendance pétrolière du secteur des transports dans l'UE ;
- Mettre en place un système de transport compétitif, efficace et durable en termes de ressources dans l'UE ;
- Encourager l'investissement par des réglementations claires et stables à moyen terme, en particulier avec des prévisions minimales en matière d'infrastructures ;
- Réduire les barrières technologiques et réglementaires entre les États membres (grâce à des normes communes et à l'interopérabilité) ;
- Faciliter le développement d'un marché unique des infrastructures pour les carburants de substitution et les véhicules à carburant de substitution ;



- Information des consommateurs (types de carburants et compatibilité des véhicules).

Aux fins de la directive DAFI, les "carburants de substitution" sont ceux qui sont utilisés au moins partiellement pour remplacer les carburants fossiles dans le secteur des transports et qui ont le potentiel de contribuer à la décarbonisation et à l'amélioration des performances environnementales de ce secteur, et notamment :

- Électricité,
- Hydrogène,
- Biocarburants (tels que définis dans la directive 2009/28/CE),
- Gaz naturel, y compris le biométhane, sous forme gazeuse (Compressed Natural Gas – CNG) et liquide (Liquefied Natural Gas –LNG),
- Gaz de pétrole liquéfié (GPL).

En ce qui concerne l'utilisation du GNL, l'Agence européenne pour la sécurité maritime (AESM) a publié des lignes directrices pour aider les autorités et administrations portuaires (AAP) en ce qui concerne les processus de planification, de gestion et d'autorisation des opérations de soutage du GNL<sup>15</sup>. Les lignes directrices de l'AESM sont un document très articulé qui fournit des indications précises concernant la sécurité des opérations de ravitaillement en carburant.

### 3.3. Cadre réglementaire national italien.

L'Italie a transposé la directive 2014/94/UE (DAFI) du 22 octobre 2014 concernant la construction d'une infrastructure pour les carburants de substitution par le **Décret législatif 257/2016**, afin de réduire la dépendance au pétrole et d'atténuer l'impact environnemental dans le secteur des transports. Le décret législatif 257/2016 établit les exigences minimales pour la construction d'infrastructures pour les carburants de substitution, y compris les points de recharge pour les véhicules électriques et les points de ravitaillement en gaz naturel liquéfié et comprimé, en hydrogène et en gaz de pétrole liquéfié, qui seront mises en œuvre par le biais du **Cadre Stratégique National**. Le cadre stratégique national, tel qu'il figure à l'annexe III, pour le développement du marché des carburants de substitution dans le secteur des transports et la construction des infrastructures connexes comprend les éléments suivants :

- Une évaluation de l'état actuel et de l'évolution future du marché des carburants de substitution dans le secteur des transports,

---

<sup>15</sup> Le Guide AESM couvre huit principaux domaines d'intérêt : 1) la réglementation, 2) les opérations, 3) les permis, 4) les risques et la sécurité, 5) les urgences, 6) la gestion de la qualité, 7) la certification et 8) la formation.

- Les objectifs nationaux pour le déploiement d'infrastructures de carburants de substitution,
- l'évaluation de la nécessité d'installer des points de ravitaillement en GNL dans les ports situés en dehors du réseau central de la TEN-T,
- l'évaluation de la nécessité d'installer des systèmes d'alimentation en électricité dans les aéroports pour les avions immobilisés.

La section visée au paragraphe 2(c) du Cadre stratégique national, telle qu'elle figure à l'annexe III, se compose de deux sous-sections. La première sous-section concerne le développement du GNL pour la navigation maritime et intérieure, ainsi que pour le transport routier et d'autres utilisations. La deuxième sous-section concerne le développement du GNC pour le transport routier. Selon ce qui est établi dans le texte de la directive DAFI, le décret législatif 257/2016 établit qu'au 31 décembre 2025, un nombre suffisant de points de ravitaillement en GNL sera construit dans les ports maritimes pour permettre la navigation des bateaux destinés à la navigation intérieure ou des navires destinés à la navigation en mer fonctionnant au GNL dans le réseau central de la TEN-T<sup>16</sup>. D'ici au 31 décembre 2030, un nombre suffisant de points de ravitaillement en GNL sera construit dans les ports intérieurs pour permettre la navigation de bateaux de navigation intérieure ou de navires de mer alimentés au GNL dans le réseau central TEN-T. En outre, d'ici au 31 décembre 2025, un nombre suffisant de points de ravitaillement en GNL, y compris combinés à des points de ravitaillement en GNC, seront établis et accessibles au public au moins dans les sections italiennes du réseau central de la TEN-T pour assurer la circulation des poids lourds fonctionnant au GNL et connectés au réseau communautaire, en prenant en compte la demande actuelle, et son développement les bénéfices environnementaux.

Afin de soutenir la réalisation des objectifs du Cadre Stratégique National dans ses différentes articulations, des mesures sont adoptées pour la simplification des procédures administratives, détaillées au titre IV, afin de promouvoir la diffusion des carburants de substitution, comme prévu au titre V.

---

<sup>16</sup> Des formes de coopération avec les États membres voisins peuvent être envisagées pour assurer une couverture adéquate du réseau central de la TEN-T.

#### 4. Le marché des combustibles marins autres que le GNL.

Afin de se conformer aux limitations imposées par le nouveau règlement de l'IMO sur les émissions de soufre (annexe VI de Marpol, 2020), les armateurs ont la possibilité de choisir différentes options en plus de l'utilisation du GNL, qui consiste essentiellement en "carburants alternatifs" (carburants électroniques tels que le méthanol et l'éthanol, ou carburants b, bioéthanol, biométhanol, biodiesel) ou en l'installation de batteries électriques ou d'alimentation en hydrogène pour lesquels la rénovation du navire est nécessaire.

Parmi les options possibles, le propriétaire peut choisir d'utiliser différents types d'huiles de soute (mazout) conformes à la nouvelle réglementation ( $SO_x < 0,5 \%$  ou  $0,1 \%$ ) ou de continuer à utiliser des mazouts plus lourds, plus riches en soufre, par l'installation de filtres scrubber. Le terme "scrubber", comme on l'appelle, désigne un équipement qui permet de réduire la concentration de substances présentes dans un flux gazeux, généralement des poussières et des micropolluants acides. Un scrubber se compose principalement de deux parties :

- un tube venturi, dans lequel sont introduits le courant gazeux à laver et le liquide absorbant ;
- une colonne de remplissage, dans laquelle les gaz ascendants sont libérés par le liquide entraîné

Le fonctionnement de l'épurateur est le suivant : les gaz sont introduits avec le liquide absorbant à travers un tube de Venturi constitué d'un tube à rétrécissement. Près de ce retrait, il y a une diminution de la section du tube et donc une augmentation de la vitesse de passage ; à mesure que les pertes de charge augmentent avec la vitesse, des pertes de pression localisées, générées par la turbulence dans l'écoulement, sont générées. Ces turbulences améliorent le mélange de gaz et de liquide, qui absorbe les composants à éliminer dans cette phase. La base du tube de Venturi est reliée à la chambre de démixtion dans une direction radiale, ce qui provoque le passage du mélange gaz-liquide dans un mouvement en spirale, de bas en haut. Comme la chambre est remplie d'un matériau spécial, le liquide se condense à la surface des corps de remplissage et se dirige vers le bas, tandis que les gaz montent dans la tête de la colonne. Généralement, les gaz sont aspirés par un ventilateur. Le schéma de fonctionnement décrit ci-dessus est celui d'un type particulier scrubber, mais il existe d'autres types de construction; par exemple, le liquide de lavage peut être pulvérisé par le haut via une seule buse (*ejector venturi scrubber*) ou à différentes hauteurs de colonne (*spray tower*).

Outre l'utilisation de systèmes de lavage, les solutions les plus recherchées par les armateurs sont :

- L'utilisation de batteries électriques
- L'utilisation de l'hydrogène
- Consommation de mazout léger

Les deux premières options impliquent un changement total de la structure mécanique du navire, tandis que la troisième option n'implique pas le réaménagement des navires.

Tous les navires électriques et hybrides électriques qui stockent de l'énergie dans de grandes batteries au lithium ionique peuvent réduire considérablement les coûts de carburant, la maintenance et les émissions, ainsi que la réactivité, la régularité et la sécurité. L'objectif est de pouvoir générer un approvisionnement en électricité stable et sécurisé seul (système électrique pur) ou en combinaison avec un ou plusieurs générateurs diesel (système hybride). Cependant, l'utilisation de l'électricité produite par le sol n'est pas toujours la raison pour installer les batteries. Dans de nombreuses situations, l'idée est que les batteries ne seront réellement chargées qu'en utilisant les générateurs de bord. De nombreux navires nécessitent une énorme quantité d'énergie stockée, ce qui en soi constituera un défi même si les batteries s'améliorent beaucoup, mais aussi parce qu'il est difficile de voir comment il sera possible de fournir une capacité de charge suffisante là où elle sera nécessaire. Les batteries vous permettent d'utiliser l'électricité générée sur le sol au lieu du diesel. En pratique, cela ne sera pas possible pour tous les navires, mais entraînera une réduction des émissions et des coûts énergétiques car, par exemple, en Norvège, l'électricité est moins chère (par kWh) que celle générée par le diesel à bord. Si cela entraîne également une réduction des coûts globaux, cela variera en fonction du navire en question, du type d'opération qu'il effectue et des éventuels frais d'émissions. La totalité des navires électriques existant actuellement sur le marché sont de type hybride : ils captent de l'électricité grâce à la combustion du moteur diesel principal et aux générateurs. Pour une autonomie électrique complète de ces navires, une amélioration de la technologie des batteries et un renouvellement des infrastructures des ports seraient nécessaires, ce qui devrait s'équiper de bateaux-pilotes électriques pour permettre le rechargement des navires équipés de la technologie all-electric.

Une autre option réaliste dans le segment du transport maritime à courte distance et déjà mise en œuvre par certains armateurs, y compris Grimaldi, leader des transports par ferry et ro-pax dans l'Italie et l'Europe, est l'utilisation d'hydrogène (H<sub>2</sub>) comprimé ou liquéfié. L'hydrogène est produit à partir de ressources énergétiques à zéro émission, telles que l'électricité produite à partir de sources renouvelables. Alternativement, l'hydrogène neutre en carbone peut être produit à partir de gaz naturel (avec captage et stockage de carbone) ou à partir d'énergie nucléaire. L'hydrogène peut lui-même servir de base à plusieurs carburants électriques. Les électrocarburants, parfois appelés e-carburants, sont un terme générique pour désigner les carburants synthétiques tels que le diesel, le méthane et le méthanol lorsqu'ils sont produits avec du H<sub>2</sub> et du CO<sub>2</sub> (carburants à base de carbone) ou avec du H<sub>2</sub> et de l'azote (carburants à base d'azote) lorsque l'électricité renouvelable alimente la production. Les biocarburants et les carburants électrolytiques à base de carbone sont des carburants «instantanés» qui ne nécessitent que peu (voire aucune modification) des moteurs et des systèmes d'alimentation en carburant pour remplacer ou mélanger les carburants traditionnels utilisés par les moteurs diesel classiques. Le H<sub>2</sub> peut également produire un électrocarburant à

base d'azote, tel que l'ammoniac. Toutefois, dans ce cas, il est nécessaire de modifier les moteurs et les systèmes de stockage et de ravitaillement pour remplacer les carburants traditionnels. Bien que les carburants électriques présentent des avantages évidents en ce qui concerne l'application technique et l'empreinte GES, leur production est actuellement coûteuse et consomme beaucoup d'énergie.

Outre les sources d'énergie alternatives au GNL telles que l'électricité et l'hydrogène, l'alternative la plus faisable et durable à court terme consiste à brûler du mazout marin à faible teneur en soufre (bunker). Le terme "bunker oil<sup>17</sup>" désigne tout type de mazout utilisé pour la locomotion des navires. Parmi les huiles combustibles pouvant être utilisées pour respecter la limite de 0,5% de SOX, il est possible de répertorier les gasoil maritimes, puis le MDO (marine diesel oil) ou le MGO (marine gas oil) et d'autres types d'huiles moins raffinées telles que le VLSFO (*very light sulphur fuel oil*) et le ULSFO (*ultralight sulphur fuel oil*).

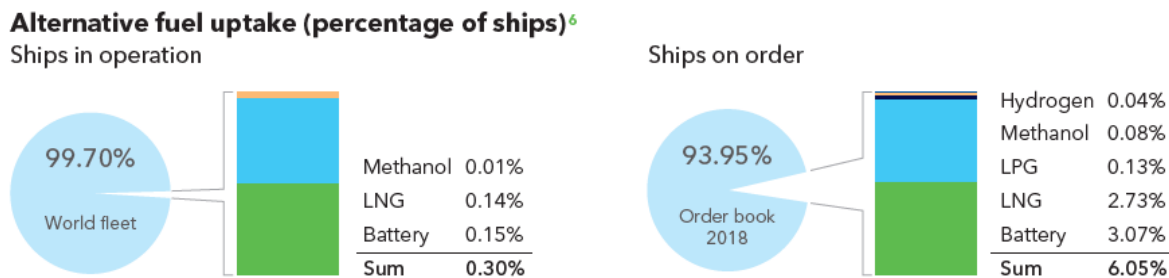
Au niveau mondial, en mai 2019, l'adoption de carburants et de technologies de remplacement s'accélère, mais elle se situe toujours à un niveau où la grande majorité du tonnage commandé utilise des carburants traditionnels. Le baromètre montre que moins de 1% des navires de la flotte mondiale utilisent des carburants de substitution. Les absorptions actuelles de carburant et de technologies à émissions faibles et nulles sont dominées par le segment du transport maritime à courte distance et par les navires non cargo et ont un impact limité sur les émissions maritimes totales.

À l'exception de l'électrification en cours de plus de 100 car-ferries dans le segment des vols à courte distance, les carburants de remplacement déjà mis en œuvre sont principalement basés sur des combustibles fossiles. Le GNL est utilisé par 159 navires opérant en mai 2019 (Figure 5 et Figure 6). En examinant les commandes de navires nouvellement construits au cours des prochaines années, nous constatons une augmentation du nombre de navires et de batteries de GNL dans le monde, destinés à une exploitation entièrement électrique ou hybride dans le segment des navires à courte portée.

---

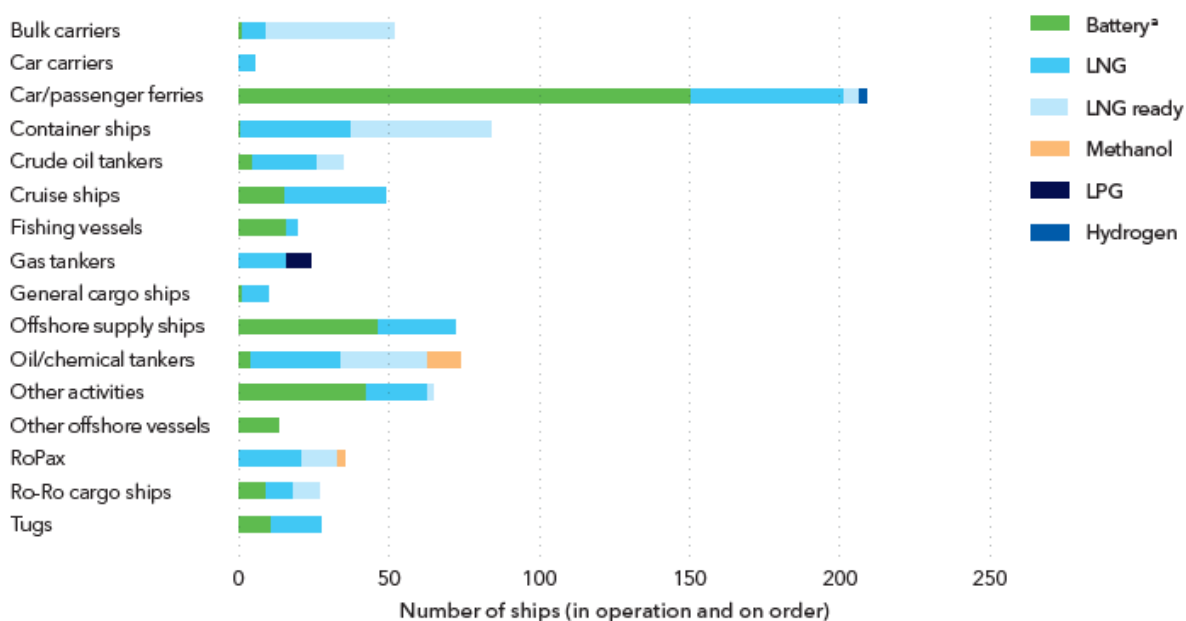
<sup>17</sup> Le terme "bunker" dérive du nom anglais des conteneurs dans lesquels il est stocké, en particulier du réservoir de soute des bateaux et des bunkers des sites portuaires. En outre, une autre origine du nom peut être trouvée dans les bunkers à charbon, où le carburant était initialement stocké.

Figure 5. Distribution de carburant de substitution (pourcentage de navires).



Source: DNV GL 2019

Figure 6. Statut de la distribution de carburant de substitution par catégorie de navire, mai 2019.



<sup>3)</sup> Includes fully electric vessels, and chargeable and non-chargeable hybrids.

Source: AFI, DNV GL 2019

#### 4.1. Mazouts conformes.

Les huiles combustibles conformes à partir de 2020 ne seront que les huiles dites "douces", du moins si aucun système de lavage n'est installé, permettant l'utilisation d'un carburant

acide<sup>18</sup>. Vous trouverez ci-dessous les principales qualités de tous les types de combustibles lourds et d'huiles distillées actuellement utilisées sur le marché. Parmi ceux-ci, seuls ceux dont la teneur en soufre est inférieure à 0,5% seront réputés respecter les limitations en soufre contenues et imposées par MARPOL.

La seule exception est le cas du HFO et de l'IFO dans le cas où ces combustibles sont brûlés et en même temps purifiés par un système de filtrage scrubber.

Les carburants marins entrant dans la catégorie des huiles lourdes sont:

- HFO (fuel lourd) : huile résiduelle pure ou presque pure, avec une viscosité maximale de 380 centistoke<sup>19</sup> et minimum de 180 centistoke. Teneur en soufre de 3,5% ou plus.
- IFO (fuel intermédiaire): mélange de gazole et de fuel lourd, avec moins de diesel provenant du diesel marin (il peut être considéré comme un distillat ou un résidu en fonction de sa viscosité).
- IFO 380 : fioul intermédiaire de viscosité maximale de 380 centistokes (<3,5% de soufre).
- IFO 180 : Mazout intermédiaire de viscosité maximale 180 (<3,5% de soufre).
- VLSFO 380 : Mazout intermédiaire à faible teneur en soufre (<0,5%) avec une viscosité maximale de 380 centistoke.
- VLSFO 180 : Mazout intermédiaire à faible teneur en soufre (<0,5%) avec une viscosité maximale de 180 centistoke.
- ULSFO 380 - Mazout intermédiaire à faible teneur en soufre (<0,1%) avec une viscosité maximale de 380 centistoke.

---

<sup>18</sup> Le New York Mercantile Exchange désigne comme douce le pétrole avec moins de 0,5% de soufre. Le pétrole brut doux contient de petites quantités d'hydrogène sulfuré et de dioxyde de carbone. Le pétrole brut de haute qualité et à faible teneur en soufre est couramment utilisé pour la transformation en essence et est très demandé, en particulier dans les pays industrialisés. Le brut léger non corrosif est la version la plus recherchée du pétrole brut, car il contient une fraction disproportionnée qui est directement transformée (fractionnement) en essence (naphta), kérosène et diesel de haute qualité (gazole). Les barils de ce brut obtiennent la désignation si le niveau de soufre total dans l'huile est supérieur à 0,5%. L'acide brut peut également désigner un pétrole qui ne satisfait pas aux exigences de teneur relatives aux teneurs en sulfure d'hydrogène et en dioxyde de carbone. Le soufre est une impureté qui doit être éliminée avant d'être raffinée. Ce besoin augmente les coûts associés au traitement. Souvent, l'acide brut est transformé en pétrole lourd, tel que le diesel et le mazout, plutôt que l'essence, afin de réduire les coûts de traitement.

<sup>19</sup> Centistoke est l'unité de mesure de la viscosité d'un bunker. La viscosité est le premier paramètre pris en compte car elle est liée à la fois à la possibilité de déplacer le carburant et aux spécifications d'envoi au moteur. Même si une faible durée de viscosité était un indice de la qualité des hydrocarbures, les techniques modernes de raffinage et de mélange permettent de produire des carburants de faible viscosité mais de mauvaise qualité, en particulier en termes de contaminants et de stabilité. La viscosité dépend beaucoup de la température. Toutes les mesures sont donc rapportées à une température d'essai. La viscosité dynamique a les dimensions d'une pression par unité de temps (Poise, Pa / s) .Il existe différentes unités de mesure, St (Stokes, cm<sup>2</sup> / s) pour le système international, mais également les degrés Redwood et Engler. Généralement on considère la viscosité cinématique obtenue à partir de la dynamique en divisant par la densité du matériau. La valeur de viscosité des combustibles résiduels peut même atteindre 700 cSt, 380 cSt étant une valeur commune aujourd'hui.

- ULSFO 180 - Mazout intermédiaire à faible teneur en soufre (<0,1%) avec une viscosité maximale de 180 centistoke.

Parmi ceux-ci, le VLSFO et l'ULSFO sont des carburants conformes à la nouvelle réglementation. Parmi ceux-ci, seul l'ULSFO est autorisé dans la zone SECA<sup>20</sup>.

Les combustibles marins entrant dans la catégorie des huiles distillées sont:

- MDO : Le diesel marin, mélange de diesel lourd pouvant contenir de très petites quantités de résidus de raffinage et ayant une faible viscosité jusqu'à 12 cSt, ne doit donc pas être chauffé pour être utilisé dans des moteurs à combustion interne. Le diesel marin contient du mazout lourd, contrairement au diesel ordinaire. La teneur en soufre est généralement inférieure à 1%.
- MGO : gasoil marin, produit exclusivement avec du distillat, avec une teneur en soufre inférieure à 0,5%
- LSMGO : gasoil marin à faible teneur en soufre (<0,1%), ce carburant doit être utilisé dans les ports et les mouillages de l'UE (directive européenne sur le soufre 2005/33 / CE).
- ULSMGO : Diesel marin à très faible teneur en soufre, indiqué comme diesel à très basse teneur en soufre (maximum de soufre 0,0015%) aux États-Unis et diesel automobile (maximum de soufre à 0,001%) dans l'Union européenne. Teneur maximale en soufre autorisée dans les territoires et les eaux des États-Unis (interne, maritime et automobile) et dans l'UE pour une utilisation interne (utilisation continentale).

Tous ces distillats peuvent être utilisés à partir de 2020. Parmi ceux-ci, le LSMGO et l'ULSMGO peuvent être utilisés dans la zone SECA, tandis que dans le cas de MDO et de MGO, l'utilisation dans ce type de zone dépend de la qualité spécifique du gazole brûlé.

---

<sup>20</sup> Les zones de contrôle des émissions (ZCE) ou les zones de contrôle des émissions de soufre (SECA) sont des zones marines où des contrôles plus stricts ont été mis en place pour minimiser les émissions atmosphériques des navires telles que définies à l'annexe VI du protocole MARPOL 1997. Les émissions comprennent notamment les SOx, les NOx, les SAO et les COV. La réglementation est entrée en vigueur en mai 2005. L'Annexe VI contient des dispositions relatives à deux ensembles d'exigences en matière d'émissions et de qualité du carburant pour les SOx et les PM, ou NOx, une exigence mondiale et des contrôles plus stricts dans les zones de contrôle des émissions (ZCE) spéciales. Les réglementations découlent de préoccupations liées à "la pollution de l'air locale et globale et aux problèmes environnementaux" concernant la contribution du secteur maritime. En juillet 2010, une Annexe VI révisée plus rigoureuse a été appliquée dans les zones de contrôle des émissions avec des limites d'émission considérablement réduites. En 2011, il y avait quatre ZCE existantes : la mer Baltique, la mer du Nord, la ZEE nord-américaine, y compris la plupart des États-Unis et de la côte canadienne et la ZCE des Caraïbes des États-Unis. D'autres zones peuvent également être ajoutées via le protocole défini à l'annexe VI. Les ACE avec des seuils d'oxyde d'azote sont appelés zones de contrôle des émissions d'oxyde d'azote (NECA).



#### 4.1.1. VLSFO et ULSFO : Description de la technologie, des propriétés, de la composition et des caractéristiques.

Les mazouts résiduels conformes à la nouvelle réglementation MARPOL comprennent le VLSFO (*very low sulphur fuel oil*) et l'ULSFO (*ultra low sulphur fuel oil*). Le mazout à très faible teneur en soufre (VLSFO), en particulier, est un mazout à très basse teneur en soufre (<0,50% en masse) avec une viscosité de 180 Cks ou 380 cks. En règle générale, la teneur en soufre du VLSFO est supérieure à 0,1% et ne convient donc pas à la navigation dans la zone SECA, où il est nécessaire d'utiliser des bunkers plus propres tels que le MGO (Marine Gas Oil) ou l'ULSFO. La famille VLSFO max. SOX 0,50% est une gamme de types de carburants mixtes comprenant les distillats (DM) et les résidus (RM). Les caractéristiques du carburant peuvent varier dans la limite de 0,50% de SOX, à savoir la viscosité, la densité, le point d'écoulement et la teneur en matériau catalytique. Ces paramètres sont tous importants à prendre en compte car ils affectent de nombreux systèmes à bord.

Il est supposé que les types VLSFO S 0,50% seront classés dans ISO 8217, la norme de bunker existante. Les caractéristiques du carburant dans une certaine classe ISO 8217 peuvent différer davantage dans le futur, car on s'attend à de plus grandes variations dans les flux de raffiné utilisé. Le groupe de travail ISO 8217 prépare actuellement une spécification publiquement disponible (PAS) qui fournira un guide pour l'application des carburants VLSFO conformément à la norme ISO 8217 à 0,50%. L'ISO / PAS 23263 devrait être publié à la fin de 2019.

Le Tableau 4. Caractéristiques des différents types de VLSFO. **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** présente certaines caractéristiques de certains de ces exemples de VSLO compatibles avec les normes ISO.

Tableau 4. Caractéristiques des différents types de VLSFO.

PARAMETRO	SANTOS	SANTOS/ROTTERDAM	FOS	AVILES	ST. PETE 1	ST. PETE 2
VISC_50 C (CST)	12,1	30,9	5,5	19,4	15,3	10,8
DENS_15 C (KG/M^3)	911,1	940,6	877,4	918,1	910,6	892,8
SULPHUR (%m/m)	0,51	0,51	0,49	0,43	0,49	0,49
TSA (%m/m)	0,01	0,01	0,13	0,01	0,01	0,01
TSP (%m/m)	0,01	0,01	0,11	0,01	0,01	0,01
ASH (%m/m)	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01
VANADIUM (mg/kg)	13	16	25	12	14	14
soDIUM (mg/kg)	3	3	14	44	7	7
AL+SI (mg/kg)	6	9	21	9	6	6
POUR POINT °C	0	-6	-15	0	-15	-9
CCAI	824	835	810	821	818	808
NSE (MJ/Kg)	42,11	41,73	42,54	42,05	42,12	42,35
HFO RATIO (%m/m)	41	57	20	54	41	37

Source: ISO 8217

L'objectif principal de ces carburants sera de fournir une alternative moins coûteuse au MGO 0,5% SO<sub>x</sub>.

Du point de vue de l'armateur et en se concentrant sur les profils de gestion liés aux opérations, lors de la conversion de HFO / IFO à VLSFO, il sera nécessaire de s'assurer que la technologie du moteur est compatible avec le VLSFO et qu'il n'y a aucun problème de stabilité du carburant.

La stabilité d'un carburant résiduel est définie par sa résistance à l'écoulement et à la création de boue asphalténique, même lorsqu'elle est soumise à des forces telles que le chauffage et de longues durées de stockage. Dans l'ISO 8217: 2017, la stabilité du carburant est mesurée par la méthode des sédiments totaux. Plus la quantité de sédiment mesurée est grande, plus le sédiment devrait tomber du carbone, ce qui provoquerait des boues. La compatibilité du carburant est une mesure de la stabilité d'un carburant lorsqu'il est mélangé avec un autre carburant et de la tendance du mélange à former des boues et des dépôts. Ce processus peut avoir lieu immédiatement après le mélange ou plus tard en fonction du degré de stabilité du carburant et le processus n'est pas réversible. Les problèmes qui en résultent sont des problèmes dans le système de nettoyage de carburant avec des boues dans les réservoirs et dans le système de carburant, ce qui peut provoquer le blocage des filtres. Les problèmes d'incompatibilité ont toujours été présents en ce qui concerne la gestion des installations de moteurs telles que celles utilisées sur les navires de commerce, mais les problèmes liés à l'incompatibilité pourraient devenir plus fréquents puisque de nouveaux flux de raffinerie seront utilisés pour produire du VLSFO à 0,50%.

La composition de VLSFO devrait varier considérablement d'une région à l'autre : les volumes européens devraient contenir d'importants volumes de résidus atmosphériques à faible teneur en soufre, tandis que les volumes asiatiques / américains contiendront des portions importantes de résidus à haute teneur en soufre. Ces différences soulèvent de graves problèmes d'incompatibilité ; et non seulement les incompatibilités entre différents produits mais aussi entre les lots d'un même produit.

Individuellement, les produits VLSFO peuvent dépasser les critères de stabilité ISO 8217 mais deviennent instables s'ils sont mélangés, provoquant ainsi une condition d'incompatibilité. Les recommandations pour le mélange de carburant (mélange de deux lots de carburant différents dans le réservoir) sont les suivantes :

1. Évitez de mélanger différents volumes de carburant.
2. Videz les réservoirs autant que possible avant le ravitaillement d'un nouveau lot de carburant
3. Si le mélange ne peut pas être évité : réduisez autant que possible la quantité de carburant dans le réservoir avant de refaire le plein.

Pour minimiser les risques d'incompatibilité, la solution optimale consiste à séparer complètement le stockage et la gestion des carburants à bord du navire, avec des lignes de soutage séparées, des réservoirs séparés de stockage, de décantation et de maintenance. Les carburants ayant une viscosité, une densité et un point d'écoulement similaires montrent souvent une compatibilité acceptable. Lors du passage d'un carburant résiduel de haute viscosité à un carburant de faible viscosité et inversement, afin de réduire le risque de frottement du carburant à l'intérieur des pompes, il faut veiller à ce que le taux de variation de la température dans les pompes à carburant ne soit pas supérieur au maximum recommandé par le constructeur du moteur, généralement à 2 ° C par minute. Les propriétaires doivent veiller à ce que les systèmes de centrifugation et de purification embarqués puissent gérer avec succès la densité des carburants fournis. Ces systèmes peuvent nécessiter un ajustement lorsque la qualité du carburant utilisé est modifiée.

En ce qui concerne l'utilisation de l'ULSFO, il s'agit plutôt d'un fioul avec des résidus de teneur en soufre ultra-faible (ULSFO) avec une teneur en soufre inférieure à 0,1% et une viscosité comprise entre 180 cks et 380 cks, qui convient à la navigation dans la région SECA. L'ULSFO est un mélange de carburant distillé et d'une petite quantité de mazout résiduel (type DMB). Ce carburant a des viscosités et des densités plus basses, de meilleures propriétés d'allumage et de combustion que les carburants marins résiduels conventionnels.

Chaque nouveau carburant à 0,10% de soufre a sa propre formulation. Par conséquent, les nouveaux carburants contenant 0,10% de soufre ont leurs spécifications en termes de conservation, de manipulation et d'utilisation. Voici quelques caractéristiques communes aux nouveaux carburants contenant 0,10% de soufre :

- Compatibilité et stabilité : les ULSFO sont plus paraffiniques et augmentent le risque d'incompatibilité avec les combustibles résiduels classiques, tels que le DMA mélangé à des combustibles résiduels classiques.
- Viscosité : la viscosité est inférieure à celle des combustibles résiduels classiques mais supérieure à celle du DMA. Cela peut nécessiter un chauffage.
- Le risque de choc thermique peut être réduit lors de la commutation.
- densité : la densité est inférieure à celle des combustibles résiduels classiques ; Cela peut nécessiter un réglage des centrifugeuses pour assurer un nettoyage correct du carburant.
- Les nouveaux carburants ont généralement une excellente qualité d'allumage.
- Point d'écoulement : Les carburants ULSFO doivent être stockés à au moins 10 ° C au-dessus du point d'écoulement. Ces carburants peuvent avoir différentes caractéristiques de fluage à froid par rapport aux carburants conventionnels et ne considérer que le point d'écoulement n'est pas suffisant pour garantir un fonctionnement sans problèmes.

En ce qui concerne le cas VLSFO, les principales considérations techniques pour les armateurs et les exploitants de navires sont les suivantes :

- Configuration du réservoir et du système d'alimentation du navire : un système d'alimentation complètement séparé est recommandé pour éviter les incompatibilités et la formation de boues lors du remplacement du combustible résiduel conventionnel. En outre, il est recommandé de nettoyer les réservoirs lors du ravitaillement en carburant de ces carburants.
- Besoins en chauffage : en raison de leurs propriétés d'écoulement à froid, un chauffage permanent du carburant peut être nécessaire pour minimiser le risque de formation de cire, même au stockage (en particulier dans les régions les plus froides).
- Système de traitement du carburant : Suivre les recommandations du constructeur et du fournisseur de carburant. Évitez la surchauffe.
- Les procédures de remplacement du carburant HFO - ULSFO ne diffèrent pas de celles du DMA - HFO ; un échange contrôlée minimise le risque de choc thermique des composants et d'incompatibilité de carburant.

Chaque nouveau carburant à 0,10% de soufre a sa propre formulation unique, ci-dessous un exemple de mélanges ULSFO possibles (Tableau 1Tableau 5**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**).

Tableau 5. Caractéristiques des différents types d'ULSFO.

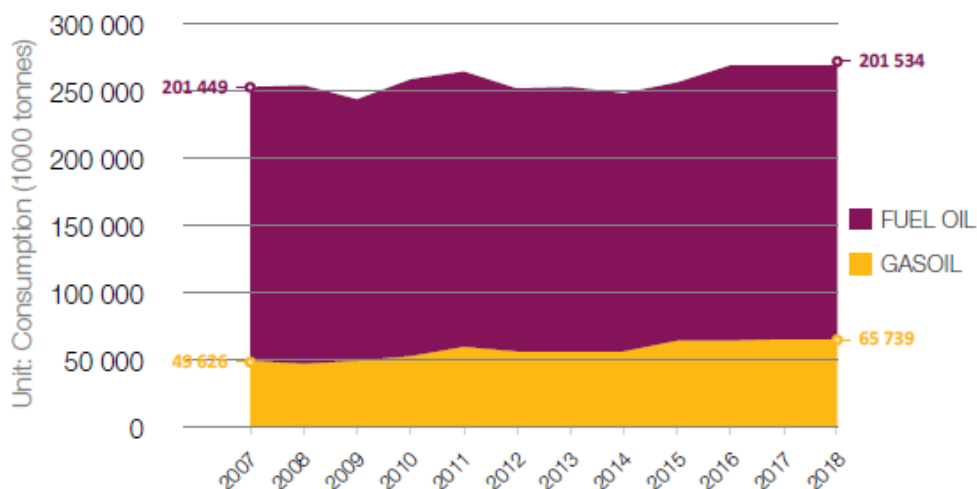
	SUPPLIER A	SUPPLIER B	SUPPLIER C	SUPPLIER D	SUPPLIER E	SUPPLIER F	SUPPLIER G	SUPPLIER H	SUPPLIER I
DENSITY (Kg/M <sup>3</sup> _15 C)	895-915	910	857	868	932	845	868	928	870-930
VISCOSITY (CST_40 o 50 C)	40-75	65	17,6	8,8	22,6	8,8	8,5	45-65	8-25
SULPHUR (% m/m)	0,1	0,095	0,08	0,05	0,1	0,03	0,09	0,1	0,1
POUR POINT (C)	15-30	20	<-12	-12	30	21	27	20-25	18-21
FLASH POINT (C)	>70	60	>200	72	90	>70	>70	70	60-80
WATER (% v/v)	0,05	0,1	>0,2	0,004	<0,05	0,01	0,05	0,2	0,05-0,1
ACID NUMBER (mg koh/g)	<0,1	2,5	0,3	0,27	0,06	0,04	-	2,5	0,1-0,2
AL+SI (ppm m/m)	<0,3	17	<15	-	34	<1	<3	10-20	12-15
LUBRICITY	<320	520	-	410	-	326	-	-	-
CCAI	795-810	860	762	-	-	765	789	790-800	790-810

Source: regolamentazione ISO 8217

#### 4.1.2. Utilisation de mazouts conformes : tendance mondiale.

Au niveau mondial, les données officielles complètes sur la consommation de mazouts conformes à la réglementation MARPOL ne sont pas encore disponibles à ce jour : cela est dû au fait que les producteurs de ce type de produits énergétiques ont commencé à approvisionner les ports et les navires uniquement en plein milieu de l'année en cours (2019). Les seules données disponibles sont celles relatives à la consommation de mazout et de gasoil sans distinction entre les différents types de soutes (par exemple, IFO, HFO, MDO, MGO).

Figure 7. Consommation mondiale annuelle de mazout et de gasoil en tant que combustible marin (2007-2018).

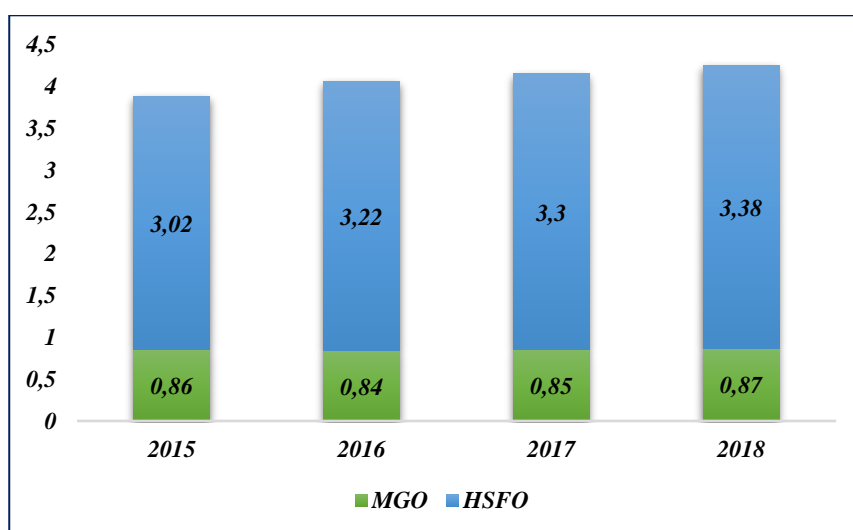


Source: FuelsEurope 2019, statistical report

De plus, les données publiques sont les données précises sur la consommation de HSFO et de MGO, carburants marins utilisés jusqu'à présent dans la pratique normale de la navigation. À la fin de 2018, la consommation de mazout par le secteur maritime s'élevait à 201 millions de tonnes par an (Figure 7).

La demande mondiale en combustibles marins est principalement satisfaite par le mazout (75,5%), tandis que MGO ne représente que 24,5% du marché (65 millions de tonnes). De 2015 à fin 2018, les niveaux de consommation de MGO sont restés stables, de l'ordre de 0,87 million de barils par jour. La consommation de HSFO, en revanche, a augmenté de 12% depuis 2015 pour atteindre 3,38 millions de barils par jour en 2018 (Figure 8).

Figure 8. Consommation quotidienne mondiale de MGO et de HSFO comme combustibles marins (années 2015-2018)



*Source: IAE, international energy agency*

En 2019, plusieurs fournisseurs et négociants ont commencé à fournir divers ports à VLSFO et à ULSFO et à signer des accords de fourniture avec divers opérateurs du marché. Le détaillant de pétrole et fournisseur de mazout GP Global a livré son premier chaland de mazout à teneur en soufre conforme à la réglementation de l'OMI sur les émissions de soufre à Fujairah, aux Émirats arabes unis. La société a livré une barge de soutage de 6 000 tonnes au port, une plaque tournante majeure dans la région du Moyen-Orient et du Golfe pour les opérations de soutage.

Royal Dutch Shell a chargé la première cargaison de mazout à faible teneur en soufre (LSFO) en provenance de son site de raffinerie Pulau Bukom au Singapour. Freepoint Commodities Singapour a annoncé qu'il commencerait à fournir du mazout à teneur en soufre ultra faible (VLSFO) au quatrième trimestre de 2019 dans le plus grand port de soutage du monde, Singapour. La société commerciale américaine de matières premières est également en train de rénover un terminal appartenant à la société énergétique indonésienne Pertamina, où les commerçants peuvent fondre le pétrole en VLSFO et fournir du carburant à la ville voisine de Singapour. Une autre grande entreprise de transport maritime, COSCO Shipping Lines, a signé le 28 mars 2019 un accord avec Double Rich Limited pour la fourniture de mazout dont la teneur en soufre n'excède pas 0,5% m / m. navires.

#### ***4.1.3. Utilisation de mazouts conformes : cas italien.***

Au niveau italien, comme au niveau mondial, il n'existe toujours pas de données sur la consommation de mazouts conformes, étant donné que les premiers fournisseurs de ces produits n'ont commencé à approvisionner les navires qu'au milieu de l'année en cours. En Italie, les nouveaux approvisionnements en LSFO concernent les cas Saras et Bunker Energy Spa, qui alimenteront respectivement les ports sardes de Sarroch et de Cagliari et le port sicilien d'Augusta. En outre, ENI et Exxon se sont également déclarés intéressés par l'approvisionnement en carburants légers du système portuaire italien, principalement dans le port de Gênes.

La raffinerie italienne Saras est en train d'ouvrir un terminal de soutage dans les ports sardes de Cagliari et Sarroch. L'usine fournira du mazout à très basse teneur en soufre (VLSFO) produit à la raffinerie de Sarroch, 300 000 barils par jour. La compagnie a déclaré que le service était offert pour répondre aux besoins des navires entrant et partant des ports susmentionnés, ainsi que pour offrir des options d'approvisionnement supplémentaires aux navires traversant le canal sicilien et la mer Tyrrhénienne.

Le ravitaillement en carburant sera effectué avec le pétrolier Atlantic de 5 142 m<sup>3</sup>, tandis que l'activité commerciale sera exercée par Saras Trading SA, fondée en 2015, une société genevoise détenue à 100% par Saras. Selon un rapport de l'agence Reuters, la société construira

également un terminal de ravitaillement de navires dans son usine de Sardaigne, qui fournira le carburant pour le service de soutage actuel.

En plus du projet susmentionné, Bunker Energy Spa a annoncé la finalisation de la logistique avec les barges et les terminaux afin d'assurer la cohérence de la disponibilité et des livraisons de carburants conformes avant l'échéance du 1er janvier 2020 fixée par l'OMI.

Le produit est géré directement par une raffinerie située dans le nord de l'Italie. Le premier lot de LSFO 0.5 PCT a déjà été introduit, mais il ne sera pas bientôt disponible à la vente, car il faudra d'abord laver correctement les canalisations et les pompes pour éviter toute contamination par d'autres carburants à teneur plus élevée en soufre. Bunker Energy a pour objectif de promouvoir le rôle d'Augusta en tant que port de soutage pour les navires traversant la Méditerranée. Des mesures similaires ont également été prises à Civitavecchia, où il existe une situation comparable à Augusta en termes de volume de réservoir, environ 50 000 m<sup>3</sup> contre 57 000 m<sup>3</sup> en Sicile et où la société tente de pénétrer.

Les 7 sœurs ont également communiqué publiquement leurs projets respectifs pour le territoire national italien. En particulier, la société américaine ExxonMobil, active en Italie sous la marque Esso, commencera bientôt à mettre à disposition dans une série de ports sa nouvelle gamme de carburants marins EMF.5, le bunker LSFO (mazout à faible teneur en soufre) respectant les nouvelles limites établies par l'OMI et qui entreront en vigueur à partir du 1er janvier 2020.

Bientôt, le carburant à faible teneur en soufre produit et distribué par Esso sera également disponible dans le port de Gênes. Selon un rapport du Dr Luca Volta, directeur du développement des combustibles marins chez ExxonMobil, Gênes sera ravitaillée en carburant à partir de septembre 2019 en utilisant le bunker EMF.5 produit dans la raffinerie SARPOM de San Martino di Trecate (dont Esso Italiana est l'actionnaire majoritaire). La gestion des opérations relatives implique le stockage sous la Lanterna, où l'entreprise dispose d'un dépôt de carburant : le dépôt peut être approvisionné par camions-citernes ou par train. En outre, il sera toujours possible d'approvisionner Gênes avec la production de la raffinerie ExxonMobil de Fos.

La raffinerie Iplom de Busalla (Gênes) et le groupe ENI ont également déclaré récemment qu'ils souhaitaient approvisionner le marché naval en carburant à faible teneur en soufre, conformément aux exigences de la nouvelle réglementation qui doit entrer en vigueur le 1er janvier 2020. Dans le cas d'ENI, cela sera possible grâce à l'utilisation principale de la raffinerie de Sannazzaro (Pavia), dont la production sera intégrée à celle provenant d'autres sites de la société. ENI estime avoir une capacité de production pour le nouveau type de carburant d'environ 1 million de tonnes par an.

#### ***4.1.4. Marine diesel oil (MDO) et marine gas oil (MGO) : Description de la technologie, des propriétés, de la composition et des caractéristiques.***

Le terme marine diesel oil (MDO) désigne généralement les carburants marins composés de divers mélanges de distillats (également appelés gasoil marin) et de fioul lourd. Contrairement aux carburants diesel utilisés sur les terres pour les voitures et les camions, le diesel marin n'est pas un pur distillat. Les divers rapports de mélange du diesel marin peuvent être contrôlés directement par des procédés de raffinage ou par le mélange de carburants marins prêts à l'emploi. Le diesel marin est semblable au diesel mais a une densité plus élevée. Contrairement au fuel lourd (*heavy fuel oil*, HFO), le diesel marin ne doit pas être chauffé pendant le stockage.

Le diesel marin est parfois aussi utilisé comme synonyme du terme "fuel-oil intermédiaire" (IFO). À proprement parler, le terme «diesel marin» désigne principalement les mélanges contenant un très faible pourcentage de fioul lourd. Ce type de diesel marin est donc également classé comme distillat dans certains manuels, ce qui signifie qu'il est également classé comme distillat moyen. Les mazouts intermédiaires, en revanche, ont un pourcentage plus élevé de mazout lourd. En conséquence, les types IFO avec des proportions particulièrement élevées de mazout lourd sont parfois classés comme mazouts lourds dans certains manuels, normes / standards et publications. Cela se traduit par les brèves descriptions suivantes:

- Diesel marin en général : mélange de distillats et de fuel lourd.
- Diesel marin au sens strict : mélange de distillats et de fuel lourd, mais à très faible teneur en fuel lourd.
- Fioul intermédiaire (IFO) : diesel marin avec des proportions plus élevées de fioul lourd.

Selon la norme internationale ISO 8217 " Petroleum Products - Fuel (class F)", le gazole à usage marin avec un pourcentage inférieur de mazout lourd comprend les carburants DMB et RMA 10. Les composants du mazout dense dans le mazout marin DMB - classé comme distillat selon la norme ISO 8217 - proviennent principalement des résidus de fuel-oil lourd des réservoirs dans lesquels le DMB est stocké. En raison de la pollution par le mazout lourd, ses changements de couleur peuvent varier du brun clair au noir. Alors que les limites d'émission pour les zones de contrôle des émissions (ZCE) deviennent de plus en plus strictes, le DMB, avec sa teneur en soufre relativement élevée d'environ 2%, est utilisé moins fréquemment.

Selon la norme ISO 8217, le mazout marin RMA 10 compte déjà comme carburant résiduel. Il a une faible viscosité et des valeurs proches du DMB, mais une teneur maximale en soufre autorisée de 3,5% ainsi qu'un pourcentage plus élevé de fioul lourd. Par conséquent, ce type de carburant est généralement plus foncé que le DMB. Son spectre de couleur commence au brun foncé et se termine au noir de la même manière.

Les mazouts intermédiaires sont noirs en raison de leur pourcentage plus élevé de mazout lourd. Dans la norme ISO 8217, les carburants IFO avec les désignations RME, RMG et RMK



et une viscosité de 180 mm<sup>2</sup> / s ou 380 mm<sup>2</sup> / s sont considérés comme des combustibles résiduels. Ces gazoles marins sont déjà tellement visqueux qu'ils doivent être chauffés pour pouvoir être pompés.

Le diesel marin est vendu avec différents niveaux de soufre. Par exemple, l'IFO 180 et l'IFO 380 peuvent avoir une teneur en soufre maximale de 3,5% selon la norme ISO 8217. Ils sont également vendus dans une variante à faible teneur en soufre, dont la teneur en soufre est inférieure à 1%. Les navires pourraient même entrer dans une zone de contrôle des émissions en utilisant ce type de solution. Toutefois, si les propriétaires utilisent une combinaison moteur-carburant à haute teneur en soufre, les valeurs limites d'émission peuvent également être atteintes à l'aide d'une technologie supplémentaire (systèmes de filtrage, installations de lavage). Leurs différents rapports de mélange permettent l'utilisation de diesel marin dans de nombreux moteurs différents. Des versions plus légères telles que DMB et RMA 10 sont utilisées pour alimenter les moteurs marins et les unités auxiliaires plus petites de moyenne et grande vitesse, ainsi que les moteurs auxiliaires des très grands navires, tandis que l'IFO 380, plus visqueux, est principalement utilisé dans les grands agrégats. Le carburant diesel marin léger et à faible teneur en soufre est parfois brûlé même dans les gros moteurs, chaque fois qu'une zone soumise à des limites d'émission plus strictes est franchie. Une fois sorti de la zone, le navire retrouvera un combustible marin émettant davantage.

Le diesel marin (MGO), contrairement au MDO, décrit les carburants marins composés exclusivement de distillats. Les distillats sont tous les composants du pétrole brut qui s'évaporent lors de la distillation fractionnée et sont ensuite condensés de la phase gazeuse en fractions liquides. Le gasoil marin est généralement constitué d'un mélange de divers distillats. Le diesel marin est semblable au gazole mais a une densité plus élevée. Contrairement au fuel lourd (HFO), le gasoil marin ne doit pas être chauffé pendant le stockage, contrairement à ce qui est indiqué pour le MDO.

Le gasoil marin (MGO) peut être utilisé dans des machines et des générateurs à quatre temps. Ce carburant répond aux spécifications ISO-F DMA et à la limite en soufre requise pour tous les ports européens. Le mazout marin et le mazout domestique partagent en grande partie les mêmes propriétés. Par conséquent, le mazout de chauffage est parfois fourni comme mazout marin en cas de pénurie de diesel marin conformément à la désignation DMA ISO 8217. Toutefois, dans ce cas, le point d'ignition de l'huile de chauffage ré-étiquetée doit être supérieur à 60 ° C, comme cela arrive habituellement. En outre, il est nécessaire de veiller à ce que la technologie des moteurs ou les systèmes de filtrage des gaz d'échappement installés à bord des navires soient compatibles avec la teneur relativement basse en soufre du mazout.

Le MGO a une couleur qui varie du transparent au clair. Si un carburant marin est utilisé pour la navigation intérieure, tel que l'huile de chauffage, il doit être marqué avec un colorant jaune solvant. De plus, le diesel marin est de couleur rouge. Ces mesures visent à prévenir - ou à permettre la détection - de l'utilisation impropre de l'huile de chauffage ou de gasoil marin à

régime fiscal faible et relativement bon marché (qui est en fait souvent le même carburant) en navigation intérieure.

Les exigences de base pour les carburants marins sont définies dans la norme ISO 8217. Les grades DMX, DMA, DMB et DMZ conformes à la norme ISO 8217 "Produits pétroliers - Combustibles (classe F)" sont également appelés diesel marin. Mais comme le carburant marin DMB peut également contenir un faible pourcentage de mazout lourd, il ne s'agit pas d'un distillat pur et donc d'un "vrai" diesel marin. Le gasoil marin est également produit avec différents degrés de teneur en soufre, bien que la teneur maximale en soufre autorisée pour le gasoil marin soit inférieure à celle du fioul lourd. La marque de qualité ISO 8217 DMA a une valeur maximale autorisée de 1,5%. Le gasoil marin à faible teneur en soufre (LS-MGO) a une teneur en soufre inférieure à 0,1%. Ce carburant marin peut être utilisé dans les ports de l'UE ou dans les zones de contrôle des émissions, qui imposent notamment une limite d'émission de soufre correspondant à celle du LS-MGO. Pour cette raison, la plupart des compagnies de navigation utilisent une variété de diesel marin à faible teneur en soufre dans ces endroits. Alternativement, cette limite peut également être atteinte au moyen d'équipements adéquats (systèmes de filtrage, scrubber).

Par rapport aux carburants marins contenant une proportion plus ou moins grande de mazout lourd, les émissions du carburant diesel marin contiennent beaucoup moins de particules et de suie. Étant donné que la teneur en soufre du carburant distillé peut être maintenue dans de très faibles proportions et que les raffineries optimisent les processus afin de produire de moins en moins de carburant résiduel (fuel lourd) face à la baisse du prix du fuel lourd, les experts du secteur prévoient que le diesel marin sera utilisé plus fréquemment à l'avenir et que, par conséquent, la technologie des moteurs marins sera vouée à s'adapter à ces nouvelles tendances. Cependant, le MGO et le MDO sont nettement plus chers que le mazout lourd, de sorte que le mazout lourd est toujours utilisé principalement dans le transport commercial. Au début d'avril 2016, le prix du diesel marin, par exemple, était plus du double de celui du diesel lourd.

#### ***4.1.5. Utilisation de combustibles marins résiduels ou distillés : tendance mondiale.***

Au niveau mondial, les données relatives à la consommation de mazout et de gasoil sont disponibles sans distinction entre les différents types de bunker (par exemple, IFO, HFO, MDO, MGO), comme indiqué dans la section 4.2 précédente. Les données de consommation de LSMGO ne sont pas encore disponibles car le marché commencera à être analysé quantitativement à partir de 2020.

Singapour, le plus grand port de soutage du monde, a rapporté 127 600 tonnes (mt) de ventes de diesel à faible teneur en soufre (LSMGO) en avril 2019, soit 40 000 tonnes de plus que les 87 600 enregistrées en mars. Les ventes de diesel marin (MGO) augmentent également.

Les autorités maritimes et portuaires de Singapour ont enregistré environ 91 000 tonnes de MGO vendues en avril, soit 12 800 tonnes de plus que les 78 200 tonnes de mars.

Un autre cas de nouveaux investissements dans l'approvisionnement de LSMGO est celui d'Ocean Bunkers, une société de trading fondée en 1994 par le PDG Muhammad Yousuf, qui fournit les ports de Karachi et de Bin Qasim. La société exploite actuellement une flotte de quatre barges sur le marché pakistanais. La société fournit initialement les ports de l'Arabie saoudite via LSMGO et MGO. La société envisage de louer une barge pour approvisionner les terminaux par bateau.

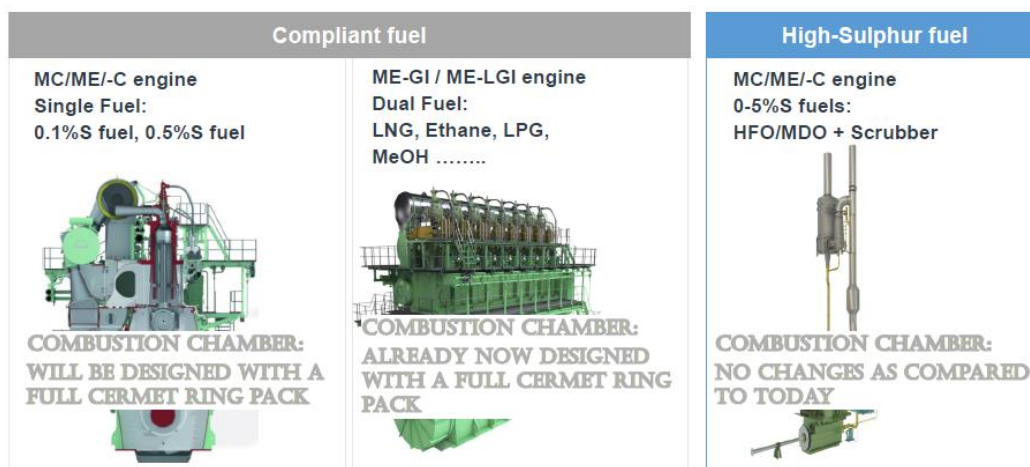
#### ***4.1.6. Utilisation de combustibles marins résiduels ou distillés : le cas italien***

Au niveau italien, aucune donnée n'est disponible sur la consommation exacte de MDO et MGO et il ne semble pas que, comme dans le cas des combustibles résiduels légers, de nouveaux investissements soient réalisés pour accroître la capacité des ports à fournir cette solution aux navires. Le système italien semble plus orienté vers la fourniture de combustibles résiduels légers et non de distillats.

#### **4.2. Mazout lourd combiné à des systèmes d'épuration des gaz d'échappement (EGCS)/scrubber.**

L'alternative à l'utilisation de combustibles marins à très faible teneur en soufre dans les ECA est l'utilisation de scrubber. Cette technologie consiste à injecter de l'eau dans le flux d'échappement pour réduire les émissions de soufre et autres. Toutefois, le réaménagement d'un navire existant par l'introduction de cette technologie se traduit par des investissements importants de la part de l'armateur (plusieurs millions d'euros selon le type d'actifs du navire et le type de laveur installé). En outre, la nécessité de sécher le navire pour des opérations d'intervention pendant de longues périodes signifie également une réduction des recettes et des flux de trésorerie positifs provenant de la gestion des du navire, avec des conséquences financières négatives supplémentaires pour les armateurs et les shipowners. D'autre part, l'introduction de scrubber permet l'utilisation de combustibles marins à forte teneur en soufre, dont on sait qu'ils sont moins chers que les nouveaux combustibles conformes. Dans ce contexte, ces fiouls lourds sont désignés comme des fiouls à haute teneur en soufre (HSFO), dont la teneur maximale en soufre est de 3,5 % conformément à la norme ISO 8217. L'utilisation de scrubber ne nécessitera pas d'investissement pour le rééquipement du moteur du navire, comme c'est le cas pour les énergies alternatives et les mazouts dont la teneur en SOx est inférieure à 0,5 %.

Figure 9. Utilisation des scrubber et impact sur la mécanique des navires



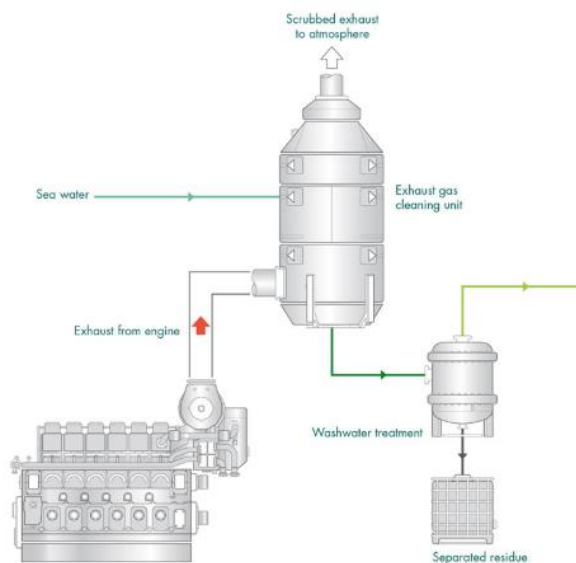
Source: EGCSA

#### 4.2.1. Mazout lourd (HFO) avec scrubber (EGCS) : description de la technologie et des caractéristiques.

Il existe plusieurs modèles de systèmes de purification des gaz d'échappement marins qui éliminent les oxydes de soufre des gaz d'échappement du moteur et de la chaudière du navire. Cependant, la plupart des systèmes "humides" ont 3 composants de base (Figure 10):

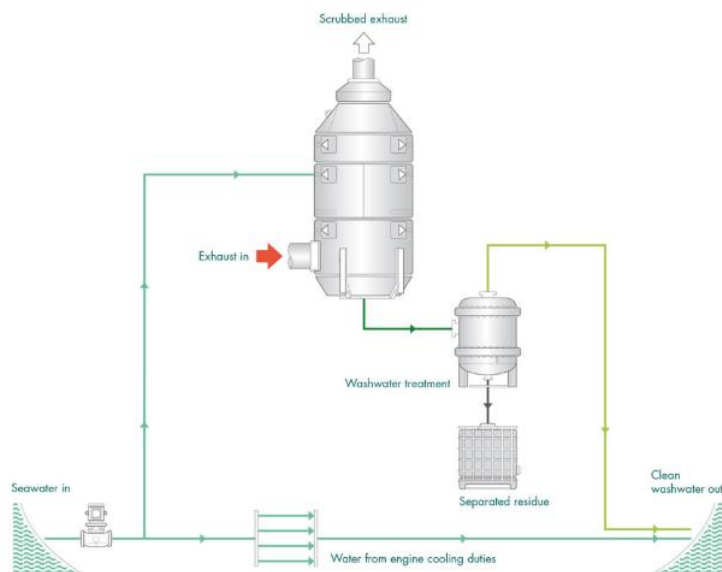
- Un navire qui permet de mélanger le débit d'échappement d'un moteur ou d'une chaudière avec de l'eau de mer ou de l'eau douce (ou les deux). Pour des raisons d'espace disponible et d'accès aux unités d'épuration des gaz d'échappement, celles-ci sont situées dans la partie supérieure du navire, dans ou autour de la zone de l'entonnoir.
- Une station d'épuration pour éliminer les polluants de l'eau de "lavage" après le processus de lavage.
- Structures de gestion des boues : les boues extraites de l'installation de traitement des eaux de lavage doivent être stockées à bord pour être jetées au sol et ne peuvent pas être brûlées dans les incinérateurs du navire.

Figure 10. Composants d'une installation d'épuration



Source: EGCSA

Figure 11. Système de scrubber à circuit ouvert.



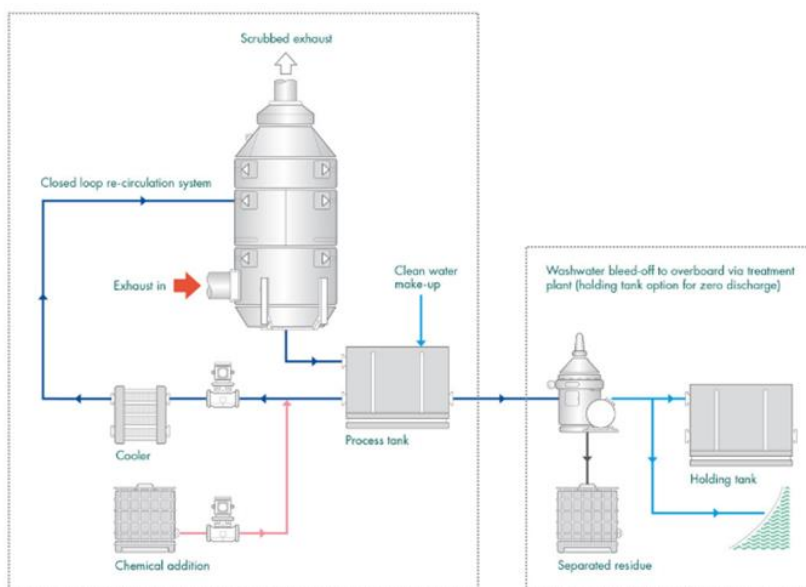
Source: EGCSA

Le système peut être du type "ouvert" (Figure 11), dans lequel l'eau de mer est prélevée, utilisée pour le lavage, le traitement et le rejet à la mer, la composition chimique naturelle de l'eau de mer étant utilisée pour neutraliser

les résultats de l'élimination du SO<sub>2</sub>. Les systèmes d'eau de mer libre utilisent généralement 45m<sup>3</sup>/MWh pour le lavage.

Ou bien, le système peut être du type "fermé" (Figure 12 **Erreur. L'origine riferimento non è stata trovata.**), si de l'eau douce traitée avec un produit chimique alcalin tel que la soude caustique est utilisée pour la neutralisation et le lavage. L'eau de lavage est recyclée et les fuites sont compensées par de l'eau fraîche supplémentaire. Une petite quantité d'eau de lavage est déversée dans une station de traitement avant d'être rejetée à la mer.

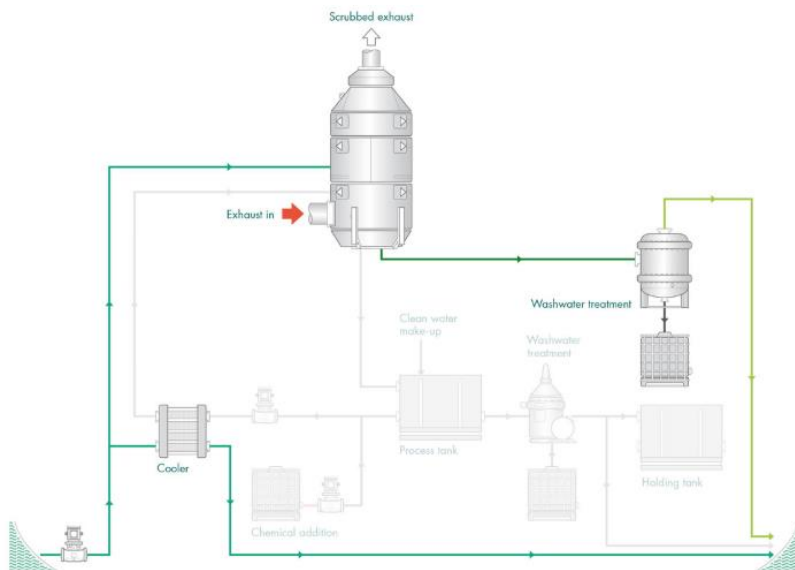
Figure 12. Figure 12. Système de scrubber à circuit fermé



Source: EGCSA

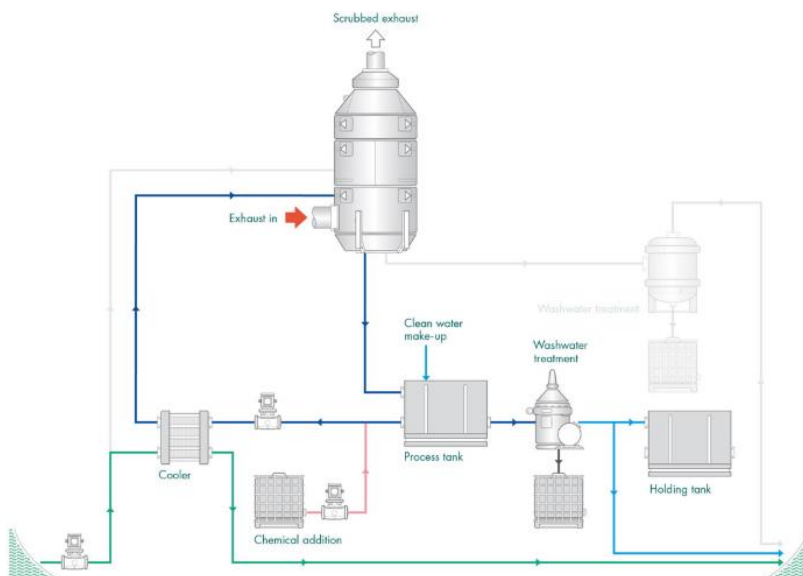
Les systèmes d'eau douce normalement fermés ont un taux de décharge de 0,1 à 0,3 m<sup>3</sup> / MWh, bien que le système présenté puisse fonctionner avec une décharge nulle pendant des périodes limitées. Enfin, les systèmes hybrides (Figure 13 et Figure 14), peuvent fonctionner en mode boucle ouverte ou fermée et, selon leur conception, peuvent fonctionner à la fois en eau douce et en eau de mer en mode boucle fermée.

Figure 13. Système scrubber hybride à circuit ouvert



Source: EGCSA

Figure 14. Système scrubber hybride à circuit fermé



Source: EGCSA

#### 4.2.2. Utilisation de HFO avec l'EGCS : tendance mondiale

Une enquête menée en mai 2018 auprès des membres de l'EGCSA a révélé que la mise en œuvre des scrubbers s'accélère rapidement. L'enquête empirique réalisée à cet égard a en effet

identifié un total de 983 installations déjà réalisées au 31 mai 2018. Si l'on considère également les scrubbers commandés pour les nouvelles constructions, le nombre s'élève à 1 561. Ceci fait suite à une série de rapports de recherche récents selon lesquels les principaux exploitants de navires, dont Spliethoff, Frontline, DHT et Star Bulk, ont opté pour des systèmes de scrubber. L'une des "grandes" entreprises de conteneurs, Alphaliner, a confirmé qu'elle utilisera l'épuration dans le cadre de son portefeuille de conformité 2020.

Près de 60 % de l'ensemble des modifications et des travaux d'installation sur les navires neufs sont effectués dans des chantiers navals asiatiques. Il n'est pas surprenant que le poids augmente jusqu'à 85% du total si l'on considère uniquement les installations sur les constructions. L'EGCSA considère que, bien qu'il y ait eu une augmentation significative de la demande du secteur mondial de la construction navale pour ce type de solution, la capacité d'offre (secteur de la construction navale) ne devrait pas être le principal problème futur en termes de déséquilibres possibles entre l'offre et la demande. Néanmoins, il peut y avoir des contraintes et des problèmes supplémentaires qui pourraient conduire à l'incapacité des chantiers navals à répondre aux demandes des armateurs pour des questions connexes telles que les professionnels spécialisés (disponibilité de spécialistes du scanning laser et d'équipes d'experts en installation).

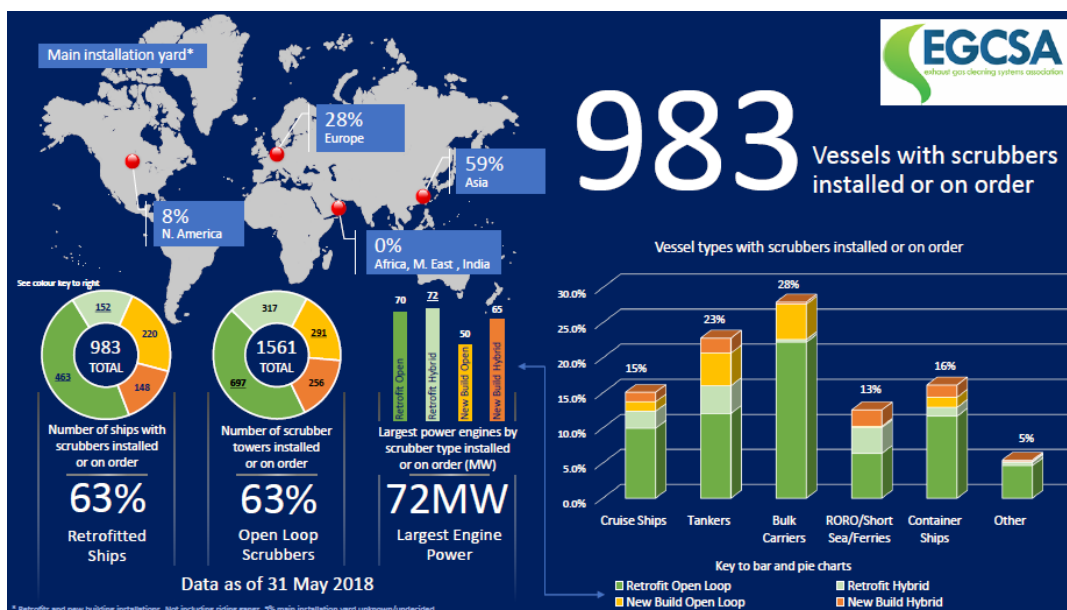
En 2015, prêts pour la transition vers le carburant à 0,10 % de soufre, un certain nombre d'exploitants de rouliers et de ferries ont ouvert la voie et ont choisi avec succès les scrubbers comme solution pour s'adapter au nouvel environnement réglementaire. L'industrie des croisières est arrivée plus tard et maintenant, en 2020, même les vraquiers ont massivement choisi ce type de solution, suivis en nombre par les pétroliers. Dans chacun de ces secteurs, les installations de scrubber à circuit ouvert prédominent.

L'enquête de l'EGCSA montre que 63% de tous les navires équipés de systèmes de lavage scrubber sont opérationnels, tandis que 37% sont de nouvelles constructions. En particulier, 988 des 1561 tours de lavage installées ou à commander sont des laveurs à circuit ouvert, ce qui confirme qu'il s'agit du système d'épuration des gaz d'échappement le plus populaire.

La solution de lavage à circuit ouvert semble être préférée aujourd'hui. C'est le système de lavage le plus simple et le plus apprécié des équipages de navires. Beaucoup des premiers à adopter des systèmes hybrides montés en mer du Nord et dans la Baltique, fonctionnent la plupart du temps en circuit ouvert. Le lavage en circuit ouvert est également utilisé depuis des années par les centrales électriques côtières et les systèmes de gaz inerte des pétroliers pendant leur séjour au port, sans causer d'impacts environnementaux négatifs significatifs. Bien qu'il existe des systèmes en circuit fermé et des systèmes hybrides pour les plans d'eau fermés avec peu d'échange d'eau ou lorsque les rejets sont limités par les réglementations locales, l'EGCSA suggère la possibilité de passer à un combustible à faible teneur en soufre pour le port lorsque le fonctionnement en circuit ouvert n'est pas possible.



Figure 15. Niveau d'adoption des solutions scrubber dans le monde (données au 31 mai 2018)



Source: EGCSA

Entre avril 2018 et octobre 2018, la deuxième vague de commandes de systèmes de lavage a vu plus de 1 000 projets confirmés selon les données DNV GL.

La plupart des commandes passées concernent la rétrofit, suivie de l'adoption sur de nouveaux navires, notamment en Chine et en Corée. En octobre 2018, on dénombrait 1 850 navires équipés de systèmes de lavage installés ou confirmés. DNV GL estime que 2 500 navires seront équipés de systèmes de lavage d'ici 2020, une prévision moins optimiste que celle initialement estimée par l'IMO (environ 4 000 navires).

Les données de la société de classification montrent qu'en octobre 2018, 72% des systèmes installés sont des systèmes en circuit ouvert, mais que la plupart d'entre eux prévoient également la prédisposition au passage en "circuit fermé", ce qui signifie que ce dernier peut être transformé en système fermé à un stade ultérieur.

Les laveurs hybrides représentent 22 % du total, tandis que les laveurs fermés ne représentent que 2 % du total. L'adoption de systèmes en circuit fermé a été entravée par une plus grande complexité dans l'installation et l'entretien du système par rapport à l'option en circuit ouvert.

Toutefois, l'avenir des systèmes à circuit ouvert est incertain, surtout si l'on tient compte du fait que certaines autorités portuaires et certains États côtiers ont imposé des restrictions sur le rejet des eaux de lavage ou prévoient de le faire dans un avenir proche. En particulier, le Connecticut, la Belgique et certains ports allemands ont interdit le rejet des eaux de lavage et la Suède, les fjords norvégiens et d'autres régions envisagent également cette interdiction. En

outre, la Californie et l'Antarctique ont interdit l'utilisation de carburants à forte teneur en soufre.

Les dernières données communiquées par DNV GL en avril 2019, montrent que le nombre de navires en exploitation ou en commande avec systèmes de lavage installés est passé à 3.229, dépassant les prévisions exprimées par le même DNV GL l'année précédente. Sur ces 3 229 navires, 2 372 ont été adaptés avec des épurateurs et 857 navires sont de nouvelles constructions.

A partir de 2019, la répartition des systèmes de lavage par type semble partiellement différente de celle de l'année précédente (en 2018). En effet, selon les nouvelles données DNV GL, environ 80% des laveurs installés ou à installer sur les navires sont désormais à "circuit ouvert" et 17% sont des laveurs hybrides qui permettent aux navires de fonctionner en circuit ouvert et fermé.

Les armateurs exploitant des flottes pour le transport de vrac expriment la majorité des navires équipés de systèmes de lavage (35% du total des systèmes de lavage) avec des produits pétroliers et des pétroliers représentant 27%. Les navires de croisière, les cargos rouliers, les navires citernes à gaz, les RoPax, les cargos classiques, les ferries pour voitures et passagers sont les autres navires équipés des systèmes de lavage scrubber.

Parmi les entreprises qui ont décidé d'investir dans cette nouvelle technologie se distinguent Brittany Ferries (environ 500 millions de dollars investis), Carnival Corporation (400 millions de dollars pour 70 navires), DFDS (plus de 150 millions de dollars) et Royal Caribbean (15 navires). Les fournisseurs étaient Alfa Laval, Wartsila, Belco Marine et Yara Marine (l'ancien Green Tech Marine).

Le groupe Scorpio reste le plus grand utilisateur mondial de la technologie des épurateurs, se positionnant devant Star Bulk de Petros Pappas, MSC de la famille Aponte et la galaxie dirigée par John Angelicoussis, comme souligné dans le dernier rapport disponible publié par Clarksons. Scorpio Tankers a annoncé l'achat de systèmes d'épuration des gaz d'échappement pour 42 de ses navires en 2019 et 10 en 2020. La valeur de ces ententes est estimée à 79,6 millions de dollars, mais les fabricants concernés n'ont pas été divulgués. Les systèmes de lavage prêts à l'emploi qui seront installés pourront être mis à niveau à une configuration en boucle fermée à une date ultérieure. Dans le cadre du même accord, Scorpio Tankers a également la possibilité d'acheter des systèmes d'épuration des gaz d'échappement pour un maximum de 28 navires supplémentaires en 2020.

En ce qui concerne le secteur des conteneurs, la compagnie maritime coréenne Hyundai Merchant Marine (HMM) a signé un protocole d'accord pour la création d'un fonds avantageux pour l'installation de systèmes de nettoyage des laveurs. HMM prévoit d'achever l'installation du système de lavage sur ses 19 navires porte-conteneurs actuellement exploités d'ici le premier

semestre 2020. Le montant total de l'investissement sera de 153,3 milliards KRW (135,8 millions USD)<sup>21</sup>.

Dans le secteur des produits chimiques, Stolt Tankers<sup>22</sup> a choisi, avec Hudong-Zhonghua Shipbuilding, le partenaire norvégien Clean Marine comme fournisseur de technologie de lavage scrubber pour deux chimiquiers (38.000 DWT).

Le groupe maritime néerlandais Spliethoff<sup>23</sup>, spécialisé dans les transports maritimes polyvalents, à courte distance et rouliers, a annoncé une extension significative de son programme de lavage, promettant d'installer des systèmes d'épuration des gaz d'échappement sur 30 navires supplémentaires d'ici 2020 lorsque la limite globale de 0,5% de soufre dans les combustibles marins entrera en vigueur. Ces installations prévues s'ajoutent aux 24 laveurs déjà en service dans l'ensemble de sa flotte.

#### **4.2.3. Utilisation des HFO avec l'EGCS : le cas italien**

Le nombre total d'épurateurs installés sur la flotte italienne à ce jour n'est pas encore connu. Cependant, on sait que les grands opérateurs nationaux, notamment dans le domaine du transport de passagers (ferry, croisière, etc.) ont déjà réalisé des investissements importants dans ce type de technologie. En particulier, MSC (Aponte), Moby-Tirrenia (Onorato) et le groupe Grimaldi (Grimaldi) ont opté pour cette solution afin de répondre aux nouvelles restrictions découlant de l'application des règlements IMO-Marpol. MSC, en particulier, a finalisé le financement de 439 millions de dollars pour équiper sa flotte de 86 laveurs.

MSC a décidé de confier à la société Fincantieri, basée à Trieste, le plan d'installation des épurateurs sur toutes les unités de la flotte, tandis que les nouvelles constructions seront déjà équipées de cette technologie, qui rend le transport maritime plus écologique.

En ce qui concerne le groupe Onorato, en août 2018, le Maria Grazia Onorato a pris la mer, le navire défini comme le plus vert dans le contexte méditerranéen. Ce cargo roulier a la plus grande capacité de chargement de la Méditerranée, avec une longueur de 4 076 mètres linéaires et peut transporter jusqu'à 283 conteneurs. D'un point de vue technologique, ce navire

---

<sup>21</sup> HMM fournira directement 46 milliards de KRW, alors que le reste (107,3 milliards de KRW) comprend le prêt garanti par la Korea Ocean Business Corporation (62,3 milliards de KRW) et un investissement par un fonds gagnant-gagnant (environ 45 milliards de KRW) constitué de cinq entreprises (Hyundai Corporation, SKTI, Hyundai Global Service, DSEC et PANASIA).

<sup>22</sup> Stolt Tankers exploite une flotte avancée de navires à travers le monde, dont de nombreux chimiquiers. La flotte se compose de plus de 150 navires.

<sup>23</sup> Spliethoff, basée à Amsterdam est l'une des plus grandes compagnies maritimes des Pays-Bas, exploite une flotte de plus de 100 vraquiers, projets et rouliers.

combine l'adoption de la dernière génération de laveurs avec une efficacité énergétique exceptionnelle garantie par les deux moteurs Man.

Outre le groupe Onorato et le groupe Aponte, Grimaldi a déjà annoncé depuis un certain temps qu'elle a mis en œuvre des actions visant à contenir les émissions grâce à une politique d'investissement de plus de 100 millions d'euros visant à installer des laveurs sur les navires gérés sous la marque "Finnlines". Le groupe napolitain Grimaldi a également baptisé, lors d'une brève cérémonie dans le port de New York, le Grand New York<sup>24</sup>, une nouvelle unité Pure Car & Truck Carrier spécialisée dans le transport de véhicules et de matériel roulant engagés sur la route entre la Méditerranée et l'Amérique du Nord. Le Grand New York est très efficace du point de vue de l'environnement car son moteur principal à commande électronique permet de respecter les nouvelles réglementations pour la réduction des émissions d'oxydes d'azote (NOx), tandis que le laveur installé à bord réduit les émissions d'oxydes de soufre (SOx).

## 5. Le GNL comme combustible marin de substitution.

L'utilisation principale du gaz naturel liquéfié (GNL) est étroitement liée à la phase midstream, qui concerne le transport de GNL par des méthaniers : ces derniers empruntent les routes maritimes internationales, allant des usines de liquéfaction des zones d'extraction aux zones de stockage des terminaux de regazéification, correspondant aux points d'accès aux réseaux de gazoducs dans les principales zones d'utilisation du gaz naturel. Ceci est rendu possible par le procédé de liquéfaction qui réduit le volume de gaz naturel et permet de le transporter sur de longues distances à des coûts compétitifs. Le traitement en question implique la purification et la déshydratation du gaz naturel et, par la suite, des phases alternées de compression et de refroidissement de celui-ci. Pendant le processus de condensation, son volume est réduit de 600 fois, ce qui permet de stocker une quantité considérable d'énergie dans un espace réduit.

Le pouvoir calorifique du GNL, c'est-à-dire la quantité d'énergie émise par un combustible, est supérieur à celui du GPL. Pour maintenir le gaz naturel à l'état liquide, il doit être contenu dans des réservoirs cryogéniques à une température d'environ -160°C. Les réservoirs de GNL peuvent être à axe horizontal ou vertical avec différentes capacités de stockage selon les besoins (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**). Le réservoir cryogénique se compose de deux enveloppes, l'une contenue dans l'autre. L'enveloppe extérieure est en acier au carbone

---

<sup>24</sup> Le Grand New York, deuxième d'une série de trois jumeaux, mesure 199,90 mètres de long et 32,26 mètres de large, est équipé de quatre ponts mobiles qui le rendent extrêmement flexible et capable d'embarquer tout type de charge roulante (voitures, camionnettes, camions, tracteurs, bus, excavateurs, etc.) jusqu'à 5,2 mètres de haut. Sous pavillon italien, il peut transporter 6 700 CEU (Car Equivalent Units) ou 4 000 mètres linéaires de matériel roulant et 2 500 CEU.

tandis que l'enveloppe intérieure est faite d'un matériau résilient et résistant aux basses températures. Entre les enceintes, l'air doit être éliminé et un matériau tel que la perlite doit être inséré, qui sert à augmenter l'isolation et à réduire la transmission thermique à l'intérieur (Luce-gas.it). Le vaporisateur situé à proximité du réservoir cryogénique ramène le GNL à la phase gazeuse en utilisant la chaleur atmosphérique.

La chaîne technologique du GNL offre de nombreuses possibilités. En effet, il peut également être utilisé en aval, par des moyens qui sont équipés, comme indiqué plus haut, de réservoirs cryogéniques pour le transport vers des installations de stockage intermédiaire ou des dépôts satellites pour servir aux utilisations finales du gaz naturel sous forme liquide ou regazéifiée.

Dans le secteur du transport maritime, des efforts sont faits pour accroître l'utilisation de ce combustible possible, qui jusqu'à présent a été marginale par rapport aux utilisations que cette source d'énergie fournit dans les secteurs industriel (électricité) et domestique (chauffage).

*Figure 16. Réservoir cryogénique et vaporisateur.*



*Source : Luce-Gas.it.*

Jusqu'à présent, le secteur du transport maritime est marginal par rapport à l'utilisation du GNL dans le transport terrestre, bien que sa croissance soit actuellement d'une importance considérable. Les activités impliquant le GNL dans le secteur maritime ont déjà connu des développements importants dans les réalités où la consommation énergétique de cette ressource est importante. Les différents processus et infrastructures nécessaires à la phase aval peuvent également être considérés comme un réseau : ce réseau permet la connexion entre les points de stockage de GNL et les terminaux de chargement des moyens de transport équipés de réservoirs cryogéniques et de ceux-ci vers les entrepôts desservant les utilisations finales, à travers les

différents moyens pouvant être utilisés pour le transport, comme les pétroliers, les navires ou autres moyens utilisés pour le transport du GNL (wagons équipés de réservoirs cryogéniques).

Les points de stockage de GNL sont traditionnellement équipés d'installations de regazéification qui permettent d'utiliser le gaz naturel de la manière habituelle pour l'approvisionnement : des utilisateurs individuels pour les activités de production, des réseaux locaux isolés de distribution ou des stations de station-service pour les véhicules alimentés au gaz naturel comprimé (CNG).

Lorsque les points de stockage peuvent être utilisés pour alimenter directement en GNL des moyens de transport équipés de réservoirs cryogéniques qui permettent l'alimentation de moteurs au gaz naturel, on parle ici de points de stockage par satellite. Il est ainsi possible d'utiliser le gaz naturel comme carburant pour les véhicules de transport de marchandises sur de longues distances, soit par des véhicules terrestres lourds, soit par des navires fonctionnant au GNL. Dans le cas des navires ravitaillés en GNL et des navires ravitaillés en carburant dans des dépôts côtiers, cette activité prend la forme d'avitaillement (*bunkering*) ou de ravitaillement pour la navigation intérieure ou internationale, selon le type de navire ravitaillé.

Dans le cas du ravitaillement en carburant des véhicules lourds de transport terrestre (camion-citerne), cependant, il est nécessaire que les stations de ravitaillement se dotent des technologies nécessaires pour alimenter directement les réservoirs cryogéniques des véhicules en GNL. L'évolution de la chaîne technologique du GNL a le potentiel d'élargir l'éventail des moyens de transport utilisant le gaz naturel comme carburant et de tirer ainsi parti des avantages offerts d'un point de vue économique, énergétique et environnemental.

La diffusion du GNL comme carburant pour les moyens de transport en général nécessite le développement d'infrastructures spécifiques. En fait, il s'agit d'infrastructures à forte intensité de capital, complexes à mettre en œuvre sous différents angles : économique, réglementaire et stratégique. La chaîne logistique de distribution du GNL peut également être développée en présence d'usines de liquéfaction de gaz naturel et pas seulement par l'utilisation d'usines de regazéification. Cela peut se faire dans de grandes usines de liquéfaction pour l'exportation de GNL situées dans les zones d'extraction de gaz naturel où ce type d'infrastructure est présent. Dans certaines conditions, lorsque les distances à parcourir sont problématiques, des usines de liquéfaction à petite échelle sont également utilisées pour former une chaîne d'approvisionnement.

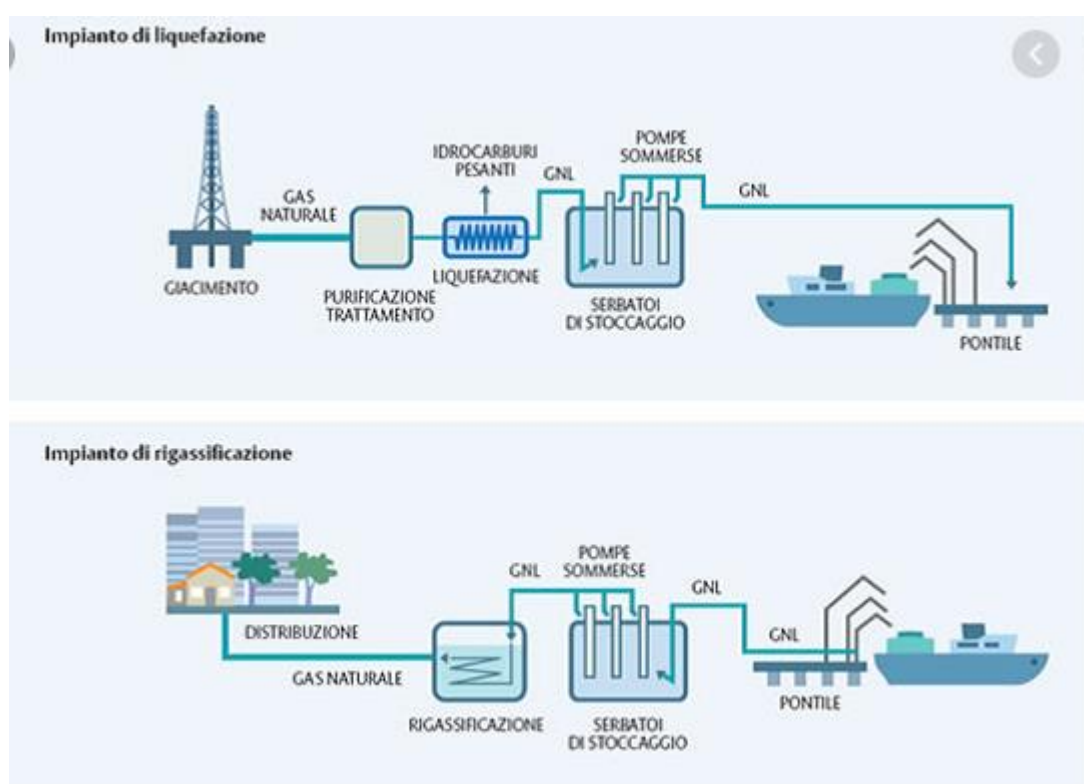
La chaîne d'approvisionnement en GNL : La chaîne du GNL peut être divisée en 5 phases conceptuelles :

- Production du gaz
- Liquéfaction
- Transport
- Regazéification

- Distribution

L'ensemble du processus de transport du gaz (Figure 17 **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**), comme indiqué précédemment, se déroule à une température de  $-160^{\circ}$  à la pression atmosphérique, jusqu'au passage à la phase gazeuse effectuée dans l'usine de l'utilisateur. La phase de production du gaz a les mêmes caractéristiques que la phase de production dans le cas du transport par gazoduc. Le gaz produit est transporté à l'usine de liquéfaction par gazoduc, c'est-à-dire par des canalisations formées de manière à faciliter le transport du gaz vers les infrastructures appropriées ; selon les caractéristiques du gaz extrait et la distance entre le gisement et l'usine de liquéfaction, des infrastructures spéciales peuvent être nécessaires pour le traitement du gaz (épuration/traitement).

Figure 17. Chaîne de production technologique.



Source: Iris GNL

Il terminale di liquefazione può essere teoricamente suddiviso in tre sezioni:

- la parte principale de l'usine où se trouve la section de liquéfaction proprement dite ;
- les réservoirs de stockage du GNL produit ;
- l'infrastructure portuaire et les systèmes de chargement des navires.

Le GNL est déchargé des navires et envoyé vers les réservoirs de stockage, pour être ensuite regazéifié par les vaporisateurs et enfin le gaz est envoyé vers le rendement de distribution domestique, c'est-à-dire national, ou est relié internationalement à d'autres

pipelines. Cette phase peut être configurée de différentes manières, à partir du type d'emplacement des différents terminaux. Par exemple, dans le cas de terminaux off-shore non reliés au réseau routier ou ferroviaire, le premier maillon de la chaîne d'approvisionnement est le point de chargement des pétroliers pour alimenter une zone de stockage intermédiaire (par exemple, un dépôt côtier). Dans le cas de terminaux côtiers raccordés au réseau routier ou ferroviaire, un point de chargement pour les camion-citerne ou wagons-citernes peut être aménagé pour être utilisé lors des étapes ultérieures de distribution aux utilisateurs finals.

La première étape de la chaîne d'approvisionnement en GNL est la condition préalable aux étapes suivantes de la distribution. Ces phases de la chaîne logistique sont configurées avec leur propre spécificité en fonction des différentes utilisations finales auxquelles le GNL est destiné : véhicules routiers lourds, navires, utilisateurs hors réseau (civils, industriels) qui peuvent être approvisionnés, par exemple, par des installations de GNL par satellite<sup>25</sup>

Ces dernières années, l'Europe a de plus en plus cherché à harmoniser le concept de durabilité environnementale avec le mécanisme économique et financier qui relie le secteur des transports. De nombreux règlements ont été mis en œuvre dans le but de réduire les émissions (Directive de l'Union européenne "Zone de contrôle des émissions de soufre concernant la réduction du pourcentage de soufre en dessous de 0,1%). L'une des principales solutions à étendre est l'utilisation du GNL comme solution d'avitaillement dans la zone portuaire maritime.

L'avitaillement en GNL est un type particulier d'opération où le GNL est transféré d'une source de distribution spécifique à un navire qui est approvisionné en GNL. Cette activité fait appel à la participation de divers intervenants, notamment :

- Navire méthanier
- Fournisseur de GNL
- Port où l'activité de soutage a lieu
- Personnel à bord du navire et personnel de sûreté portuaire
- Administration et décideurs politiques

Comme on peut le déduire, de nombreux acteurs sont impliqués dans l'utilisation de cette source d'énergie comme combustible alternatif possible pour les navires. La chaîne logistique, qui est étroitement liée à la possibilité d'utiliser le GNL comme carburant de substitution, et donc aux activités d'avitaillement et de ravitaillement des navires, peut être articulée de différentes manières. Selon les conditions dans lesquelles se déroule la phase d'approvisionnement dans les zones de stockage, la manière dont les navires méthaniers sont

---

<sup>25</sup> Pour une analyse plus détaillée de ces questions, voir le produit T.2.1.1.2 du projet TDI NETWORK-LNG, qui fait partie du Cluster Projet GNL auquel SIGNAL appartient.



ravitillés en GNL varie. Il est important de souligner que la complexité différente de la chaîne logistique d'approvisionnement des navires ravitaillés en GNL implique que les investissements nécessaires pour y parvenir varient en conséquence.

Afin d'évaluer la compétitivité du GNL en tant que solution technologique alternative pour la propulsion des navires, il est nécessaire de comparer cette option avec les combustibles traditionnellement utilisés dans le transport maritime, en tenant compte, au cas par cas, des profils des coûts de soutage pour l'armateur utilisant cette solution par rapport aux coûts traditionnellement supportés.

D'un point de vue réglementaire, beaucoup de progrès ont été réalisés. L'AESM, l'Agence européenne pour la sécurité maritime, a publié en 2018 les lignes directrices que chaque autorité portuaire européenne peut consulter sur les possibilités d'utiliser le GNL comme solution d'avitaillement pour le secteur maritime-portuaire. Si, d'un point de vue normatif, des progrès considérables ont été réalisés, d'un point de vue économique-financier, certains éléments constituent désormais un frein à la diffusion du GNL en tant que combustible marin alternatif. Du point de vue de l'armateur, en fait, les principaux problèmes liés à l'utilisation de cette solution technologique remontent principalement à :

- Les incertitudes quant à la disponibilité de la matière première ;
- Les incertitudes liées à la volatilité des prix ;
- Les incertitudes liées aux problèmes d'accompagnement de l'investissement, variable très importante qui influence l'entrée sur le marché des opérateurs potentiels

Ces incertitudes devraient s'atténuer dès que la garantie de disponibilité de la matière première sera atteinte et que des infrastructures adéquates pour la large distribution du GNL seront mises en place, comme cela s'est déjà produit dans de nombreux ports d'Europe du Nord. De ce point de vue, le rôle joué par les incitations et les facilités qui favorisent les investissements dans le développement d'un marché à fort potentiel du point de vue économique, financier et environnemental est pertinent.

### **5.1. Description de la technologie, propriétés, composition et caractéristiques.**

Afin de mieux comprendre les possibilités de déploiement du GNL comme carburant de substitution pour l'avenir, il convient d'analyser clairement les différents moyens techniques et opérationnels par lesquels les navires peuvent être ravitaillés. Les principales technologies d'avitaillement actuellement utilisées par les différents ports où cette solution est disponible peuvent être rattachées à quatre solutions principales :

- i. **Truck-to-ship** : L'avitaillement en GNL du camion au navire (TTS) était une méthode largement utilisée au départ pour la mise en œuvre de l'avitaillement en GNL. En fait, les navires ayant une demande de GNL avaient une taille qui variait de petite à moyenne, ne nécessitant que quelques centaines de mètres cubes de gaz. Cette

technologie spécifique a fourni une option très flexible, répondant à une demande très limitée. Les opérations TTS pour l'avitaillement en GNL sont effectuées par des camions GNL standard. Compte tenu des besoins croissants en GNL, en particulier pour les navires ayant une plus grande capacité en carburant, plus d'un camion peut être nécessaire pour ravitailler un seul navire, en fonction du volume de bunkers nécessaires (EMSA, 2018). D'un point de vue technique, le camion méthanier est relié au navire de réception sur le quai à l'aide d'un tuyau flexible, généralement assisté par une grue manuelle en porte-à-faux pour la manutention des tuyaux. Les avantages de ce type de technologie découlent de la possibilité de livrer le GNL très près du navire, ce qui minimise les risques. En outre, il est possible d'adapter les besoins en GNL en fonction de la charge qui peut être fournie au client. Cependant, il peut avoir des limitations, comme la limitation des mouvements sur le côté de la jetée, rendue complexe par la présence de camions bunkers.

- ii. **Ship-to-Ship**: L'avitaillement de ship to ship est une option opérationnelle très importante, en particulier pour répondre à l'augmentation des besoins de GNL en termes de fréquence et de portée. Ce type d'avitaillement représente un défi particulier du point de vue des activités d'avitaillement (EMSA, 2018). Cela permettra non seulement de choisir le meilleur emplacement pour l'avitaillement en GNL, mais aussi de déterminer la meilleure voie de navigation pour le navire ravitailleur, en évitant les eaux restreintes. La technologie ship to ship permet de livrer le bunker directement aux navires à partir d'un autre navire, ou d'une barge, amarré de l'autre côté du quai. Le tube d'acheminement du GNL est géré par le bunker. En général, cette technologie n'interfère pas avec les opérations de manutention du fret et des passagers. C'est une option beaucoup plus avantageuse que la précédente lorsqu'il est nécessaire d'assurer des temps d'avitaillement plus courts. Cette solution permet de gérer des volumes de bunkering beaucoup plus importants. En outre, il offre une plus grande souplesse opérationnelle : l'avitaillement peut se faire avec le navire receveur amarré sur le côté.
- iii. **Port-To-Ship**: Grâce à cette option, le GNL est isolé directement dans une unité de stockage de GNL (réservoir), dans une petite station ou un terminal d'importation ou d'exportation dans le port lui-même. Les volumes traités peuvent varier entre 500 et 20 000 m<sup>3</sup> (EMSA, 2018). Sans aucun doute, cette technologie a le potentiel de livrer des volumes de GNL plus importants que les précédentes. Il s'agit d'une option viable pour les ports dont la demande de soutage à long terme est stable et croissante. Cependant, elle pose évidemment des problèmes de localisation dans les zones portuaires, surtout dans des pays comme l'Italie, qui se caractérisent généralement par une pénurie de zones portuaires disponibles.
- iv. **Mobile fuel tank** : La solution de la technologie Mobile-Fuel-tank consiste en un "réservoir de stockage de GNL de type IMO à double paroi isolante ou en polyuréthane à simple paroi. Dans cette configuration technologique, la procédure d'avitaillement se déroule de la station d'avitaillement au réservoir de GNL en passant par un tube isolé "

(Wärtsilä website, 2019). Certains opérateurs maritimes envisagent d'utiliser des citernes portables de GNL (c'est-à-dire des citernes ISO) comme réservoirs de carburant pour les navires. Selon ce concept, ces réservoirs de carburant, une fois vides, seraient remplacés par des réservoirs préchargés installés dans toute structure permettant le ravitaillement en GNL, capables de transférer des conteneurs vers un navire amarré à la jetée. Ces réservoirs sont modulaires et peuvent être transportés efficacement par camion ou par train (Bunkering of liquefied Natural Gas fueled Marin Vessels in North America, 2014). Cette approche peut simplifier le démarrage d'un projet d'installation de soutage en exploitant la capacité de transport intermodal et en ne nécessitant pas de grands réservoirs de stockage terrestres coûteux. En plus des activités de chargement/déchargement des citernes, cette technologie assurerait un plus grand développement des connexions intermodales, créant ainsi des réalités portuaires beaucoup plus importantes et diversifiées. En outre, la solution technologique des citernes mobiles permettrait d'éliminer toutes les opérations d'interface avec l'avitaillement à terre, car aucune conduite, aucun raccord ou aucune infrastructure liée aux opérations d'avitaillement ne serait utilisé. L'utilisation du Mobile-Fuel-Tank n'est pas adaptée aux navires ayant des besoins élevés en volume de GNL, mais compte tenu des prévisions qui ont été faites pour les années suivantes, cette technologie peut être avantageuse et donc particulièrement envisagée pour l'approvisionnement des petits navires nécessitant 30 à 100 mètres cubes de GNL. La solution "Mobile-fuel-Tank" permet également une réduction significative des temps d'avitaillement, qui sont beaucoup plus courts que pour les autres techniques. De plus, ce type de solution permet d'effectuer d'autres opérations simultanément (SIMOPs). La possibilité d'effectuer l'opération au même endroit où s'effectue la manutention (chargement et déchargement) des marchandises rend cette option très intéressante dans le cas des navires-grues ou porte-conteneurs. C'est aussi une solution flexible d'un point de vue opérationnel, puisqu'elle favorise la capillarité et la simplicité de la distribution.

## 5.2. Utilisation du GNL comme combustible marin : tendance mondiale.

L'utilisation du GNL comme combustible marin dans cette section sera analysée en tenant compte à la fois de la demande et de l'offre, en examinant la capacité infrastructurelle des ports internationaux à fournir des services de soutage de GNL pour alimenter une chaîne logistique efficace. Par demande maritime de GNL, on entend la demande de services d'avitaillement en faveur de :

- Navires commerciaux (ferry, croisière, conteneur),
- Bateaux, services auxiliaires,
- La plaisance portuaire,
- Autres moyens (capitainerie, etc.).

La mesure de la demande maritime (actuelle) de services de soutage et de stockage de GNL dans l'environnement maritime-portuaire et l'estimation de la demande future par rapport à celle-ci sont particulièrement complexes en raison des nombreuses variables concernées.

La première est certainement l'analyse de la demande par rapport aux investissements d'infrastructure (réseaux et complexes) : les investissements et les projets d'infrastructure, en particulier, ont des caractéristiques spécifiques qui peuvent être retracées aux concepts d'indivisibilité d'échelle et de techniques, d'indivisibilité du temps et du financement, ainsi que d'indivisibilité du " minimum comme mixte " (Bellandi et Petretto, 2002 ; Ponti, 2006). De l'indivisibilité du minimum comme mixte, en particulier, découle la conséquence que ces travaux d'infrastructure produisent pleinement les effets et les bénéfices pour lesquels ils sont réalisés seulement s'ils sont insérés dans un système d'infrastructures linéaires et ponctuelles interconnectées. Il s'ensuit que, dans les choix d'investissement relatifs, on ne peut ignorer le niveau d'accessibilité de l'infrastructure, son positionnement dans l'ensemble du réseau logistique et de transport (Gutiérrez et al., 2010), ainsi que la planification et la programmation de la chaîne logistique globale du GNL qui est assurée par les différentes entités publiques et privées ayant les intérêts et responsabilités correspondants.

Comme deuxième variable, nous trouvons les méthodes de mesure, d'estimation et de prévision à court et moyen/long terme : la demande maritime doit être examinée à la fois par rapport à sa cohérence actuelle et par rapport à l'évolution future prévisible de cette dernière. En effet, la quantification de la demande maritime ne peut se limiter à l'étude de l'état actuel de la demande de services de soutage en fonction d'un horizon temporel à court terme, mais doit s'étendre à des horizons plus longs puisque ces prévisions visent à soutenir le processus décisionnel concernant les investissements en infrastructures de réseau. Cela nécessite l'adoption conjointe de modèles pour mesurer la demande actuelle et de techniques de prévision par rapport à la demande future.

Enfin, il faut tenir compte de la présence simultanée d'une pluralité d'acteurs publics et privés : dans le secteur, il y a une pluralité d'acteurs publics et privés intéressés et impliqués dans ce dossier et les choix liés à la planification et à la programmation des investissements en infrastructures doivent nécessairement réussir à concilier les intérêts publics et privés (Wang et Notteboom, 2015). Par conséquent, pour prendre des décisions relatives à l'emplacement et à la taille des investissements, il est nécessaire d'utiliser des outils d'analyse et des critères d'évaluation souvent hétérogènes.

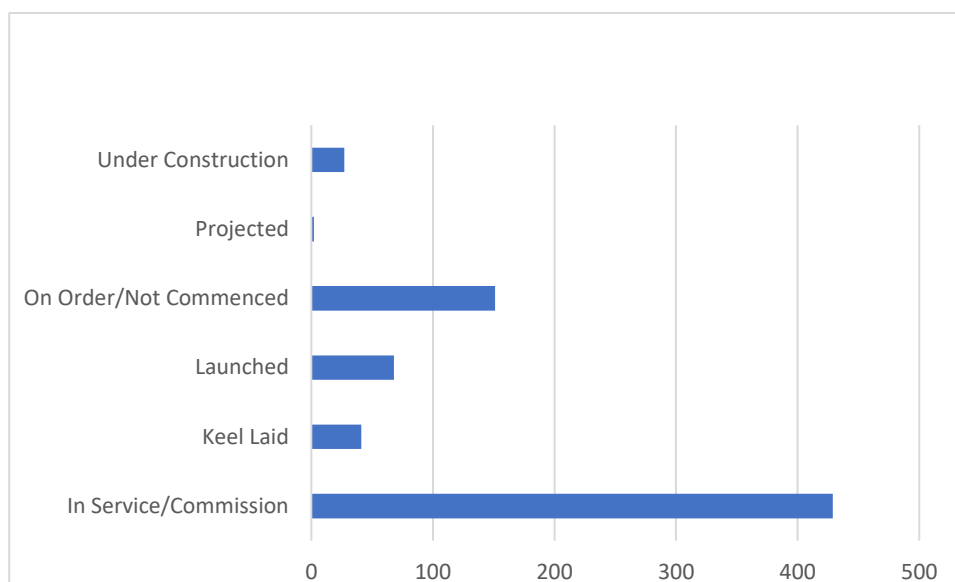
Il ressort clairement des considérations qui précèdent qu'il est nécessaire d'élaborer un modèle conceptuel pour l'étude de la demande maritime de GNL, qui permettra de mesurer/estimer tant l'état actuel de la flotte (2019) que ses perspectives de développement futur à court terme (2021/2022), à moyen terme (2025/2026) et à long terme (2030). La cartographie de la demande maritime d'avitaillement en GNL, dans ses dimensions actuelle et future, nécessite l'examen conjoint des profils clés suivants :

- La taille globale de la demande maritime en tant que flotte de GNL (taille de la demande/flotte de GNL).
- Les caractéristiques des différents segments de la demande maritime (segments de la demande maritime).
- Les pilotes guidant les choix des armateurs en matière d'avitaillement en GNL (Choix des armateurs en matière d'avitaillement).

Afin de comprendre la demande potentielle de services d'avitaillement en GNL dans la zone portuaire maritime, il est nécessaire de partir de l'état actuel et futur de la flotte de GNL au niveau mondial<sup>26</sup>.

La Figure 18 **Erreur. L'origine riferimento non è stata trovata.**, l'état de la flotte actuelle de GNL a été subdivisé, en prenant comme référence la flotte navale déjà opérationnelle et en la comparant à celle mise en service.

Figure 18. Flotte mondiale de propulsion GNL.



Source: Notre élaboration sur les données du projet TDI NETWORK-GNL, produit T.2.1.2 (2019).

L'analyse de la demande montre que 718 navires au total utilisent le GNL comme source de propulsion. 429 navires sont déjà en exploitation ou mis en service, tandis que d'autres en sont actuellement à l'étape de la conception. A ce jour, 27 navires sont en "under construction", tandis que 41 navires sont en situation "keel laid"

<sup>26</sup> Les données rapportées ici ont été collectées dans une base de données spécifique créée par UNIGE-CIELI dans le cadre du projet TDI NETWORK-GNL (produit T.2.1.2), intégrée au projet SIGNAL dans une logique de capitalisation des résultats des différents projets du Pôle GNL.

Après avoir examiné la taille globale de la flotte de GNL au niveau mondial, il convient à présent de se concentrer sur l'identification des principales routes de référence internationales que ces navires utilisent pour mener leurs activités connexes.

Pour l'analyse qui suit, les 10 premières routes commerciales utilisant une flotte de GNL ont été prises comme référence. Au niveau international, sur les principales routes maritimes de GNL, la Méditerranée est moins importante que les routes commerciales du Royaume-Uni et de la Baltique, comme on pourrait s'y attendre. Dans ces endroits, le GNL comme carburant de substitution est beaucoup plus utilisé car ces routes commerciales impliquent le franchissement des zones ECA (Emission Control Area)

Bien que le marché de l'avitaillement en GNL se soit développé au niveau régional en Norvège au début de 2002 pour livrer ce nouveau combustible pour bunker aux petits navires, tels que les navires de soutien de plate-forme, les navires de pêche et les ferries côtiers, les réglementations environnementales établies par les organismes de réglementation internationaux et locaux guident les armateurs pour construire de nouveaux navires ou convertir ceux qui existent en carburant GNL, en remplacement des autres combustibles pour bunker (IGU 2019).

En se concentrant plutôt sur le continent américain, les États-Unis jouent un rôle de premier plan. Les ports américains fournissant des services d'avitaillement en GNL sont, respectivement : Port de Jacksonville (FL), Port Fourchon (LA), Port, Port Tacome (WA), et enfin Port Canaveral (FL). Jusqu'à présent, les activités d'avitaillement en GNL aux États-Unis se sont limitées à un cercle restreint de ports, davantage axés sur le commerce intérieur et le tourisme.

*Figure 19. Ports américains avec services d'avitaillement en GNL.*



*Source: Congressional research service 2019*

Comme en Europe et en Asie, les ports nationaux situés à proximité des principaux terminaux d'importation ou d'exportation de GNL peuvent servir de points d'ancrage pour étendre l'utilisation du GNL aux opérations de soutage. La figure montre les terminaux d'importation et d'exportation de GNL existants en Amérique du Nord qui peuvent être adaptés aux services de soutage de GNL. Le GNL peut être liquéfié directement dans le pipeline et stocké en grandes quantités dans ces installations. Le GNL peut ensuite être avitaillé sur place ou transporté par camion, par train ou par barge vers des installations de soutage situées ailleurs dans la région.

En se concentrant plutôt sur la Méditerranée (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**), l'emplacement de l'infrastructure GNL existante montre comment l'Espagne et certains pays de la région MENA semblent être particulièrement en avance en termes de fourniture d'infrastructures GNL dans la zone portuaire maritime.

En Espagne, les infrastructures sont spécifiquement reliées par une série de gazoducs nationaux. Les premières opérations hispaniques liées à l'avitaillement en GNL ont été réalisées dans le terminal de Barcelone, Sagunto, Carthagène, Huelva (où le projet CORE LNGas cofinancé par l'UE est en vigueur).

Figure 20. Cartographie de l'offre méditerranéenne et de la zone Mena.



Source: Notre élaboration

La région Mena reste la principale zone d'exportation de GNL dans le monde, compte tenu de son rôle (considérer en ce sens le rôle fondamental joué par le Qatar et l'Algérie). Sa population croissante et son expansion économique ont créé l'un des plus grands marchés d'importation de GNL. Traditionnellement exportateur de gaz, le Moyen-Orient est donc aussi en train de devenir l'un des marchés d'importation de GNL les plus intéressants à observer. Les

données de l'Union internationale de l'industrie du gaz indiquent que la région de Mena a importé environ 22 millions de tonnes de GNL en 2016. Parmi eux, cinq exportateurs régionaux (Qatar, Algérie, Émirats arabes unis, Oman et Égypte) ont expédié près de 103 millions de tonnes au cours des 12 mêmes mois. Selon le pays dans lequel vous vous trouvez et selon les installations, les types de technologies utilisées sont différents. Il est toutefois important de considérer que la région Mena est l'une des zones où il existe de multiples terminaux flottants de stockage et de regazéification : la principale technologie utilisée est donc le STS.

### 5.3. Le marché du GNL comme combustible marin : le cas italien.

Du point de vue de la dotation infrastructurelle soutenant l'utilisation du GNL dans la zone portuaire maritime, étant donné que les installations de soutage du GNL ne sont pas encore opérationnelles, les installations de regazéification, les dépôts côtiers et les hypothèses de projet qui prévoient la possibilité d'offrir des services de soutage de GNL pour l'approvisionnement des navires transitant par lesdits ports ont été examinées.

Figure 21. Installations et hypothèses de conception pour la fourniture de services d'avitaillement en GNL.



Source : Projet TDI NETWORK-GNL, produit T.2.1.2 (2019).

En ce qui concerne spécifiquement les régions couvertes par la zone visée, il est possible d'examiner les hypothèses d'installations/de planification suivantes :

1. Terminal de regazéification de Panigaglia (La Spezia, Ligurie),
2. Hypothèse de conception de Fratelli Cosulich (Ligurie),
3. Hypothèse de conception de Ottonello Novella (Ligurie),
4. Hypothèse de projet de A.O.C. Srl (Gênes, Ligurie),



5. Terminal de regazéification "FSRU Toscana" (Livourne, Toscane),
6. Stockage côtier dans le port de Livourne (Signal) (Livourne, Toscane),
7. Dépôt côtier "Terminal Higas di Oristano" de Higas (Oristano, Sardaigne),
8. Dépôt côtier "Marine Terminal Oristano" d'Edison (Oristano, Sardaigne),
9. Gisement côtier d'IVI Petrolifera (Oristano, Sardaigne),
10. Dépôt côtier d'ISGAS ENERGIT Multiutilities (Cagliari, Sardaigne),
11. 11. Dépôt côtier du Consortium Industriel de la Province de Sassari (Porto Torres, Sardaigne).

Il existe 3 terminaux de regazéification en Italie :

- Panigaglia (La Spezia - Liguria), gérée par GNL Italia Spa (Snam Group), avec une capacité de regazéification de 4 milliards de m<sup>3</sup>.
- FSRU Toscana (Livourne - Toscane), gérée par OLT Offshore LNG Toscana, avec une capacité maximale de regazéification de 3,75 milliards de m<sup>3</sup>.

En ce qui concerne chacune des trois infrastructures mentionnées ci-dessus, des études de faisabilité ont également été menées concernant la préparation de barges visant à fournir des services de soutage de GNL. L'étude de faisabilité relative à Panigaglia a été achevée en 2017, celle relative à FSRU Toscana en 2015 et une planification détaillée est en cours. Celle pour laquelle Adriatic LNG a été conclue en 2015.

Bien que ces terminaux de regazéification soient déjà opérationnels, il convient d'examiner comment, selon les données fournies par Assocostieri, la construction de terminaux de regazéification qui peuvent offrir des services SSLNG et qui sont encore en phase d'autorisation et ces terminaux sont :

- Terminal GNL de Falconara Marittima (Ancône - Marches), géré par API-Nova Energia, avec une capacité annuelle de regazéification de 4 milliards de m<sup>3</sup>.
- Projet Rosignano (Rosignano - Toscane), géré par Edison, avec une capacité de regazéification annuelle de 8 milliards de m<sup>3</sup>.
- Terminal GNL de Trieste Monfalcone (Monfalcone - Friuli Venezia Giulia), géré par Smart Gas.
- Terminal GNL de Porto Empedocle (Porto Empedocle - Sicile), géré par Nuove Energie, avec une capacité de regazéification annuelle de 8 milliards de m<sup>3</sup>.
- Terminal GNL Medgas (Gioia Tauro - Calabria), géré par LNG Medgas Terminal Srl (joint-venture entre Iren Group et Sorgenia), avec une capacité de regazéification annuelle de 12 milliards de m<sup>3</sup>.

## 6. Conclusion : scénarios pour l'utilisation future des carburants de substitution

Bien que les industries du transport maritime et du raffinage se préparent depuis plusieurs années aux nouvelles règles de l'IMO les scénarios concernant l'utilisation future des combustibles de substitution pour les années à venir restent très complexes à estimer et à prévoir, même s'il est certain que la demande de combustibles de bunker changera radicalement à partir de 2020.

La demande de HSFO, principal combustible pour navires depuis les années 1960, devrait passer de 3,5 mb/j à 1,4 mb/j en une seule année. On estime également qu'à la fin de 2020, 4 000 épurateurs seront installés sur les grands navires, avec une consommation de mazout de 700 kb/jour.

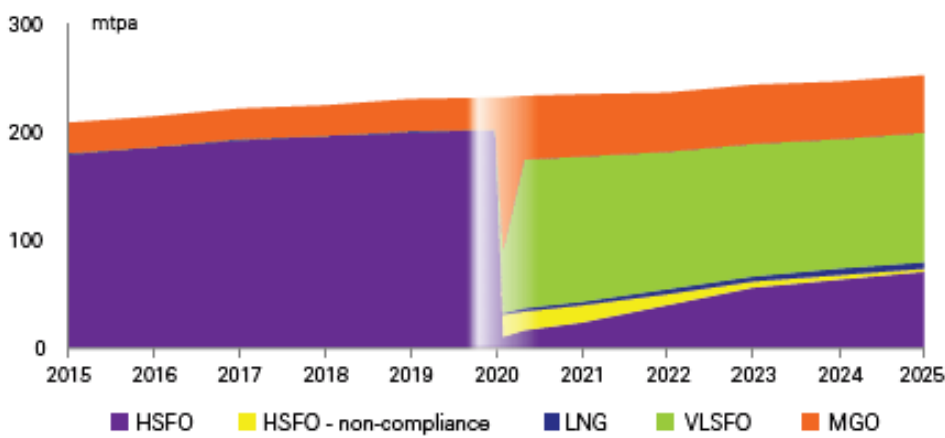
De nombreuses compagnies maritimes préféreront utiliser du gasoil marin (MGO) au lieu d'un nouveau mazout à très faible teneur en soufre (VLSFO)/ULSFO, malgré son prix plus élevé. La quantité de VLSFO produite sera initialement limitée à 1 mb/j en raison de la disponibilité réduite de matériaux de mélange à faible teneur en soufre. Certaines compagnies maritimes peuvent également hésiter à adopter immédiatement un nouveau combustible et préféreraient utiliser des OGM jusqu'à ce qu'elles soient certaines que les VLSFO seront facilement disponibles dans les ports et stables et compatibles avec des qualités similaires.

Bien qu'il ne fasse aucun doute que cette transformation sera un défi, elle sera gérable au fil du temps. Les commandes de purificateurs à installer sur les navires ont augmenté et, à mesure que la demande de précipités de mazout à haute teneur en soufre augmentera, il y aura suffisamment de gazole marin et un nouveau mazout à très faible teneur en soufre disponible pour combler l'écart. Les prévisions font état d'une augmentation très significative de l'utilisation de l'OGM à partir de 2020 et du VLSFO à partir de l'année suivante (2021). L'utilisation des épurateurs augmentera à partir de 2020, mais de façon moins exponentielle que l'utilisation des combustibles légers, car l'installation des épurateurs coûte généralement entre 3 et 12 millions de dollars par navire. Des coûts d'investissement aussi élevés amènent à se demander si toutes les compagnies maritimes seront en mesure de soutenir les investissements nécessaires, compte tenu également des problèmes auxquels de nombreux armateurs sont confrontés du point de vue de l'accès au crédit. Il y a aussi d'importants problèmes liés au calendrier requis pour l'installation des épurateurs.

L'intensité du changement dans l'utilisation de nouveaux combustibles ou de solutions alternatives par rapport aux combustibles traditionnels dépendra toutefois à la fois du prix du pétrole et de l'écart entre les nouveaux et les anciens combustibles de bunker. En particulier, BP Petroleum (Figure 22 **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**) estime que l'écart de prix entre le MGO, le HFO et le VLSFO est différent de celui estimé par MCKinsey (Figure 23 **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**); selon MCKinsey, plus de 2 millions de barils par jour seront transférés du HFO au MGO/VLSFO alors que pour British

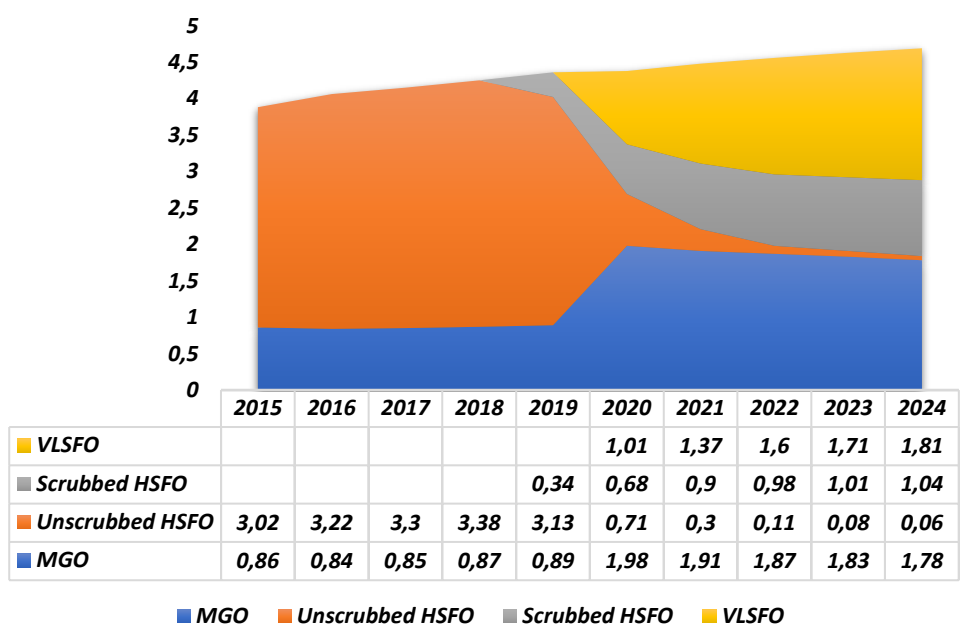
Petrolium le transfert sera au moins de 100 millions de tonnes par an (3-4 millions de barils par jour).

Figure 22. Demande prévue de bunkers conformes : Estimations BP.



Source: BP petroleum

Figure 23. Demande attendue de bunkers conformes: estimations de McKinsey.



Source: IAE, international energy agency

## Bibliographi

- ABS (2014). Bunkering of liquefied natural gas fuelled marin vessels in north American.
- Assocostieri (2018). L'utilizzo del GNL come combustibile per il bunkeraggio marino.
- Burel F., Taccani R. and Zuliani N. (2013). Improving sustainability of maritime transport through utilization of Liquefied Natural Gas (LNG) for propulsion, Energy, pp. 412-420;
- Cames M., Cook V., Graichen J., Siemons A. (2015). Emission Reduction Targets for International Aviation and Shipping.
- Decreto 8 dicembre 2017, n. 1673 "Cadre d'action national pour le développement des carburants alternatifs dans le secteur des transports et le déploiement des infrastructures correspondantes".
- Decreto Legislativo 16 dicembre 2016, n. 257 "Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi".
- Direttiva (UE) 2016/802 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 maggio 2016, relativa alla riduzione del tenore di zolfo di alcuni combustibili liquidi.
- Direttiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi.
- DNA (2015). Linee guida ISO 14001:2015.
- EMSA (2018). Guidance on LNG Bunkering to Port Authorities and Administrations.
- IGU (2019). World LNG Report.
- International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL) Adoption: 1973 (Convention), 1978 (1978 Protocol), 1997 (Protocol - Annex VI); Entry into force: 2 October 1983 (Annexes I and II).

## Sitographi

- <http://www.shippingherald.com/scrubber-uptake-orders-nearly-double-in-six-months-to-april-dnv-gl/>
- <http://www.shippingherald.com/scrubber-uptake-orders-nearly-double-in-six-months-to-april-dnv-gl/>
- <https://luce-gas.it/gpl/gnl>
- <https://worldmaritimeneews.com/archives/262585/over-1000-scrubber-installations-booked-in-the-past-six-months/>
- [https://www.assocostieri.it/presentazioni/Green%20Logistics\\_DS18\\_03.pdf](https://www.assocostieri.it/presentazioni/Green%20Logistics_DS18_03.pdf)
- <https://www.iea.org/oil2019/>
- [https://www.igu.org/sites/default/files/node-news\\_item\\_field\\_file/IGU%20Annual%20Report%202019\\_23%20loresfinal.pdf](https://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item_field_file/IGU%20Annual%20Report%202019_23%20loresfinal.pdf)
- <https://www.marquard-bahls.com/en/news-info/glossary/detail/term/marine-gasoil-mgo.html>

<https://www.oiltanking.com/en/news-info/glossary/details/term/marine-diesel-oil-mdo.html>

<https://www.parismou.org/sites/default/files/EMSA%20Guidance%20on%20LNG%20Bunkering.pdf>

# Rapport T1.1.1

## Analyse de la réglementation sur l'utilisation du GNL

## TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES .....	2
1. INTRODUCTION .....	3
2. ORGANISATION MARITIME INTERNATIONALE ET CONVENTION MARPOL.....	4
2.1 IMO pour la durabilité .....	4
2.2 La Convention MARPOL.....	6
Règle 13 «Oxydes d'AZOTE (NO <sub>x</sub> )» .....	9
Règle 14 «Oxydes de soufre (SO <sub>x</sub> )» .....	10
3. RÉGLEMENTATION EUROPÉENNE .....	12
3.1 Les politiques européennes pour la réduction de la teneur en soufre.....	12
3.2 La stratégie énergétique de l'Union européenne et le GNL.....	15
3.3 Directives EMSA.....	21
Le cadre réglementaire .....	23
Quelques recommandations et meilleures pratiques suggérées par le guide EMSA.....	26
Profils de risque et sÉcurité .....	28
Les zones de contrôle.....	37
4. LES CADRES D'ACTION DANS LA ZONE DE COOPÉRATION .....	42
4.1 Le Cadre d'action national en Italie .....	42
4.2 Le Cadre d'action national en France .....	49
4.3 Quelques considérations sur l'application de la directive DAFI dans la zone de coopération .....	56

## 1. INTRODUCTION

Ce document contient le cadre réglementaire de rang communautaire et national qui crée les conditions pour l'utilisation de combustibles de substitution dans la zone du partenariat.

La réglementation est traitée en faisant spécifique référence aux combustibles marins et au gaz naturel liquéfié, mais elle indique également certains aspects relatifs aux combustibles de substitution pour véhicules automobiles, en tant que complémentaires pour les régions de la zone de coopération.

Le rapport est organisé en trois sections principales:

- le chapitre 2 relatif à la réglementation internationale et en particulier à la Convention Marpol;
- le chapitre 3 dédié à la réglementation européenne et aux directives EMSA;
- le chapitre 4 contenant quelques aspects de l'application de la directive 2014/94/EU dans la zone de coopération.



## 2. ORGANISATION MARITIME INTERNATIONALE ET CONVENTION MARPOL

L'Organisation maritime internationale (IMO par ses sigles en anglais), l'agence des Nations Unies établie en 1948 suite à la Convention maritime internationale de Genève, promeut la coopération maritime entre les pays membres et naît de l'exigence de réglementer le transport maritime par des normes internationales. L'IMO constitue par conséquent l'entité primaire de référence au sujet de la **sécurité de la navigation et de la protection de l'environnement marin**.

L'Organisation, qui rassemble à ce jour 172 pays membres, supervise l'application et la mise à jour de la Convention d'origine et élabore de nouveaux instruments internationaux (conventions, codes, résolutions et circulaires) qui reflètent l'évolution du transport maritime, de l'industrie de la construction navale, des routes et de la technologie.

La réglementation produite dans le cadre de l'IMO est répartie dans les groupes thématiques « Sécurité en mer », « Pollution marine », « Responsabilité et dédommagements », « D'autres objets » qui sont traités par les commissions suivantes: **Commission de sécurité maritime (MSC par ses sigles en anglais)**, **Commission de protection de l'environnement marin (MEPC par ses sigles en anglais)**, Commission juridique, Commission de la coopération technique et Commission de facilitation.

La Commission de sécurité maritime (MSC) et la Commission de protection de l'environnement marin (MEPC) constituent la référence principale de l'aspect réglementaire des combustibles marins, objet du présent rapport.

### 2.1 IMO pour la durabilité

En septembre 2015, les 193 membres des Nations Unies ont adopté à l'unanimité l'Agenda 2030 pour le Développement durable avec les 17 *Objectifs de développement durable* (SDG par ses sigles en anglais) afférents, s'engageant à mobiliser des ressources pour lutter contre toutes les formes de pauvreté et d'inégalité, faisant face aux défis posés par le changement climatique dans une logique d'inclusion sociale, tout en reconnaissant au même niveau d'importance les trois dimensions du développement durable: sociale, économique et environnementale.



Figure 1 – Objectifs de développement durable (SDG) de l’Agenda 2030

L’IMO revêt un rôle actif dans la réalisation des objectifs de l’Agenda 2030: le transport maritime est en effet une composante essentielle de la croissance économique et se révèle la modalité de transport la plus durable du point de vue environnemental (empreinte carbone minimale par unité de charge transportée).

La durabilité du transport maritime est une question transversale qui interagit avec la plupart des SDG et tout particulièrement avec le numéro 14 «*La vie sous l’eau - Conservation et exploitation durable des océans, mers et ressources marines aux fins du développement durable*» et avec le numéro 13 «*Action climatique - Lutte contre le changement climatique*».

La contribution de l’IMO, en tant que sujet responsable de la définition de mesures globales concernant la sécurité du transport maritime international et la prévention de la pollution atmosphérique des navires, est significative en outre dans le domaine de la lutte contre le changement climatique: la pollution atmosphérique et les émissions de gaz à effet de serre des navires sont régulées par la Convention internationale pour la prévention de la pollution des navires (**Convention MARPOL - MARitime POLLution 73-78**) et en particulier par la correspondante Annexe VI «*Prévention de la contamination atmosphérique des navires*», dont le traitement est effectué au paragraphe suivant.

Toujours en référence aux thèmes de la pollution atmosphérique liée aux combustibles marins, il est souligné l'adoption récente par les pays membres de l'IMO du Code de sécurité internationale pour les navires qui utilisent du gaz ou d'autres combustibles à point d'éclair bas (**Code IGF**), entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2017. L'objet du code est de fournir des critères obligatoires pour l'aménagement et l'installation de machines, équipements et systèmes pour des navires qui fonctionnent à gaz ou d'autres combustibles de point d'éclair bas, afin de réduire au minimum les risques pour le navire, l'équipage et l'environnement.

La version actuelle du code comprend les dispositions pour satisfaire les exigences fonctionnelles du gaz naturel; les dispositions pour les autres combustibles de point d'éclair bas sont en cours de définition par l'IMO.

## 2.2 La Convention MARPOL

La **Convention MARPOL** constitue le cadre réglementaire principal au niveau international au sujet de la prévention de la pollution marine qui dérive soit de l'activité opérationnelle normale des navires soit d'événements exceptionnels tels que le déversement d'hydrocarbures en mer.

La Convention MARPOL, entrée en vigueur le 2 octobre 1983, résulte de la combinaison de 2 traités internationaux:

- la Convention de 1973, qui avait incorporé la précédente Convention internationale pour la prévention de la pollution des eaux marines par des hydrocarbures (OILPOL), signée à Londres le 12 mai 1954;
- le Protocole de 1978, signé lors de la Conférence TSP (Tanker Safety Pollution Prevention) organisée suite aux désastres environnementaux causés par des pétroliers pendant les années 1975-1978.

Tous les navires battant pavillon des pays signataires de la Convention et construits après son entrée en vigueur, sont assujetties aux prescriptions correspondantes, quel que soit le lieu de navigation, et les différents pays membres sont responsables des navires inscrits dans leurs ports.

La MARPOL est constituée par 20 articles (dispositions générales, définitions, contrôles, champ d'application) et 6 annexes techniques. Un État qui adhère à la Convention MARPOL accepte les normes des Annexes I et II; les normes figurant aux annexes III, IV, V et VI sont en revanche volontaires.

Au-delà des normes pour la prévention de la pollution par des substances différentes, les Annexes établissent l'existence de zones spéciales dans lesquelles, à cause de leurs caractéristiques (mauvaise circulation, mers fermées, etc.), l'application de méthodes obligatoires est exigée pour en éviter la pollution.

Un bref aperçu des six annexes à la Convention MARPOL est rapporté ci-après.

- **Annexe I** - Des normes pour la prévention de la pollution par des hydrocarbures (en vigueur depuis le 2 octobre 1983). Elle régit la prévention de la pollution liée à des activités opérationnelles ou à des événements exceptionnels avec des produits pétroliers; en 1992, quelques amendements à l'annexe I ont établi que les nouveaux navires pétroliers devaient être construits avec une double coque et que les existants devaient être soumis à un plan d'adaptation et révisés ensuite en 2001 et en 2003.
- **Annexe II** – Des normes pour le contrôle de la pollution par des substances liquides nocives en vrac (en vigueur depuis le 2 octobre 1983). Elle fournit les critères, en termes de conditions et concentrations, de rejet pour le contrôle de la pollution par des substances liquides nocives transportées en vrac; dans tous les cas il n'est pas permis le déversement de résidus contenant des substances nocives à moins de 12 milles de la terre ferme la plus proche.
- **Annexe III** - Des normes pour la prévention de la pollution par des substances dangereuses emballées transportées par mer (en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juillet 1992). Elle comporte les exigences générales pour la définition de normes en termes d'emballage, classification, documentation, arrimage, quantités permises, exceptions et notifications en référence aux substances identifiées comme des polluants marins par le Code international des substances marines dangereuses (Code IMDG).
- **Annexe IV** - Des normes pour la prévention de la pollution par des eaux usées déversées des navires (en vigueur depuis 2003). Elle contient les indications pour le contrôle de la pollution par des eaux usées; le déversement d'eaux usées dans la mer est interdit, sauf lorsque le navire est équipé d'un système de traitement des eaux usées ou en cas de délivrance de rejets désinfectés au moyen d'installations dédiées et à partir d'une distance de trois milles nautiques de la terre ferme la plus proche; en cas de rejets non désinfectés cette distance doit être d'au moins 12 milles nautiques.
- **Annexe V** - Des normes pour la prévention de la pollution par des déchets solides déchargés des navires (en vigueur depuis 1988). Elle définit les distances spécifiques et les modalités d'élimination pour différents types de déchets; elle impose l'interdiction absolue d'élimination de tout type de plastique dans la mer.
- **Annexe VI** - Des normes pour la prévention de la pollution atmosphérique par des navires (en vigueur depuis 2005). Elle impose des limites contraignantes aux émissions de soufre et d'azote par les navires, fixant des limites encore plus sévères pour certains espaces maritimes appelées «Zones de contrôle des émissions», et interdit l'émission intentionnelle de substances qui appauvrissent la couche d'ozone.

En particulier l'annexe VI<sup>1</sup> revêt un rôle central dans la réglementation internationale sur le confinement et la prévention de la pollution atmosphérique produite par les navires; elle a été adoptée avec le protocole 1997 et est entrée en vigueur le 19 mai 2005, douze mois après la ratification d'au moins 15 États qui représentaient au moins le 50% du tonnage brut mondial.

L'annexe s'applique aux navires battant pavillon des pays ayant ratifié le Protocole de 1997 et à tous les navires qui, même en battant pavillon de pays non signataires, opèrent dans des eaux dont la compétence revient à des pays adhérents à ce Protocole.

Les émissions réglementées sont:

- des substances qui affectent la couche d'ozone dans l'atmosphère (gaz réfrigérants et/ou coupe-feu);
- des oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>) et d'azote (NO<sub>x</sub>) présents dans les gaz d'échappement des moteurs à combustion interne des navires;
- des composants organiques volatiles (VOC) en provenance de la zone de chargement de navires citerne ;
- des émissions des incinérateurs.

En juillet 2005, après deux mois de son entrée en vigueur, l'annexe VI a été soumise à examen par le MEPC, dans le but d'analyser et définir des stratégies et limites pour réduire davantage les émissions et améliorer en même temps les systèmes opérationnels, étant donné que le volume du trafic marin augmentait progressivement et au contraire, le secteur industriel terrestre travaillait dans la réduction de ses émissions.

Ce processus d'examen a abouti à la définition d'une série d'amendements, adoptés en octobre 2008 avec la résolution MEPC 176 entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2010, relative aux émissions de NO<sub>x</sub> et de SO<sub>x</sub> (mise à jour des Règles 13 et 14) et aux substances qui appauvrissent la couche d'ozone (mise à jour de la Règle 12).

En outre, en phase avec les déclarations par l'IMO sur l'évolution continue de l'objet de l'annexe VI, 2 nouveaux chapitres ont été adoptés en 2011, le Chapitre 4 «Exigences d'efficacité énergétique pour les navires », qui introduit des mesures obligatoires d'efficacité énergétique dans le but de réduire les émissions de gaz à effet de serre des navires ; le Chapitre 5 « Vérification de la conformité aux dispositions de cette annexe ».

Tel que mentionné, l'annexe VI de la convention MARPOL constitue la référence réglementaire au niveau international au sujet des limites obligatoires sur les émissions de soufre et d'azote des navires et introduit les notions **NECA** (Zone de contrôle des émissions d'azote, par ses sigles en anglais) et **SECA** (Zone de contrôle des émissions de soufre, par ses sigles en anglais) qui représentent les espaces marins soumis au contrôle des émissions d'azote et de soufre respectivement.

---

<sup>1</sup> Aux fins du présent rapport on a utilisé «Marpol Annex VI and NTC 2008 with Guidelines for implementation», édition 2017

On présente donc un focus sur la règle 13 «**Oxydes d’azote (NO<sub>x</sub>)**» et sur la règle 14 «**Oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>)**» du chapitre 3, où ces limites obligatoires sont définies en détail en fonction des caractéristiques des moteurs (puissance, n= tours du moteur) et de la date de construction du navire.

### RÈGLE 13 «OXYDES D’AZOTE (NO<sub>x</sub>)»

Elle s’applique aux moteurs diesel avec une puissance supérieure à 130 kW, en distinguant entre les moteurs installés sur des navires construits à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2000 («post 2000») et ceux construits avant cette date.

Pour la catégorie de **moteurs « post 2000 »**, outre les limites déjà préfixées par la norme précédente dénommées TIER I, une diminution supplémentaire d’environ 20 % a été établie à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2011 (TIER II).

Pour les zones NECA en plus, les valeurs limites diminuent encore à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016, tout en admettant un nombre restreint d’exceptions telles que: «*Moteurs diesel d’urgence et moteurs installés sur des navires qui ne font que des voyages dans des eaux sous juridiction de l’État pour lequel le navire a le droit de battre pavillon, pourvu que ces moteurs soient soumis à des mesures alternatives de contrôle de NO<sub>x</sub> approuvées par l’Administration*».

LIMITES POUR LES OXYDES D’AZOTE (NO <sub>x</sub> )			
Moteurs installés sur des navires construits à partir du 1 <sup>er</sup> janvier 2000			
	1/1/2000-31/12/2010	1/1/2011-31/12/2015	À partir du 01/01/2016
À l’extérieur de NECA	TIER I	TIER II	
À l’intérieur de NECA	N.D.		TIER III

Tableau 1 - Synthèse des limites des NO<sub>x</sub> Annexe VI Convention MARPOL

Où :

TIER I	TIER II	TIER III
<ul style="list-style-type: none"> <li>17 g/kWh pour valeurs de n &lt;130</li> <li>45 · n<sup>(-0,2)</sup> g/kWh pour 130 ≤ n &lt; 2000</li> <li>9,8 g/kWh pour valeurs de n ≥ 2000</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>14,4 g/kWh pour valeurs de n &lt;130</li> <li>44 · n<sup>(-0,23)</sup> g/kWh pour 130 ≤ n &lt; 2000</li> <li>7,7 g/kWh pour valeurs de n ≥ 2000</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>3,4 g/kWh pour valeurs de n &lt;130</li> <li>9 · n<sup>(-0,2)</sup> g/kWh pour 130 ≤ n &lt; 2000</li> <li>2,0 g/kWh pour valeurs de n ≥ 2000</li> </ul>
n= tours du moteur		

Tableau 2 - Détails des valeurs limites de NO<sub>x</sub> pour les niveaux TIER I, TIER II et TIER III

Aux fins de la règle 13, par zones NECA on entend:

- la zone de l'Amérique du Nord (coordonnées détaillées dans l'appendice VII « Zones de contrôle des émissions » de l'annexe VI) ;
- la zone Mer des Caraïbes étasunienne (coordonnées détaillées dans l'appendice VII « Zones de contrôle des émissions » de l'annexe VI) ;
- toute autre zone, y compris des zones portuaires, identifiées par l'organisation (selon les critères indiqués dans l'appendice III « Critères et procédures pour la proposition de désignation des zones pour le contrôle des émissions » de l'annexe VI).

Pour la catégorie de **moteurs «avant 2000»**, en particulier ceux installés entre le 1er janvier 1990 et le 31 décembre 1999, de puissance supérieure à 5000 kW et cylindrée unitaire supérieure à 90 litres, la norme exige le respect des valeurs du TIER I, sous réserve toutefois des conditions suivantes :

- l'existence d'un système de rénovation certifié par une administration ;
- la disponibilité de ce système sur le marché ;
- un bon rapport coût/bénéfices.

L'adaptation du navire aux valeurs du niveau I doit se produire au maximum dans les 12 mois à partir du dernier contrôle après avoir atteint les conditions mentionnées ci-dessus.

---

#### RÈGLE 14 « OXYDES DE SOUFRE (SO<sub>x</sub>) »

Elle s'applique au contenu de soufre de tout combustible utilisé à bord des navires et établit qu'à l'extérieur des zones SECA ce contenu ne doit pas être supérieur à 4,5% jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2012, à 3,5% jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2020 et à 0,5% à partir de cette dernière date.

En outre, à l'intérieur des zones SECA, le pourcentage de 1,5% est autorisé jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2010, pour descendre ensuite à 1,0% jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2015 et à 0,1% à partir de cette dernière date.

Aux fins de la règle 14, par zones SECA on entend:

- la zone de la mer Baltique et de la mer du Nord ;
- la zone de l'Amérique du Nord (coordonnées détaillées dans l'appendice VII « Zones de contrôle des émissions » de l'annexe VI) ;
- la zone Mer des Caraïbes étasunienne (coordonnées détaillées dans l'appendice VII « Zones de contrôle des émissions » de l'annexe VI) ;
- toute autre zone, y compris des zones portuaires, identifiées par l'organisation selon les critères indiqués dans l'appendice III « Critères et procédures pour la proposition de désignation des zones pour le contrôle des émissions » de l'annexe VI.

<b>LIMITES DES OXYDES DE SOUFRE (SO<sub>x</sub>)</b>					
	<b>1/1/2008-30/6/2010</b>	<b>1/7/2010-31/12/2011</b>	<b>1/1/2012-31/12/2014</b>	<b>1/1/2015-31/12/2019</b>	<b>À partir du 01/01/2020</b>
À l'extérieur de SECA	4,5% (Contenu de soufre dans le combustible)		3,5%		0,5%
À l'intérieur de SECA	1,5%	1%		0,1%	

Tableau 3 - Synthèse des limites des SO<sub>x</sub> Annexe VI Convention MARPOL

Ces limites sont très restrictives et, au-delà des coûts élevés pour produire des combustibles à une teneur en soufre si basse, l'industrie pétrolière a déjà exprimé des doutes sur les possibilités réelles de fournir, pour les dates mentionnées, des quantités suffisantes de fioul à faible teneur en soufre, capables de satisfaire les exigences du transport maritime. Pour ces raisons, l'IMO a constitué un groupe expert spécial ayant pour but d'évaluer la faisabilité concrète de ce qui est établi par la nouvelle règle 14, en particulier pour ce qui concerne le pourcentage de 0,5%.

Sur ce point, il est important de souligner ce qui est indiqué de manière expresse par la règle 4, qui permet aux administrations des États signataires de la convention d'autoriser l'utilisation de tout type de matériaux, installations, équipements, procédures et combustibles de substitution, pourvu qu'ils résultent efficaces en termes de réduction des émissions, au moins autant que les standards contenus dans les différentes règles de l'annexe VI.

Sous réserve des principes d'efficacité et de viabilité économique, deux possibles dispositifs de réduction des émissions émergent comme résultat de cette possibilité, les RCS (Réduction Catalytique Sélective par ses sigles en anglais) pour les NO<sub>x</sub>, et les épurateurs pour les SO<sub>x</sub>, en tenant compte également de la nécessité d'intervenir aussi sur les moteurs existants.



### 3. RÉGLEMENTATION EUROPÉENNE

#### 3.1 Les politiques européennes pour la réduction de la teneur en soufre

La **réduction de la teneur en soufre des combustibles liquides** a été, à partir de la Directive 75/716/CEE du Conseil, un sujet de remarquable importance pour les politiques européennes, compte tenu de sa significative incidence sur la santé publique et sur l'environnement, ainsi que la difficulté des sociétés pétrolières, obligées de modifier les produits en fonction de l'État membre auquel ils étaient destinés.

La Commission européenne a procédé, avec les révisions successives à la réglementation, à en étendre le champ d'application et à en réduire les limites supérieures, en s'adaptant en même temps aux prévisions de la réglementation internationale et en particulier de la convention MARPOL (Annexe VI).

La plus récente **Directive (UE) 2016/802** consiste en la codification de la réglementation relative à la réduction de la teneur en soufre de certains combustibles liquides et établit la teneur maximale en soufre permise pour le fioul lourd, le gazole, le gazole marin et le diesel marin utilisés dans l'Union.

La directive rappelle, parmi d'autres, les considérations suivantes:

- a. la politique environnementale de l'Union européenne a pour objectifs l'amélioration des niveaux de qualité de l'air;
- b. l'utilisation de combustibles à usage maritime à haute teneur en soufre contribue à la pollution atmosphérique sous la forme d'anhydride sulfureux et de particules;
- c. les avantages dérivant de la réduction de la teneur en soufre sont supérieurs aux coûts pour l'industrie et la technologie concernée est bien consolidée;
- d. l'Annexe VI de la convention MARPOL prévoit des limites à la teneur en soufre du combustible maritime différenciées en fonction de la zone, soit à l'intérieur soit à l'extérieur des zones de contrôle des émissions de SO<sub>x</sub> (SECA), à mettre en œuvre à des intervalles de temps différents.

La directive met en évidence la nécessité d'assurer la cohérence avec le droit international ainsi que l'application correcte dans l'Union des nouvelles normes sur le soufre établies au niveau international, en garantissant la conformité avec l'annexe VI révisée de la convention MARPOL. En outre, elle souligne la nécessité d'un régime de surveillance et d'application rigoureux, accompagné par un système de sanctions effectives, proportionnées et dissuasives.

La directive a pour objectif la réduction des émissions d’anhydride sulfureux dérivant de la combustion de certains types de combustibles liquides. La réduction des émissions est obtenue en imposant des limites à la teneur en soufre des combustibles, comme condition pour leur utilisation sur le territoire, dans les eaux territoriales et dans les zones économiques exclusives ou dans les zones de contrôle de la pollution des États membres.

En particulier, la directive indique :

Combustible	Article	Limites à la teneur en soufre	Exclusions
FIOWL LOURD	art. 3 - Teneur maximale en soufre du fuel-oil lourd	1% en masse	paragraphes 2 et 3 art. 3
GAZOLE	art. 4 - Teneur maximale en soufre du gazole	0,1% en masse	
COMBUSTIBLE À USAGE MARITIME	art. 5 - Teneur maximale en soufre du combustible à usage maritime	3,5% en masse	combustibles destinés à l’approvisionnement des navires qui utilisent les méthodes de réduction des émissions visées à l’article 8 avec des systèmes à circuit fermé
	art. 6 - Teneur maximale en soufre des combustibles à usage maritime utilisés dans les eaux territoriales, dans les zones économiques exclusives et dans les zones de contrôle de la pollution des États membres, y compris les SECA, et par les navires de transport de passagers qui effectuent des services réguliers à destination ou en provenance de ports de l’Union	dans les eaux territoriales, zones économiques exclusives et zones de contrôle de la pollution :  a. 3,50 % à partir du 18 juin 2014; b. 0,50 % à partir du 1 <sup>er</sup> janvier 2020.	limites pour les navires à quai (art. 7)
		dans les eaux territoriales, zones économiques exclusives et zones de contrôle de la pollution qui font partie des SECA :  a. 1,00 % jusqu’au 31 décembre 2014; b. 0,10 % à partir du 1 <sup>er</sup> janvier 2015.	
dans les eaux territoriales, zones économiques exclusives et zones de contrôle de la pollution non comprises dans les SECA et par les navires de transport de passagers qui réalisent des			

Combustible	Article	Limites à la teneur en soufre	Exclusions
		services réguliers à destination ou en provenance de ports de l'Union :  1,5% en masse jusqu'au 1 <sup>er</sup> janvier 2020	
	art. 7 - Teneur maximale en soufre des combustibles à usage maritime utilisés par les navires à quai dans les ports de l'Union	0,1% en masse	paragraphe 2 art. 7

Tableau 4 - Synthèse des limites de la teneur en soufre Directive (UE) 2016/802

L'art. 6 de la directive rappelle en outre de manière explicite la nécessité de se mettre à jour pour s'adapter aux éventuelles futures modifications de l'annexe VI de la convention MARPOL et engage les États membres aux exigences prévues par la règle 18 de l'annexe mentionnée relatives à la disponibilité et à la qualité du combustible.

La directive prévoit également (art. 8) que les États membres peuvent avoir recours à des méthodes de réduction des émissions comme alternative à l'utilisation de combustibles à usage maritime conformes aux exigences indiquées aux art. 6 et 7, à condition de garantir des réductions des émissions d'anhydride sulfureux équivalentes.

Les valeurs d'émission équivalentes et les critères d'utilisation des méthodes de réduction des émissions sont par conséquent respectivement définies dans les annexes I et II de la directive:

Méthode de réduction des émissions	Critères d'utilisation
Mélange de combustible marin et de gaz d'évaporation	Décision 2010/769/UE de la Commission(1).
Systèmes d'épuration des gaz d'échappement	Résolution MEPC.184(59), adoptée le 17 juillet 2009 «L'eau de lavage issue des systèmes d'épuration des gaz d'échappement qui utilisent des produits chimiques, des additifs, des préparations et des produits chimiques créés sur place», visée au point 10.1.6.1 de la résolution MEPC.184(59), n'est pas rejetée en mer, y compris dans des ports et estuaires clos, s'il n'est pas démontré par l'exploitant du navire que ce rejet d'eau de lavage n'a aucune incidence négative notable et ne pose pas de risques pour la santé humaine et l'environnement. Si le produit chimique utilisé est de la soude caustique, il est suffisant que l'eau de lavage satisfasse aux critères énoncés dans la résolution MEPC.184(59) et que son pH ne soit pas supérieur à 8,0.
Biocarburants	Usage de biocarburants tels que définis par la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil(2) conformes aux normes CEN et ISO pertinentes. Les mélanges de biocarburants et de combustibles marins sont conformes aux normes de teneur en soufre énoncées à l'article 5, à l'article 6, paragraphes 1, 2 et 5, et à l'article 7 de la présente directive.
<p>1) Décision 2010/769/UE de la Commission du 13 décembre 2010 établissant des critères pour l'utilisation, par les transporteurs de gaz naturel liquéfié, de méthodes techniques en remplacement de l'utilisation de combustibles marins à faible teneur en soufre remplissant les conditions de l'article 4 ter de la directive 1999/32/CE du Conseil concernant une réduction de la teneur en soufre de certains combustibles liquides, modifiée par la directive 2005/33/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la teneur en soufre des combustibles marins (JO L 328 du 14.12.2010, p. 15). (2) Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (JO L 140 du 5.6.2009, p. 16).</p>	

Tableau 5 - Critères d'utilisation des méthodes de réduction des émissions. Annexe II de la Directive (UE) 2016/802

La directive indique en plus les conditions pour l'approbation des méthodes de réduction des émissions et leurs essais (art. 9 et 10).

Les États membres (art. 13 et 18) sont tenus d'adopter des mesures pour la vérification par échantillonnage du respect des limites concernant la teneur en soufre et d'établir des sanctions applicables aux violations des dispositions nationales. Outre l'octroi du pouvoir à la Commission européenne pour adopter des actes délégués en vue également de s'adapter au progrès scientifique et technique, des mécanismes d'évaluation et de réexamen de l'application de la directive sont prévus.

### 3.2 La stratégie énergétique de l'Union européenne et le GNL

Le GNL est un sujet de remarquable intérêt pour les politiques énergétiques de l'Union européenne à partir de la **communication de la Commission du 24/01/2013 «Énergie propre et transports: la stratégie européenne en matière de carburants de substitution »**.

La Communication met en évidence la manière dont le système des transports européen est largement dépendant des produits pétroliers et comment le fait d'atteindre les objectifs de la sécurité des approvisionnements et la décarbonation du secteur rend essentiel le recours à une gamme complète de combustibles de substitution à faible teneur en CO<sub>2</sub>, capables de répondre aux diverses exigences de chaque mode de transport.

Dans un tel contexte, qui vise à maintenir la neutralité entre les différentes options technologiques disponibles pour les combustibles de substitution, la Commission européenne identifie le GNL comme une « alternative efficace, du point de vue des coûts, au gazole pour les activités sur des voies navigables (transports, services en mer et pêche), pour le transport routier et ferroviaire, étant donné qu'il possède des bas niveaux d'émission de substances polluantes et de CO<sub>2</sub> et une efficacité énergétique supérieure ».

La communication le reconnaît en particulier comme « une option intéressante » pour les navires, en vue de respecter les nouvelles limites pour la teneur en soufre des combustibles à usage maritime et met en relief le fait que dans l'UE les prix du GNL sont remarquablement inférieurs à ceux du fioul lourd et du gazole marin à faible teneur en soufre.

Le manque d'infrastructures d'approvisionnement et de techniques spécifiques communes concernant le matériel de ravitaillement et les normes de sécurité pour le ravitaillement en combustible est identifié comme un obstacle significatif pour le développement du marché.

Avec la **directive 2014/94/UE** l'Union européenne fait face au sujet du déploiement d'une infrastructure pour combustibles de substitution.

La directive définit comme « de substitution » les combustibles ou les sources d'énergie qui remplacent au moins en partie les produits pétroliers dans le secteur des transports:

- l'électricité;
- l'hydrogène, les biocarburants;
- les combustibles synthétiques et paraffiniques;
- le gaz naturel, y compris le biométhane, en forme gazeuse (gaz naturel comprimé - GNC) et liquéfié (gaz naturel liquéfié - GNL);
- le gaz de pétrole liquéfié (GPL).

Un cadre commun de mesures est établi pour le déploiement d'une infrastructure pour de tels combustibles et en particulier:

- les exigences minimales pour la construction de l'infrastructure pour les combustibles de substitution, à mettre en œuvre à travers de cadres d'action nationaux des États membres;

- les techniques spécifiques communes pour les points de recharge pour les véhicules électriques et les points de ravitaillement en gaz naturel (GNL et GNC) et en hydrogène;
- les exigences concernant les informations aux utilisateurs.

Chaque État membre (art. 3) est tenu d'adopter un cadre d'action national pour le développement du marché des combustibles de substitution et pour le déploiement de la correspondante infrastructure, contenant:

- l'analyse de l'état actuel et des développements du marché à l'avenir;
- les objectifs nationaux (soumis à des mises à jour successives) et les mesures pour le déploiement et la promotion de l'infrastructure pour les combustibles de substitution;
- la désignation d'agglomérations urbaines/suburbaines, d'autres zones densément peuplées et de réseaux qui devront être équipés de points de recharge accessibles au public et de points de ravitaillement en GNC;
- une évaluation de l'utilité d'installer des points de ravitaillement en GNL dans les ports en dehors du réseau central du RTE-T et une alimentation électrique dans les aéroports à destination des aéronefs en stationnement.

En ce qui concerne le GNL, l'art. 6 de la directive établie que les États membres, à travers ses propres cadres d'action nationaux, doivent:

1. assurer un nombre approprié de points de ravitaillement en GNL:
  - aux ports maritimes - avant le 31/12/2025;
  - aux ports de navigation intérieure - avant le 31/12/2030;

pour permettre la circulation de navires affectés à la navigation intérieure ou navires affectés à la navigation maritime propulsés au GNL dans le réseau central du RTE-T ;

2. désigner les ports maritimes et les ports de navigation intérieure qui garantissent l'accès aux points de ravitaillement en GNL ;
3. assurer un nombre approprié de points de ravitaillement en GNL accessibles au public, au moins le long du réseau central du RTE-T, afin de garantir la circulation dans l'ensemble de l'Union de véhicules lourds propulsés au GNL avant le 31/12/2025 ;
4. garantir un système de distribution approprié pour l'approvisionnement du GNL, y compris les structures de chargement pour les véhicules citerne du GNL, afin d'approvisionner les points de ravitaillement visés aux points précédents.

La directive doit être transposée par les États membres avant le 18/11/2016.

Il est également prévu l'élaboration de normes, y compris des techniques spécifiques détaillées, pour les points d'approvisionnement en GNL pour le transport maritime et les voies navigables intérieures et pour les véhicules à moteur.

L'application de la directive est soumise à des mécanismes de supervision:

DÉLAIS	MÉCANISME	CONTENUS PRINCIPAUX
18/11/2017	La Commission européenne présente au Parlement européen et au Conseil un rapport sur l'évaluation des cadres d'action nationaux	
31/12/2018	La Commission peut adopter un plan d'action pour la mise en œuvre de la stratégie énoncée dans la communication intitulée «Énergie propre et transports: la stratégie européenne en matière de combustibles de substitution»	Le plan d'action vise à parvenir à la plus large utilisation possible des combustibles alternatifs pour les transports, tout en garantissant la neutralité technologique, et à promouvoir une mobilité électrique durable dans toute l'Union.
18/11/2019 (tous les trois ans)	Les États membres soumettent à la Commission un rapport sur la mise en œuvre du cadre d'action national	Le rapport contient la description des mesures prises pour soutenir la mise en place d'une infrastructure pour les combustibles de substitution (mesures législatives, réglementaires, administratives, incitations), le degré de réalisation des objectifs nationaux et la description de l'évolution de l'offre et de la demande d'infrastructure, en plus de l'estimation du nombre de véhicules fonctionnant avec des combustibles alternatifs prévu pour les années 2020, 2025 et 2030
18/11/2020 (tous les trois ans)	La Commission européenne présente au Parlement européen et au Conseil un rapport sur l'application de la directive	Le rapport de la Commission comporte une évaluation des mesures prises par les États membres, une évaluation des effets de la directive sur le développement du marché et son incidence sur l'économie et l'environnement, des informations concernant les progrès techniques et le développement du marché. Le rapport comprend également une vérification des exigences et des dates relatives à la

DÉLAIS	MÉCANISME	CONTENUS PRINCIPAUX
		mise en place des infrastructures et il est assorti, s'il y a lieu, d'une proposition législative.
31/12/2020	La Commission fait le bilan de la mise en œuvre de la directive et, le cas échéant, soumet une proposition visant à la modifier au moyen de nouvelles spécifications techniques communes	

Tableau 6 - Mécanismes de contrôle de la directive 2014/94/UE

Le 8/11/2017 la Commission européenne publie la **communication «Parvenir à la plus large utilisation possible des combustibles alternatifs – Plan d’action relatif à l’infrastructure pour combustibles alternatifs en application de l’article 10, paragraphe 6, de la directive 2014/94/UE, comprenant l’évaluation des cadres d’action nationaux au titre de l’article 10, paragraphe 2, de la directive 2014/94/UE»**.

L’introduction de la communication décrit le cadre général de la mise en place du processus de décarbonation dans le domaine des transports<sup>2</sup>, mettant en évidence le nombre encore trop faible de véhicules utilisant des combustibles de substitution, en raison d’entraves commerciales et le fait que cela nécessite la définition d’un cadre d’action commun.

Il est nécessaire que l’Union européenne agisse dans deux domaines:

- le déploiement d’une infrastructure principale pour le réseau central (RTE-T, réseau transeuropéen de transport) au plus tard pour 2025 ;
- le développement de l’infrastructure dans les zones urbaines et suburbaines.

L’analyse des cadres d’action nationaux (CAN) met en évidence de remarquables différences entre les États membres en termes d’exhaustivité, cohérence et niveau d’ambition et il montre que si aucune nouvelle mesure n’est prise, des déficits d’infrastructure persisteront dans l’UE, notamment en ce qui concerne les véhicules électriques légers et lourds, les points de ravitaillement pour les véhicules lourds et les navires propulsés au GNL et à l’hydrogène.

Une collaboration transfrontalière et intersectorielle entre toutes les parties intéressées (publiques et privées) est nécessaire; les infrastructures pour les combustibles de substitution

---

<sup>2</sup> voir également la directive 2009/33/EC relative à la promotion des véhicules propres et à faible consommation d’énergie pour le transport routier



et leurs services doivent être ouverts, transparents et inter-opérables et les utilisateurs doivent pouvoir utiliser l'ensemble du réseau de transports de manière rapide et facile.

La Commission est disposée à soutenir ce processus par une série de mesures et propose avec la présente Communication certaines actions pour parvenir à la plus large utilisation possible des combustibles alternatifs:

PROPOSITION		ACTIONS
1	<i>Accélérer l'achèvement et la mise en œuvre des cadres d'action nationaux</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• transmission / renforcement des cadres d'action nationaux</li> <li>• priorité des cadres d'action nationaux pour l'attribution de financements de l'UE</li> <li>• dialogue public-privé pour l'adaptation des cadres d'action nationaux</li> </ul>
2	<i>Aide à l'investissement</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• tirer pleinement parti de l'approche du RTE-T pour créer une infrastructure de base de recharge et de ravitaillement dans l'ensemble de l'UE d'ici à 2025 au plus tard.</li> <li>• accroître l'ampleur et l'impact du financement</li> <li>• utilisation efficace du soutien financier de l'UE</li> <li>• renforcement des capacités des pouvoirs publics, des entreprises et des établissements financiers</li> </ul>
3	<i>Encourager les actions dans les zones urbaines</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• adaptation des plans de mobilité urbaine durable (PMUD)</li> <li>• examen et adaptation du financement pour les combustibles alternatifs dans les zones urbaines, y compris les solutions pour le parc de véhicules</li> </ul>
4	<i>Intensifier l'adhésion des consommateurs</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• procédures pour identifier de manière unique les acteurs de l'électromobilité (désignation des autorités compétentes pour l'enregistrement de codes d'identification)</li> <li>• consultation publique sur l'électromobilité et suivi des évolutions du marché</li> <li>• acte d'exécution sur la comparaison des prix des combustibles</li> </ul>
5	<i>Intégrer les véhicules électriques dans le système électrique</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• les États membres devraient mettre en œuvre complètement la directive 2012/27/UE pour rendre possible la gestion de la demande</li> <li>• déploiement de points de recharge et précâblage des places de stationnement</li> <li>• introduction de technologies de recharge intelligente et application des normes techniques connexes</li> <li>• prise en compte de l'électromobilité dans le cadre de la programmation Horizon 2020 ainsi que dans le cadre du processus du plan stratégique pour les technologies énergétiques (plan SET)</li> <li>• recommandations du forum pour des transports durables sur l'intégration entre les stations de recharge et le réseau électrique</li> </ul>

Tableau 7 - Proposition d'actions, COM(2017) 652 final

### 3.3 Directives EMSA

L'agence européenne pour la sécurité maritime (EMSA par ses sigles en anglais) a récemment publié un guide à l'appui de l'Autorité et des administrations portuaires (PAA) en matière d'utilisation du GNL en tant que combustible maritime. Le guide, dont la version finale et consolidée était publiée en février 2018, a été élaborée en collaboration avec la Direction générale de la mobilité et les transports (DG MOVE) de la Commission européenne, les États membres et l'industrie dans le cadre du Forum européen sur la navigation durable (ESSF par ses sigles en anglais).

L'exigence partagée par plusieurs acteurs était de définir un guide commun et harmonisé au niveau européen, dirigée spécifiquement aux autorités portuaires pour ce qui concerne les processus de gestion, planification et autorisation des opérations de soutage GNL.

L'agence, dans l'élaboration du travail, a mis en évidence comment le processus d'adoption du GNL comme combustible alternatif pour la navigation maritime s'implante de plus en plus rapidement et engage un spectre de plus en plus large de sujets, tels que des opérateurs du transport et de la logistique, armateurs, chantiers navals, sociétés de classification et les différentes autorités nationales compétentes.

La définition du guide a eu lieu à travers un processus intégré de consultation avec toutes les parties intéressées (autorité portuaires, administrations maritimes, opérateurs de terminaux, fournisseurs de gaz, représentants des gouvernements, le sous-groupe d'experts en GNL du Forum européen sur la navigation durable - ESSF) et a incorporé également un sondage en ligne qui a permis à tous les sujets intéressés d'y contribuer directement.

La structure du guide suit la séquence naturelle du processus de soutage du GNL et couvre les suivants huit thèmes principaux:

- **Règlements** (normes, directives, meilleures pratiques, etc.);
- **Opérations** (zones de contrôle, distances, listes de vérification, etc.);
- **Permis** (planification spatiale, approbation des positions, etc.);
- **Risques et sécurité** (évaluation du risque, critères d'acceptation du risque, etc.);
- **Urgence** (plans de réponse, meilleures pratiques, etc.);
- **Gestion de la qualité** (rapport d'accidents, régulation des ports, etc.);
- **Certification** (accréditation, qualification, etc.);
- **Formation** (compétences, diplômes, certifications, etc.).

Le guide EMSA a pour objectif d'assister les autorités et les administrations portuaires par:

- l'identification des éléments clé en vue du développement d'une procédure harmonisée pour l'évaluation, le contrôle et la supervision des opérations de soutage du GNL ;
- la définition d'un ensemble unifié de principes fondamentaux relatifs à l'autorisation et à l'approbation des procédures de soutage de GNL dans les zones portuaires, y compris les évaluations et analyses de risque ;
- l'application de procédures de soutage harmonisées dans les ports européens, en vue d'homogénéiser un système qui à l'heure actuelle dispose de réglementations et normes différentes de port en port ;
- la définition et l'attribution des responsabilités des différents acteurs impliqués ;
- la définition d'une procédure pour permettre l'évaluation, le contrôle et l'autorisation d'opérations en simultané avec le soutage du GNL ;
- la proposition d'une approche harmonisée pour la définition et l'approbation des zones de contrôle dans des scénarios de soutage différents.

Le guide EMSA s'applique naturellement aux Autorités et administrations portuaires (PAA) lorsqu'elles sont impliquées dans des opérations de soutage GNL à l'intérieur des zones de juridiction portuaire, tant pendant les étapes de planification que durant celles de mise en œuvre et développement. *Le guide EMSA doit être compris comme s'appliquant de manière complémentaire aux instruments existants (normes, directives, meilleures pratiques) dans le secteur.* Le guide EMSA est applicable aux opérations de soutage de GNL dans les ports européens et partout où la législation européenne soit en vigueur.

Le guide s'applique aux divers types de soutage, aux différents types de navires et aux multiples emplacements possibles (aux ports, en haute mer, à quai).

L'image ci-dessous décrit de manière synthétique le périmètre d'applicabilité des directives EMSA.

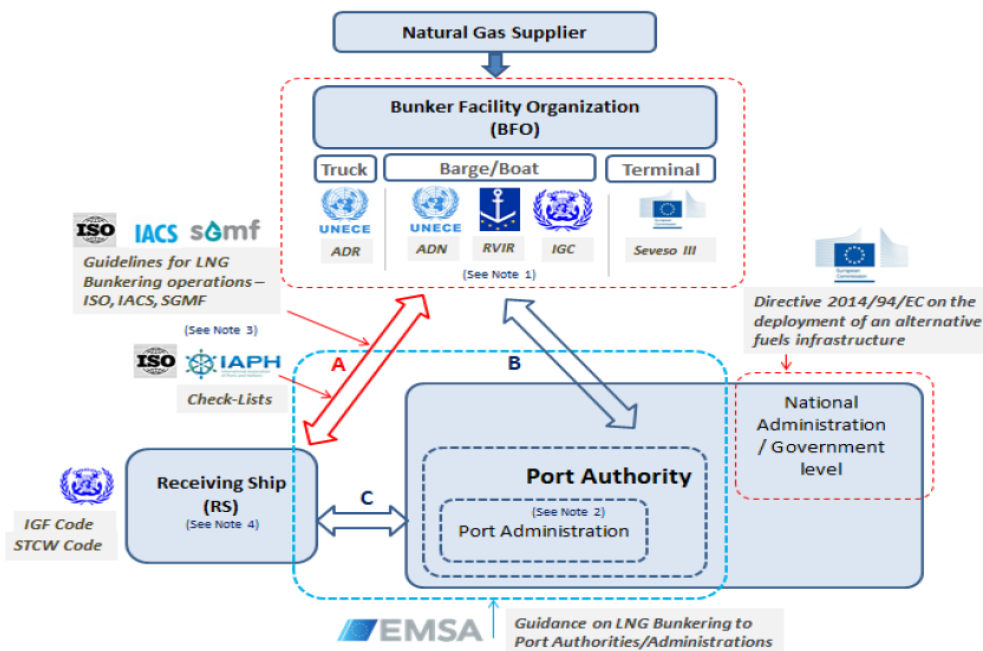


Figure 2 – Le périmètre d'applicabilité des directives EMSA

## LE CADRE RÉGLEMENTAIRE

Le guide EMSA analyse le cadre réglementaire applicable au soutage de GNL, en identifiant 4 niveaux principaux de caractère global ou international, auxquels s'ajoute un cinquième niveau de caractère local ou régional. Les principales références réglementaires et de bonne pratique pour chaque niveau sont résumées dans le tableau suivant.

En particulier, les Administrations portuaires doivent considérer les diverses directives pour le soutage du GNL comme des documents de référence reflétant les meilleures pratiques, fruit de l'expérience et de l'engagement de nombreuses parties prenantes du secteur.

Les PAA doivent prendre néanmoins en considération le fait que de tels documents n'ont pas un caractère obligatoire, et qu'ils doivent, dans le contexte du cadre juridique compétent, être pris comme référence et incorporés à la réglementation à caractère local ou portuaire, en qualité de contributions utiles, en vue de l'harmonisation et du partage des responsabilités en matière de sécurité. Les dispositions établies par les règlements portuaires doivent être conformes aux indications à caractère technique des directives, en faisant référence tout d'abord, aux normes internationales et ensuite aux guides du secteur.

<p><b>Niveau supérieur</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Code IGF/ SOLAS/ STCW</li> <li>➤ MARPOL - MARPOL ANNEXE VI</li> <li>➤ Directive européenne sur le soufre</li> <li>➤ Directive sur le déploiement d'une infrastructure pour les combustibles de substitution</li> </ul>	<p>Les instruments de niveau supérieur, liés tout particulièrement à des questions environnementales obligatoires tant au niveau local que global, sont importants pour la définition des principaux pilotes nécessaires pour l'adoption du GNL.</p>
<p><b>Norme</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Techniques ISO spécifiques et normes internationales</li> <li>➤ Normes EN</li> <li>➤ Normalisation des équipements</li> </ul>	<p>Les normes techniques sont importantes pour les opérations de soutage de GNL, pour les équipements, y compris le stockage du GNL de petites dimensions. Elles sont obligatoires au moment où elles résultent de l'application d'une réglementation contraignante.</p>
<p><b>Règles du pavillon</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ IACS UR / Rec</li> <li>➤ Règles du pavillon pour la construction</li> <li>➤ Notes d'orientation</li> <li>➤ Directives</li> </ul>	<p>Les règles du pavillon sont des instruments importants pour les sociétés de classification puisqu'elles permettent de garantir la sécurité, la qualité et la conformité dans l'application des réglementations internationales</p>
<p><b>Guides sectoriels</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Directives SGMF</li> <li>➤ Orientations industrielles ou sectorielles</li> <li>➤ Notes d'orientation</li> <li>➤ «liste de vérification » sur le soutage du GNL</li> </ul>	<p>Les références du secteur constituent une documentation fondamentale dans la définition de <i>meilleures pratiques</i> pour le soutage du GNL, pour l'identification des équipements, pour les opérations concernant la sécurité. Elles n'ont pas de caractère obligatoire mais représentent une sorte de «<i>paquet de meilleures pratiques</i>» important pour les opérateurs.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Réglementations portuaires locales</b></p>		<p>Les ports peuvent choisir leurs règles de manière autonome, en abordant des aspects opérationnels spécifiques selon le contexte de référence.</p> <p>Les réglementations des ports reflètent souvent la nature des principes fondamentaux qui servent de base au processus de gestion de chaque autorité de système portuaire concernée. Il s'agit de réglementations locales et, en tant que telles, limitées dans leur applicabilité au niveau territorial, sauf pour ce qui concerne la conformité à la réglementation de rang supérieur.</p>

Tableau 8 - Le cadre réglementaire applicable au soutage de GNL

Le tableau suivant offre une synthèse du **cadre d'information des instruments réglementaires applicables, des normes et des directives** en matière de soutage de GNL. Ce schéma peut être pris comme référence par les Administrations portuaires lorsqu'elles doivent décider rapidement sur le domaine d'application de différents cas et types de configuration d'une opération de soutage de GNL.






	 Camion-citerne GNL	 Navire de ravitaillement	 Stockage de GNL de petite taille	 Interface de soutage	 Côté navire
Code IGF					V
Code IGC		V			
Code STCW		V			V
Directive 2014/94	V	V	V	V	
Règlement UE Ports 2017/352	V	V	V	V	
Seveso III	V	V	V	V	
ADR	V				
EN 1473:2014			V		
EN 1474-2				V	
EN 1474-3				V	
EN 12065	V	V	V	V	V
EN 12066	V	V	V	V	V
EN 12308	V	V	V	V	V
EN 13645			V		
EN 13766:2010				V	
EN14620:2006			V		
ISO/DTS 16901				V	
EN ISO 16903	V	V	V	V	V
EN ISO 16904				V	
ISO/TS 18683				V	
EN ISO 20088-1	V	V	V	V	V
EN ISO 20519				V	
ISO/TS 17177				V	
ISO 17776:2016			V	V	
ISO 18132-1:2011	V	V	V		V
ISO 23251:2006	V	V	V	V	V
IEC 60079-10-1:2015	V	V	V	V	V
IACS Rec.142				V	
Directives SGMF				V	
Listes de vérification IAPH				V	
DNVGL-RP-G105				V	

Tableau 9 - Cadre d'information des instruments réglementaires applicables, des normes et des directives en matière de soutage de GNL

## QUELQUES RECOMMANDATIONS ET MEILLEURES PRATIQUES SUGGÉRÉES PAR LE GUIDE EMSA

- Les autorités et administrations portuaires doivent créer les conditions pour faciliter, d'un point de vue administratif, le développement de projets de soutage de GNL dans le secteur portuaire. Elles doivent permettre aux opérateurs d'être en connaissance des exigences minimales et des normes de qualité à respecter pour le déroulement de ces opérations.
- Un aspect qui doit être considéré par les opérateurs qui fournissent des services de soutage de GNL et par les PAA est celui de réduire autant que possible les interférences avec des « tierces parties », qui représentent statistiquement une des principales causes d'accidents.
- En cas de survenue d'un accident il est nécessaire de mettre en œuvre un système d'information intégré comprenant des informations sur la position géographique des installations et des opérations de soutage GNL, sur les nécessaires normes de comportement et sur les mesures de sécurité qui sont partagées avec le public et les opérateurs.
- Les PAA sont chargées globalement de garantir une bonne gouvernance des processus liés au déroulement en toute sécurité des opérations de GNL, et doivent prendre en compte les exigences et les recommandations des parties prenantes.
- En complément des analyses spécifiques et détaillées relatives au possible emplacement des installations et opérations de soutage de GNL, celles-ci doivent être idéalement éloignées des étendues d'eau à fort trafic maritime ou des situations nautiques compliquées, comme par exemple à proximité de bassins dédiés aux manœuvres des navires en transit, dans le but de minimiser le risque d'une possible collision pendant la phase de soutage.
- Les exigences et les évaluations sur le déroulement des opérations de soutage de GNL doivent se baser sur des analyses de risque effectuées au préalable et partagées lors de la phase initiale d'engagement des parties prenantes (stakeholder).

Le tableau suivant montre de manière synthétique les caractéristiques (9) principales qui doivent être respectées pour garantir une bonne gouvernance dans la gestion des opérations de soutage de GNL dans le secteur portuaire.

## Principe

## Bonne gouvernance pour le déroulement du soutage de GNL dans les ports

1	<b>Adaptation réglementaire</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le cadre réglementaire international est constitué par:           <ul style="list-style-type: none"> <li>- le code IGF</li> <li>- le code IGC</li> <li>- les règlements et les directives UE</li> </ul> </li> <li>il faut accorder une spéciale attention aux directives UE telles que transposées par la législation de chaque État membre;</li> <li>il est nécessaire de développer des règlements portuaires et statuts appropriés, incluant le soutage de GNL;</li> <li>il est nécessaire de garantir un niveau approprié d'informations pour toutes les parties intéressées par rapport au cadre réglementaire applicable au soutage GNL;</li> <li>il est nécessaire d'assurer que toutes les autorités compétentes pour le soutage GNL soient impliquées.</li> </ul>
2	<b>Clarté</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le cadre pour l'application de la loi doit être clair et compréhensible pour toutes les parties prenantes du secteur, en particulier pour les opérateurs ;</li> <li>le domaine et l'applicabilité des règlements doivent être clairs, en particulier pour les dispositions relatives aux diverses modalités liées au soutage du GNL ;</li> </ul>
3	<b>Transparence</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Il est fondamental que l'accès à l'ensemble des règles et la description des exigences nécessaires pour les opérations de soutage soient faciles et que l'application ne présente pas de difficultés d'interprétation ;</li> <li>l'accès aux informations à travers le web doit être privilégié par rapport à d'autres moyens de communication.</li> </ul>
4	<b>Réactivité</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La capacité de répondre aux besoins des opérateurs dans un laps de temps approprié est essentielle pour augmenter et consolider la confiance dans les processus et dans les compétences du port ;</li> <li>le soutage de GNL (comme pour d'autres opérations de soutage de combustibles pétroliers) est une activité strictement dépendante du respect des calendriers : le GNL doit être livré aux navires en respectant les temps accordés ;</li> <li>le permis ou autorisation constitue un autre aspect pour lequel le respect des calendriers devient d'une importance décisive.</li> </ul>
5	<b>Orientation au consensus</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Atteindre le consensus et l'entente commune dans le soutage de GNL est essentiel pour le succès des projets, leur mise en œuvre et la correcte exécution des opérations;</li> <li>l'existence du consensus doit être adaptée à la complexité de la solution de soutage de GNL et à l'impact de ce projet sur d'autres opérateurs à l'intérieur de la zone du terminal ou du port;</li> <li>le consentement du public est également essentiel et ne devrait pas être limité aux consultations publiques requises par la réglementation applicable;</li> </ul>



Principe		Bonne gouvernance pour le déroulement du soutage de GNL dans les ports
		<ul style="list-style-type: none"> <li>il conviendrait de fournir une plate-forme permanente de dialogue avec toutes les parties intéressées.</li> </ul>
6	Équité inclusion et	<ul style="list-style-type: none"> <li>L'égalité des chances doit être garantie pour les opérateurs souhaitant démarrer des projets de soutage de GNL, dans le contexte particulier du port, en tenant dûment compte des limitations opérationnelles et spatiales;</li> <li>l'équité et l'inclusion dans l'accès à l'information doivent être exercées en priorité;</li> <li>tous les opérateurs doivent recevoir les mêmes informations, avoir les mêmes opportunités pour présenter les projets généraux et les projets de faisabilité d'un développement spécifique de soutage de GNL.</li> </ul>
7	Efficacité et efficience	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les processus doivent être planifiés. Les critères et les indicateurs clé de performance doivent être définis afin d'effectuer une mesure appropriée de l'efficacité et de l'efficience;</li> <li>le cycle de vie complet d'un projet de soutage de GNL doit être soumis à des mesures appropriées d'efficacité et d'efficience (pour ce qui concerne l'action du PAA):                         <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Concept du projet</li> <li>✓ Permis</li> <li>✓ Mise en œuvre</li> <li>✓ Mise en service</li> <li>✓ Sondage</li> <li>✓ Modifications</li> <li>✓ Cessation temporaire</li> <li>✓ Démantèlement</li> </ul> </li> </ul>
8	Responsabilités	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les PAA sont responsables des opérateurs dans la mesure prévue par la législation applicable;</li> <li>aux fins de la bonne gouvernance, des canaux adéquats doivent être identifiés au sein d'un système de gestion de la qualité pour proposer des réclamations, appels et suggestions éventuels;</li> <li>une enquête indépendante sur les accidents doit être assurée.</li> </ul>
9	Participations	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dans l'intérêt d'un environnement opérationnel portuaire sain, toutes les parties intéressées doivent avoir la possibilité de participer, de commenter et d'interagir.</li> </ul>

Tableau 10 - Caractéristiques d'une bonne gouvernance pour le soutage de GNL dans le domaine portuaire

## PROFILS DE RISQUE ET SÉCURITÉ

Les directives EMSA ont analysé et passent en revue tous les aspects importants pour assister les autorités et les administrations portuaires dans le contexte des aspects de risque et de sécurité du GNL, non seulement du point de vue de l'évaluation du risque mais également par

la compréhension des aspects de la sécurité du GNL. En particulier, le guide a analysé les éléments suivants:

- principes de risque et sécurité du GNL;
- évaluation du risque dans la planification de l'utilisation du sol;
- évaluation du risque dans les opérations de soutage de GNL;
- critères de risque - cadre et seuils;
- évaluations de faisabilité pour le soutage de GNL au port sur la base des facteurs de risque;
- meilleures pratiques pour l'évaluation du risque pour les ports.

Dans cette section on résume les principales indications fournies par EMSA en matière de sécurité des opérations de ravitaillement en GNL dans le domaine portuaire, avec une référence particulière aux recommandations et aux bonnes pratiques suggérées aux administrations compétentes en vue de l'harmonisation et de l'uniformité d'application des diverses analyses de risque possibles et des mesures de sécurité connexes.

Différentes approches et critères réglementaires d'évaluation du risque ont été adoptés au niveau européen par les États membres, par rapport aux infrastructures de GNL de petite taille (c'est-à-dire surtout les installations qui rentrent dans la directive Seveso). Différentes techniques, méthodologies, directives et instruments ont été identifiés pour le développement d'analyses générales sur l'évaluation des risques liés à l'utilisation de substances dangereuses, y compris l'utilisation du GNL. Ces instruments sont normalement utilisés dans le processus de planification de l'aménagement du territoire (Land-Use Planning - LUP) pour déterminer les distances de sécurité entre les principales installations industrielles (ou les activités) et les zones et activités environnantes (par exemple en référence à des éléments fortement vulnérables comme les zones résidentielles, etc.).

Les approches méthodologiques existantes pour l'aménagement du territoire dans les pays européens ont été résumés et décrits dans la littérature. En général, les méthodologies peuvent être classées dans les quatre catégories suivantes:

1. *Une approche basée sur l'évaluation des conséquences des accidents* (concrets et crédibles), sans quantifier de manière explicite la probabilité accidentelle relative. Les conséquences des accidents sont évaluées surtout en calculant la distance à laquelle on atteint les impacts physiques et/ou sur la santé humaine, pendant une période d'exposition donnée et pour une valeur de seuil (identifiée par exemple dans un effet irréversible sur la santé, dommage ou décès). La zone de sécurité extérieure est par conséquent définie en raison des restrictions prévues par le processus de planification de l'aménagement du territoire (LUP). Le guide EMSA précise qu'une telle méthode est généralement utilisée au Luxembourg et en Autriche.

- II. *Une approche déterministe avec jugement implicite du risque.* Cela représente une forme simplifiée de l'approche basée sur l'évaluation des conséquences, caractérisé par l'adoption de distances de séparation «génériques» et standards. Ces distances sont généralement dérivées de scénarios sélectionnés et développés sur une base conservatrice. Dans leur forme la plus simple, elles dérivent du jugement d'experts, de l'évaluation de données historiques ou de l'expérience qui découle d'opérations d'installations similaires. Une telle approche est utilisée par exemple en Allemagne.
- III. *Des approches basées sur l'évaluation du risque* (ou « probabilistes »). Ces approches définissent le risque comme une combinaison des conséquences dérivant d'une série d'accidents possibles et de la probabilité accidentelle relative. Les résultats sont représentés comme risque individuel et risque social. Les critères de LUP se basent sur des critères d'acceptabilité spécifiques par rapport au niveau de risque calculé. En général, l'approche est similaire à la méthodologie «QRA» décrite au paragraphe suivant. Cette approche est suivie par exemple au Royaume-Uni, en Belgique (Flandre) et aux Pays-Bas
- IV. *Approches hybrides.* Les approches hybrides (ou semi-quantitatives) associent l'approche basée sur l'évaluation du risque avec celle basée sur l'évaluation des conséquences. Cette approche a été développée et largement utilisée en France et en Italie. Selon cette méthodologie, un des éléments (d'habitude la fréquence) est évalué d'une manière plus qualitative, c'est-à-dire en utilisant des classes de valeurs plutôt que des valeurs continues (l'utilisation d'une matrice de risque est un exemple typique). Par exemple, une approche hybride peut associer l'approche basée sur l'évaluation des conséquences pour la détermination des zones correspondant aux seuils de dommage et une approche basée sur l'évaluation du risque pour la détermination des scénarios des accidents considérés, ou, elle peut prendre en compte les fréquences comme facteur d'atténuation pour les zones endommagées, identifiées en utilisant une approche basée sur l'évaluation des conséquences des accidents.

En ce qui concerne spécifiquement **l'évaluation du risque pour les opérations liées à l'utilisation du GNL**, la directive EMSA prend pour référence les directives internationales récemment publiées par les organismes internationaux, et en particulier:

- ISO/TS 18683: 2015. Directive et spécification technique pour systèmes et installations pour la fourniture de GNL comme combustible aux navires.
- ISO / DIS 20519: 2016. Spécifications pour le soutage des navires propulsés au gaz.
- Recommandations IACS No 142, directive pour le soutage de GNL, 2016.
- Society for Gas as a Marine Fuel (SGMF) (2017) - Gaz comme combustible marin, directive sur la sécurité et sur le soutage
- DNVGL-RP-G105 Édition octobre 2015 – Pratique recommandée pour le développement et la gestion du soutage de gaz naturel liquéfié.

**Toutes les directives mentionnées ci-dessus doivent être considérées en complément aux directives EMSA dans les processus d'évaluation et d'autorisation relatifs aux opérations de soutage de GNL dans les contextes nationaux et territoriaux de référence.**

Dans cette section, on rapporte les principales références et éléments strictement pertinents à l'évaluation du risque relatif à des opérations de soutage de GNL, en soulignant les dispositions des ISO/TS 18683 et ISO 20519.

*En particulier, lorsqu'il est nécessaire d'élaborer une évaluation du risque relative aux opérations de soutage GNL, ces évaluations doivent être effectuées **en conformité avec l'ISO/TS 18683**. Cette norme technique est spécifique pour la fourniture de GNL comme combustible pour les navires et fait référence à des standards reconnus fournissant un guide détaillé sur l'utilisation et sur l'application des évaluations de risque connexes.*

La norme ISO/TS 18683 indique déjà un point important anticipant l'une des recommandations les plus importantes des meilleures pratiques en termes d'évaluation du risque: l'analyse du risque doit être effectuée avec une «équipe» qui assure **une évaluation objective et indépendante**.

La norme ISO/TS 18683 indique également qu'une évaluation qualitative du risque, au minimum, doit être effectuée pour des installations de soutage conformes aux scénarios identifiés (camion-navire, terminal-navire, navire-navire, ou TTS, PTS, STS). Pour les installations de soutage qui s'écartent des scénarios standards identifiés ou qui ne satisfont pas toutes les exigences, l'évaluation qualitative du risque doit être complétée par une évaluation détaillée des écarts accordés avec le régulateur. Normalement, cela inclut une évaluation quantitative complète du risque pour démontrer que les critères généraux d'acceptabilité sont satisfaits et que les garanties mises en œuvre compensent le non-respect des exigences.

Le schéma qui représente le processus standard d'évaluation du risque, tel comme recommandé par la directive EMSA, pris des indications contenues dans l'ISO/TS 18683, est reporté ci-dessous.

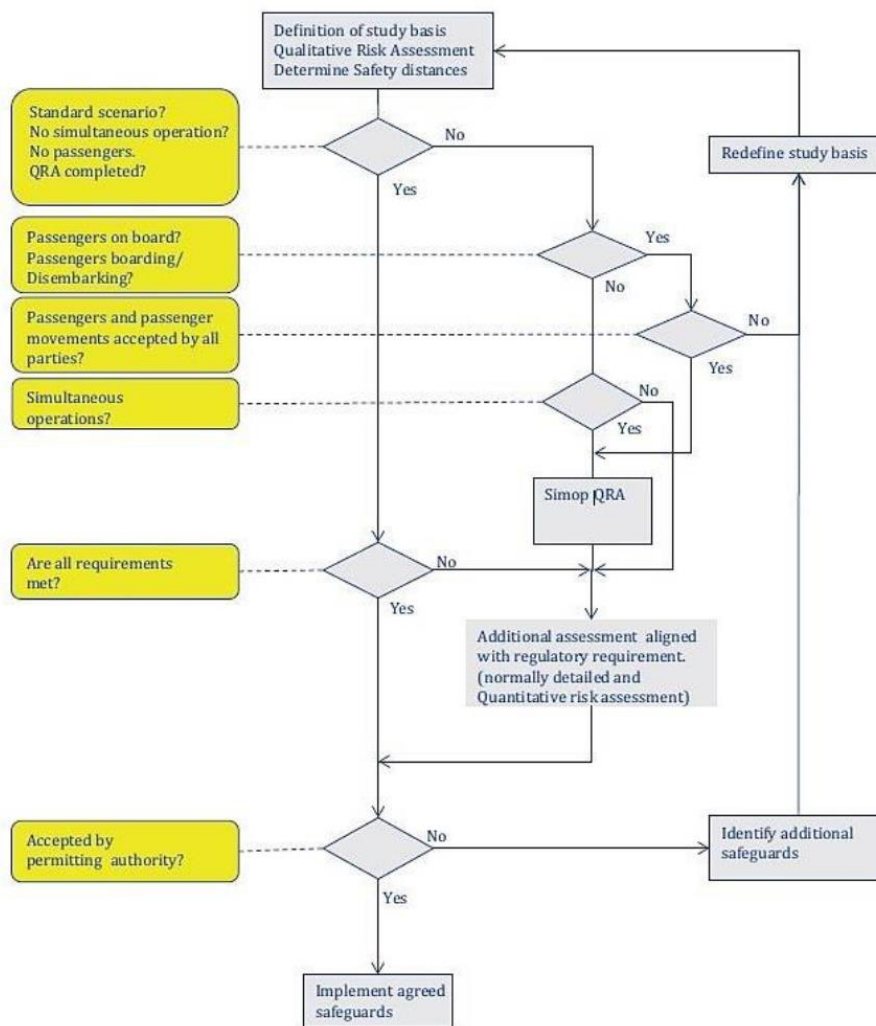


Figure 3 – Le processus d'évaluation du risque

En ce qui concerne l'évaluation du risque de type qualitatif (HAZID), les directives EMSA reprennent la matrice identifiée par l'ISO/TS 18683 qui a pour objectif d'identifier les dangers et d'évaluer les risques, en identifiant les mesures de leur réduction pour tous les cas présentant des risques moyens ou élevés. Une telle approche détermine en outre les scénarios de rejet maximum crédibles comme base pour la détermination des zones de sécurité (qui pourront être ajustées et modifiées par la suite sur la base des analyses quantitatives QRA éventuelles).

*La **MATRICE DE RISQUE** est un instrument efficace pour l'évaluation et la détection du risque qualitatif. Elle peut être utilisée pour identifier les dangers qui seront examinés par la suite dans les analyses quantitatives suivantes. En particulier, la matrice de risque permet d'y reporter les résultats de l'analyse détaillée en termes de fréquence et de conséquences. Cela permet de tracer et d'optimiser l'efficacité des mesures de réduction du risque, de qualifier les hypothèses initiales et de confirmer l'évaluation du scénario initial.*

**L'ISO/TS 18683 définit une matrice de risque, avec des catégories de classification du risque qui peuvent être utilisées dans l'attente de l'applicabilité d'un cadre d'action spécifique.**

En référence aux **évaluations de risque de type quantitatif (QRA)**, les directives EMSA recommandent les cas dans lesquels elles doivent être effectuées :

- I. le soutage n'est pas du type standard (PTS, TTS ou STS), en configuration standard simple, comme défini dans l'ISO/TS 18683;
- II. la conception, les dispositions et les opérations diffèrent des indications fournies par l'ISO/TS 18683 ou par les recommandations IACS (Rec.142);
- III. des opérations simultanées (**SIMOPS**) sont planifiées pour être effectuées au même moment que le soutage GNL;
- IV. des éléments d'automatisation sont introduits pour réduire significativement l'intervention humaine dans les opérations;
- V. une réduction de la zone de sécurité est nécessaire pour l'emplacement spécifique des opérations de soutage GNL;
- VI. un calcul numérique du risque est nécessaire pour la vérification des critères de risque.

Les critères de seuil limites (*threshold*) sont utilisés dans le cadre de l'utilisation des **analyses quantitatives** pour évaluer les risques d'acceptabilité et ils sont nécessaires pour établir les distances de sécurité externes dans le processus de planification de l'utilisation du territoire. Les critères de seuil peuvent être utilisés comme des valeurs contraignantes non légales (c'est-à-dire des valeurs cible) ou rigides (obligatoires). Le type de critères appliqués va dépendre du type d'approche méthodologique prescrit dans les différents contextes locaux de référence.

Aux fins de la planification territoriale, le risque individuel spécifique (*Local Specific Individual Risk - LSIR*) est souvent utilisé pour déterminer les distances de sécurité externes des objets vulnérables et, dans certains cas, pour déterminer si le risque pour la société satisfait les critères normatifs (directives locales et nationales le cas échéant). Le risque social, dans ce

cas, est défini comme la fréquence (cumulative) annuelle de mortalité relative à un groupe déterminé de personnes, en même temps ou à la suite des accidents prévus.

Les directives EMSA, en reprenant la recommandation IACS, soulignent que là où un nombre significatif de personnes est exposé aux opérations de soutage, il est nécessaire d'évaluer aussi bien le risque individuel que le risque social: «... le risque pour chaque individu peut être «faible», cependant le risque d'affecter beaucoup de personnes dans un seul accident peut être suffisant pour rechercher la réduction du risque. Les parties intéressées doivent définir les cas configurant un nombre significatif de personnes; selon les cas, cela pourrait être l'exposition de dix ou plus de personnes».

Les tableaux suivants montrent les catégories de classification du risque et les seuils individuels de risque suggérés par l'ISO/TS 18683 et repris par les directives EMSA.

Il est important de remarquer que les critères sont généralement exprimés sur une base annuelle. Pour des dangers présents pendant une période relativement courte de temps, les critères annuels pourraient ne pas être appropriés. Cela parce que le risque n'est pas distribué de manière uniforme le long de l'année, mais il présente des intermittences, et il n'est pas présent pendant de longues périodes de temps. Par conséquent, les mesures d'atténuation du risque pourraient ne pas offrir une protection appropriée.

*Comme recommandation les directives EMSA soulignent que les critères exprimés sur une base annuelle pourraient ne pas être appropriés pour ce cas qui, comme le soutage GNL, sont peu fréquents et se produisent pendant de courtes périodes durant l'année. Établir des critères probabilistes « par opération » donnerait probablement un résultat plus représentatif.*

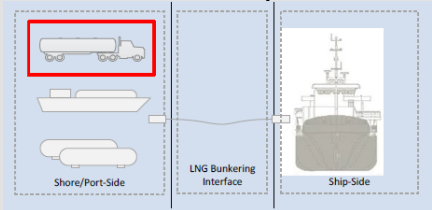
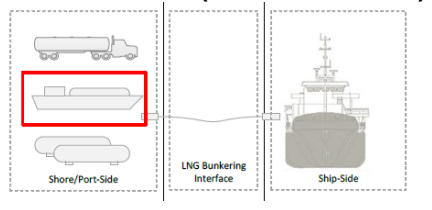
<b>Consequence (Severity)</b>	Multiple fatalities <b>C</b>						HIGH	
	Single fatality or multiple major injuries <b>B</b>							MEDIUM
	Major injury <b>A</b>							
		1 Remote 10 <sup>-6</sup> /y	2 Ext. Unlikely 10 <sup>-5</sup> /y	3 V. Unlikely 10 <sup>-4</sup> /y	4 Unlikely 10 <sup>-3</sup> /y	5 Likely		
<b>Likelihood (Chance per year)</b>								

	Acceptance criteria	Comment
Individual risk first party personnel	$IR < 10^{-5}$	Applies to crew and bunkering personnel directly involved in the activity.
Individual risk second party personnel	$IR < 5 \cdot 10^{-6}$	Port personnel and terminal personnel.
Individual risk third-party personnel with intermittent risk exposure	Risk contour for $IR < 5 \cdot 10^{-6}$	Third-party personnel should not have access for prolonged period.
Individual risk third-party personnel with prolonged risk exposure	Risk contour for $IR < 10^{-6}$	General public without involvement in the activity. No residential areas, schools, hospitals, etc. inside this risk contour.

Figure 4 – La matrice de risque proposée par l'ISO/TS 18683

Le tableau ci-dessous synthétise les recommandations que EMSA a fournies aux PAA au sujet de l'opportunité d'effectuer des analyses et des évaluations supplémentaires de type quantitatif (QRA) par rapport aux évaluations normales et minimales de type qualitatif, au regard des différentes études de cas possibles de configurer dans les divers scénarios de soutage envisageables dans le secteur portuaire. Le tableau représente un instrument particulièrement utile pour les autorités portuaires et les administrations impliquées pour effectuer une analyse préliminaire sur les évaluations de risque qui s'avèrent nécessaires selon les cas.



Typologie d'opération	Volumes et débit typiques de soutage	Scénarios qui demandent des analyses supplémentaires (QRA) par rapport aux évaluations qualitatives minimales du risque
<p style="text-align: center;"><b>TRUCK-TO-SHIP (CAMION-NAVIRE)</b></p> 	<p style="text-align: center;"><math>V \approx 50-100m^3</math></p> <p style="text-align: center;"><math>Q \approx 40- 60m^3/h</math></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Combinaison simultanée de plusieurs camions-citernes de GNL en mode soutage via un collecteur commun</li> <li>➤ Valeur de débit plus élevée que la moyenne</li> <li>➤ Utilisation de technologies automatisées ou semi-automatisées pour la gestion des tubes flexibles</li> <li>➤ Cas dans lesquels le camion est sans surveillance (par ex. pendant toute la permanence du navire à quai)</li> <li>➤ Cas dans lesquels des limites quantitatives relatives aux seuils de risque sont imposées par le PAA</li> <li>➤ Cas dans lesquels les procédures de purge et d'inertage sont soumises à des considérations spéciales, comme des demandes d'exemption des procédures d'inertage.</li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b>SHIP-TO-SHIP (NAVIRE-NAVIRE)</b></p> 	<p style="text-align: center;"><math>V \approx 100-6500m^3</math></p> <p style="text-align: center;"><math>Q \approx 500- 1000m^3/h</math></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Cas dans lesquels l'évaluation du risque nautique identifie des situations particulières critiques (ex. manœuvrabilité, intensité du trafic nautique, etc.)</li> <li>➤ Valeur de débit plus élevée que la moyenne</li> <li>➤ Barges pour le ravitaillement de GNL non propulsées (ex. utilisation de remorques pour manœuvre et propulsion)</li> <li>➤ Cas dans lesquels des limites quantitatives relatives aux seuils de risque sont imposées par le PAA</li> <li>➤ Cas dans lesquels les procédures de purge et d'inertage sont soumises à des considérations spéciales, comme des demandes d'exemption des procédures d'inertage.</li> <li>➤ Cas dans lesquels la gestion du BOG et du retour des vapeurs ne sont pas pris en considération</li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b>TERMINAL (PORT) -TO-SHIP (PORT-NAVIRE)</b></p>	<p style="text-align: center;"><math>V \approx 500 - 20000m^3</math></p> <p style="text-align: center;"><math>Q \approx 1000 - 2000m^3/h</math></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Toutes les situations PTS, afin d'évaluer correctement le positionnement des stockages et l'acheminement des tuyauteries à l'intérieur des zones portuaires.</li> <li>➤ Valeur de débit plus élevée que la moyenne</li> <li>➤ Cas dans lesquels des limites quantitatives relatives aux seuils de risque sont imposées par le PAA</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Cas dans lesquels les procédures de purge et d'inertage sont soumises à des considérations spéciales, comme des demandes d'exemption des procédures d'inertage.</li> <li>➤ Cas dans lesquels la gestion du BOG et du retour des vapeurs ne sont pas pris en considération</li> </ul>
---	---

Tableau 11 - Recommandations EMSA pour analyses et évaluations supplémentaires de type quantitative (QRA)

## LES ZONES DE CONTRÔLE

La nécessité d'établir des zones de contrôle a été l'une des plus importantes mesures développées pour atténuer les risques dérivant de rejets potentiels de GNL ou de possibles dommages externes causés aux opérations ou aux installations de GNL de petite taille.

Le chapitre 9 des directives EMSA aborde et définit diverses typologies de zones de contrôle, en visant à l'harmonisation entre les normes internationales existantes et les directives du secteur publiées à présent. À la fois la norme ISO/TS 18683 et l'ISO 20519 incluent une section spécifique sur les zones de sécurité, liée aux dispositions pertinentes sur l'évaluation des risques.

*Il est important de prendre en considération qu'en ce qui concerne la définition, le calcul, la mise en œuvre et l'application de la zone de sécurité, la directive EMSA ne prescrit pas des valeurs déterminées de distance pour les scénarios spécifiques de soutage. Le parcours suivi par la directive est celui de conseiller une bonne pratique au sujet de l'évaluation et de l'approbation des distances de sécurité.*

***L'exigence fondamentale d'harmonisation et d'orientation poursuivie par la directive n'est pas relative aux valeurs des distances de la zone de sécurité, mais à une procédure harmonisée pour son évaluation et approbation.***

En adoptant la définition du SGMF, la directive EMSA définit la «**zone de sécurité**» en général comme un espace tridimensionnel où le GNL peut être présent comme résultat d'une fuite ou d'un incident survenu pendant les opérations de soutage. Un risque potentiel d'endommagement est donc reconnu pour la vie ou pour les équipements et les infrastructures, suite à une fuite de GNL et à son potentiel allumage ultérieur. La zone est de nature temporaire, puisqu'elle n'est présente que pendant les opérations de soutage. Cette zone peut s'étendre au-delà du navire ou véhicule propulsé au GNL, des citernes, des

tuyauteries d'interconnexion, des conteneurs ISO, etc. et elle est plus étendue que la «zone de danger».

On peut identifier 5 typologies principales de zone de sécurité (les 3 premières communes aux normes ISO/TS 18683 et ISO 20519, les deux dernières ajoutées par le SGMF):

1. **zone de danger**: espace tridimensionnel où à tout moment peut exister une atmosphère inflammable ;
2. **zone de sécurité**: zone tridimensionnelle autour du système de transfert du GNL, déterminée par le résultat d'une fuite ou d'une décharge d'urgence de GNL ou d'un retour de vapeur. Elle n'existe que pendant le soutage;
3. **zone de surveillance et de mise en sécurité**: zone autour des équipements de transfert du GNL qui doit être surveillée comme mesure de précaution dans le but d'éviter des interférences avec les opérations de transfert de GNL;
4. **zone maritime**: zone de dimensions suffisantes pour empêcher que les navires de passage n'affectent les opérations de transfert du GNL;
5. **zone externe**: zone liée à des niveaux de risque définis, prévus en certains cas par des régimes réglementaires spécifiques, ex. lieux ouverts au public.

Les zones de contrôle agissent comme des niveaux de défense et ne doivent être considérées comme un simple exercice numérique ou géométrique, mais comme un exercice de protection critique, à la recherche de potentiels scénarios de risque et des problématiques liées à la sécurité que l'on peut planifier et mettre en œuvre avec un ensemble raisonnable de ressources.

Un exercice itératif doit aider à déterminer les zones de contrôle relatives:

- 1) Définir la zone de contrôle → 2) Contrôler le niveau de protection → 3) Mettre en œuvre → 4) Évaluer et, le cas échéant → 5) Redéfinir.**

Les recommandations les plus significatives soulignées par les directives au sujet des définitions des zones de sécurité sont les suivantes:

- Il n'existe pas de hiérarchie entre les différentes zones de sécurité ou de contrôle. Les zones de danger ne sont pas plus importantes que les zones de surveillance et de sécurité et vice-versa. Uniquement à travers une approche intégrée, avec un plan de

mise en œuvre unique, toutes les zones de contrôle pertinentes vont contribuer à offrir une protection complète et significative.

- La zone de sécurité doit être plus grande que la zone de danger dans les trois dimensions.
- La zone de surveillance et de sécurité doit être plus grande que la zone de sécurité.
- Les zones dangereuses sont présentes à tout moment et ne dépendent pas de la réalisation des opérations de ravitaillement. Elles dépendent des équipements, de l'architecture du système et des caractéristiques de conception.
- Les zones de sécurité et les zones de surveillance ne sont présentes que lors des opérations de soutage.
- Il n'existe pas de zones de contrôle adaptées à toutes les situations ou conditions. La détermination des zones de contrôle peut être spécifique au port, au navire, à l'amarrage, avec divers facteurs qui conditionnent, de nature technique ou opérationnelle.
- Il n'existe pas une unique distance de sécurité correcte, quel que soit la méthode choisie pour la calculer. La seule mesure de la qualité de la distance de sécurité est l'efficacité de la protection fournie par sa mise en œuvre et application appropriées.
- Les zones de contrôle sont efficaces seulement si elles sont appliquées et contrôlées de manière effective. La protection qui dérive d'une zone de sécurité n'est efficace que si la zone de contrôle est correctement appliquée.

*En ce qui concerne les zones de danger, en l'absence d'une méthodologie de calcul obligatoire au sujet du soutage de GNL, la directive EMSA suggère comme meilleure pratique l'adoption du code IGF/IGC par rapport aux dispositions spécifiques énumérées ci-dessous.*

En particulier, pour le code IGF, les dimensions minimales des zones de danger comprennent:

- les zones sur le pont ouvert ou les espaces semi-fermés sur le pont du navire, situées à moins de 3 m de chaque sortie ou connexion du réservoir, des vannes, du collecteur, des brides, etc. ;
- les zones sur le pont ouvert qui entourent les vannes du collecteur d'alimentation sur 3 m au-delà de celles-ci, jusqu'à une hauteur de 2,4 m sur le pont ;
- les stations de soutage semi-fermées ;
- les zones jusqu'à 1,5 m autour des zones énumérées précédemment ;
- L'extension de la zone de danger, suivant l'approche précédente, ne sera pas supérieure à 4,5 m environ, en étant toujours inférieure à la zone de sécurité.

L'avantage de suivre les références utilisées par le code IGF/IGC réside dans le fait que grâce à cette harmonisation et à cette simplification, un terrain commun peut être établi qui doit être suivi et respecté par tous les acteurs impliqués dans l'opération de soutage de GNL.

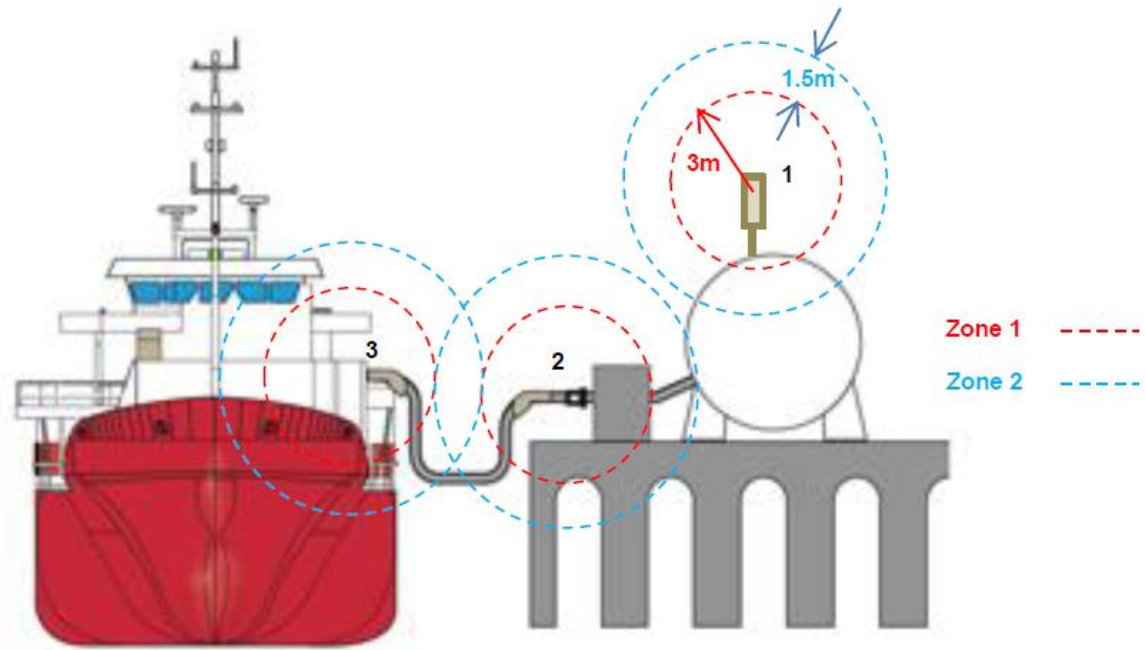


Figure 5 – Les dimensions minimales des zones de danger indiquées par le code IGF

Les objectifs principaux qui portent à la mise en œuvre des zones de sécurité sont les suivants:

- contrôler les sources d'ignition afin de réduire la probabilité d'amorcer un nuage de gaz inflammable qui s'est dispersée suite à un rejet accidentel de GNL pendant le soutage;
- limiter l'exposition du personnel non strictement nécessaire en cas de dangers potentiels (par exemple des incendies) qui puissent avoir lieu en raison d'accidents survenus lors du soutage;
- évaluer l'infrastructure locale au sujet du risque de potentiels points de coincement du gaz, pouvant générer une atmosphère explosive.

la mise en place d'une zone de sécurité permettra, en particulier, l'application structurée des restrictions de sécurité et opérationnelles qui, collectivement, sont destinées à contribuer à la réalisation des objectifs énoncés ci-dessus. Ces restrictions seront inévitablement spécifiques au domaine portuaire de référence, et refléteront les conditions locales particulières.

Collectivement, les restrictions établies à l'intérieur de la zone de sécurité contribueront à la réalisation des objectifs de la propre zone. Les mesures de restriction à appliquer à l'intérieur des zones de sécurité doivent être appropriées et proportionnelles au niveau de protection

nécessaire pour les personnes, les infrastructures et les autres opérations présentes dans la zone portuaire.

Les **restrictions** suivantes s'appliquent en général à l'intérieur des zones de sécurité:

- il est interdit de fumer;
- les lampes, téléphones portables, appareils photo et d'autres dispositifs électroniques portables non certifiés sont strictement interdits;
- les grues et d'autres appareils de levage et manutention non essentiels au soutage ne doivent pas être utilisés;
- aucun véhicule (à l'exception du camion-citerne GNL) ne doit être présent dans la zone de sécurité;
- aucun navire ou bateau ne doit en principe entrer dans la zone de sécurité sauf s'il est dûment autorisé;
- de possibles sources d'ignition supplémentaires doivent être éliminées;
- l'accès à la zone de sécurité est limité au personnel autorisé, à condition qu'il soit équipé de détecteur de gaz portable et d'équipements de protection individuelle (EPI) aux propriétés antistatiques;
- les bouches d'aération doivent être limitées dans toute la zone de sécurité, avec la politique de marquage (tag-out) appliquée chaque fois que le soutage de GNL est en cours.

Toutes les restrictions doivent être clairement indiquées dans les règlements portuaires ou dans des annonces d'information envoyées aux opérateurs largement à l'avance. L'élimination éventuelle de n'importe laquelle des restrictions exposées ci-dessus doit se baser toujours sur une évaluation spécifique et approfondie du risque.

## 4. LES CADRES D'ACTION DANS LA ZONE DE COOPÉRATION

### 4.1 Le Cadre d'action national en Italie

La directive 2014/94/UE a été appliquée en Italie à travers le **Décret législatif No 257 du 16 décembre 2016**, «Discipline de mise en œuvre de la directive 2014/94/UE du Parlement européen et du conseil, du 22 octobre 2014, sur la réalisation d'une infrastructure pour les combustibles de substitution».

Le décret, en application des dispositions de l'art. 6 de la directive, rapporte dans l'annexe III le **Cadre d'action national (CAN)** pour le développement du marché des combustibles alternatifs dans le secteur des transports et la réalisation de l'infrastructure correspondante.

Cela s'articule dans les sections suivantes:

- a. «fourniture d'électricité pour le transport»;
- b. «fourniture d'hydrogène pour le transport routier»;
- c. «fourniture de gaz naturel pour le transport et pour d'autres usages»;
- d. «fourniture de gaz de pétrole liquéfié - GPL pour le transport».

En particulier, la première sous-section de la section c rapporte «fourniture de gaz naturel liquéfié (GNL) pour la navigation maritime et intérieure, pour le transport routier et pour d'autres usages ». Elle, après avoir rappelé les politiques européens dans le secteur des transports et certaines caractéristiques technologiques du GNL, expose certains aspects du marché international et fournit un aperçu des principales expériences à petite échelle de GNL (SSLNG par ses sigles en anglais). L'analyse de ces expériences permet de mettre en évidence les principaux facteurs de succès:

- la disponibilité des normes techniques applicables à la construction des navires à gaz;
- la disponibilité de procédures claires d'autorisation pour la construction et le fonctionnement d'installations d'infrastructure terrestre de ravitaillement (que ce soit de terminal à navire, de camion-citerne à navire, de navire à navire);
- la disponibilité sur le territoire d'infrastructures de stockage de GNL;
- le choix de la technologie pour applications navales, terrestres et de transfert du combustible de terre au navire, de navire à navire et de navire à terre qui assurent la sécurité dans toutes les phases du processus, du stockage au ravitaillement, du stockage à bord à l'utilisation finale;
- la durabilité financière des projets et la durabilité économique-sociale et environnementale du système GNL;

- l'acceptation sociale du GNL et des structures connexes.

Par conséquent, la **simplification des processus d'autorisation, l'existence de mécanismes d'incitation et d'allègement fiscal et la disponibilité de normes de contrôle et de sécurité** sont reconnues comme d'importance fondamentale.

Le Cadre d'action national fournit en outre le tableau de dimensionnement du réseau de stations de ravitaillement.

Un **développement de l'infrastructure** capable de couvrir un volume global du marché de 3,2 Mton (4 Mtep) est envisagé pour **2030** et caractérisé de la manière suivante:

- 5 dépôts côtiers de GNL de 30000 - 50000m<sup>3</sup>;
- 3 navires de cabotage de 25000 - 30000m<sup>3</sup>;
- 4 barges;
- environ 800 stations-service GNL, même avec L-CNG.

Les principaux facteurs critiques se trouvent dans:

- l'existence d'une réglementation sur les terminaux côtiers de petite et moyenne taille;
- la disponibilité de zones bien placées, au sein de sites industriels;
- les coûts de réalisation;
- la propension des opérateurs industriels à investir dans des infrastructures de GNL à petite échelle;
- la confiance dans la permanence du cadre fiscal actuel pour les combustibles gazeux;
- l'emplacement rationnel des distributeurs de GNL et L-CNG;
- la synergie entre les différents systèmes modaux et opérationnels (ex. terminaux intérieurs: option transport ferroviaire + transport routier ; option distributeurs publics ou privés);
- augmentation des modèles de véhicules offerts au marché.

En ce qui concerne le **réseau de ravitaillement du GNL à usage automobile** le Cadre d'action national rappelle l'obligation de la directive DAFI d'assurer un nombre approprié de points de ravitaillement pour le GNL accessibles au public, au moins le long du réseau central RTE-T, au plus tard le 31/12/2025 et l'hypothèse d'autonomie minimale pour les véhicules lourds à GNL d'environ 400 km.

Selon ces suppositions, en considérant qu'en Italie le réseau RTE-T compte environ 3300 km, le développement du réseau de distribution de premier niveau doit être d'au moins 10 points de vente qui doivent être dupliqués pour garantir un niveau de service approprié. Le



développement du réseau doit cependant se conformer aux choix des entreprises, qui dépendent de facteurs à la fois techniques et économiques.

Pour ce qui est du **réseau de distribution de GNL dans le secteur maritime et portuaire**, le Cadre d'action national met en évidence comment le développement de toute la filière liée au GNL en termes d'approvisionnement, stockage, distribution primaire et secondaire présuppose une analyse de certains facteurs:

- le type de trafic: les services de ligne, surtout ceux point à point pendant lesquels un navire réalise de courtes escales au même port, sont favorisés dans l'utilisation du GNL (la distance entre deux ports affecte en effet la préférence du GNL parce qu'elle influe sur l'autonomie du navire), ainsi que les services prêtés dans les zones portuaires tels que remorquage et soutage (même si dans une moindre mesure parce qu'ils sont moins continus);
- l'âge du navire: dans les cas de navires qui vieillissent, il peut être préférable son remplacement au lieu de faire des opérations d'adaptation aux nouvelles réglementations qui peuvent résulter peu avantageuses;
- zones de trafic: certaines zones, telles que des ports voisins à des zones fortement peuplées et déjà fortement polluées, peuvent présenter une sensibilité sociale accrue par rapport aux niveaux d'émissions.

Le Cadre d'action national envisage deux scénarios possibles liés à la demande de GNL à usage maritime, un à court terme et un autre à moyen ou long terme. Dans le premier cas (jusqu'à 2020) la demande de GNL pourrait être plutôt limitée, à la fois quantitativement et géographiquement, et pourrait se situer dans des zones à fort trafic de passagers avec trajets courts et escales définies (la quantité de combustible nécessaire étant réduite et le point de ravitaillement facilement identifiable) ; en particulier les points de ravitaillement de GNL doivent être, dans cette phase, aptes également pour le trafic routier lourd qui se déplace dans les zones voisines aux ports.

Dans le scénario à moyen et long termes (à partir de 2020), il peut se produire des dynamiques qui ne sont plus liées uniquement à la demande nationale ni à un type de navigation spécifique ; d'où la mise en place de procédures simplifiées pour la construction de petites installations et pour l'adaptation des infrastructures existantes (ex. terminaux de regazéification au large).

En termes de **proposition de réseaux nationaux**, une double nécessité se manifeste:

- configurer un réseau qui prenne en compte plusieurs solutions intermodales de ravitaillement des navires (c'est-à-dire «navire-navire», «terre-navire», «camion-navire» et embarquement et débarquement de réservoirs mobiles);

- créer des réseaux aux dimensions géographiques réduites qui, basés sur des normes communes, puissent contribuer à la formation d'un réseau national qui à son tour puisse établir une interface avec le panorama international du GNL.

Une hypothèse de ce type est identifiable dans les trois macro zones: mer Tyrrhénienne et mer de Ligurie, mers du sud de l'Italie et mer Adriatique. Elles peuvent faire partie d'un réseau national de distribution du GNL constitué de ports du réseau RTE-T et d'autres ports qui peuvent favoriser l'achèvement du réseau de ravitaillement (éventuellement même pour desservir le transport routier lourd où les connexions routières le permettent).

En outre, une **estimation de la demande de GNL** pour le transport naval des ports « cœur » des trois macro zones décrites précédemment est effectuée, en assumant le 25% (en raison des considérations sur le marché, l'âge des navires, la possible présence de nouveaux navires propulsés au GNL) comme la valeur théorique maximale potentielle de soutage en 2025.

CORE PORTS	Max theoretical value of LNG consumption m <sup>3</sup> /year	% Maximum Bunkering Potential	Potential LNG Bunkering Demand 2025 (m <sup>3</sup> /year)
GENOVA	1.295.803	25%	323.951
LIVORNO	816.237	25%	204.059
NAPOLI	700.786	25%	175.196
ANCONA	688.438	25%	172.109
PALERMO	654.691	25%	163.673
TRIESTE	622.262	25%	155.566
VENEZIA	584.914	25%	146.229
RAVENNA	502.535	25%	125.634
LA SPEZIA	365.464	25%	91.366
GIOIA TAURO	315.606	25%	78.901
BARI	152.418	25%	38.104
TARANTO	43.946	25%	10.987

Tableau 12 – Estimation de la demande de GNL pour le transport naval – Projet COSTA

Du point de vue de la **sécurité du stockage et de la distribution**, afin de garantir une croissance cohérente du secteur il est nécessaire de prendre en compte le cadre réglementaire spécifique existant, tout comme les aspects liés à la diffusion de formation, information et entraînement corrects du personnel affecté au fonctionnement et à l'entretien des réservoirs de GNL, en plus des personnes qui l'utilisent en tant que combustible.

Même l'**acceptabilité sociale** des infrastructures énergétiques par les communautés locales et par l'opinion publique est un facteur influençant leur réalisation: cela détermine un éventuel usage préventif des outils de communication et de participation ; même lorsqu'ils ne sont pas prévus par les réglementations en matière de protection environnementale ils peuvent constituer un soutien pour le développement de la chaîne du GNL pour utilisation finale.

En termes d'acceptabilité sociale, le thème principal sur lequel concentrer les activités de communication préventives est le risque accidentel lié à la dynamique des conflits environnementaux relatifs aux procédures d'autorisation des terminaux de regazéification du GNL. À cet égard également, le Ministère du développement économique a l'intention de mettre un place un site web dédié à la chaîne du GNL pour assurer une correcte information sur le produit et sur les infrastructures de stockage et distribution.

En termes du **marché potentiel** du GNL, le Cadre d'action national fournit ensuite quelques prévisions (Tableau 9) sur le développement du marché du GNL à petite échelle à travers des scénarios à 2020, 2025 et 2030, élaborés sur la base d'études déjà effectuées par des opérateurs du secteur, à partir desquelles on peut déduire la contribution significative à court et moyen termes du GNL, à la fois pour le transport routier et pour le transport maritime.

Applications	Prévisions 2020	Prévisions 2025	Prévisions 2030	Notes
Installations de stockage (primaires) de GNL auprès de terminaux de regazéification et / ou terminaux de réception	3	4	5	réservoirs de 30 000-50 000 mètres cubes
Installations de stockage (secondaires) de GNL	5	15	30	pour une taille de 1500 mètres cubes
Installations de ravitaillement en méthane intégrées avec le GNL	2%	10%	800	
Moyens de transport routier lourds propulsés au GNL véhicules neufs		0	12-15% (ou 30 000-35 000 engins)	pourcentage sur le parc automobile à la fois
Demande de GNL pour le transport lourd (tonnes/an)	400.000	1.250.000	2.500.000	
Demande de GNL pour le transport léger L-CNG (tonnes/an) - MIN			500.000	
Demande de GNL pour le transport léger L-CNG (tonnes/an) - MAX			1.000.000	
Demande de GNL sur le marché HORS-RÉSEAU (tonnes/an)			Industrie : 1 000 000 - 2 000 000 Usage civil : 300 000 - 600 000	
demande de GNL de soutage (tonnes)		800.000	1.000.000	
navires propulsés au GNL de fabrication récente	2	20	35	
Conversion de navires propulsés au GNL	5	20	25	
Points de chargement pour les camions-citernes de GNL	5	7	10	
Nombre de points de ravitaillement en GNL accessibles au public, au moins le long du réseau central du RTE-T, afin de garantir la circulation de véhicules lourds propulsés au GNL	3	5	7	
Points de ravitaillement en GNL pour les navires qui opèrent dans les ports maritimes et dans les ports de navigation intérieure	10	12	20	

Tableau 13 – Prévisions d'installations pour 2020, 2025 et 2030

Concernant le **marché potentiel du transport routier de marchandises** propulsés au GNL, un modèle<sup>3</sup> a été développé qui a permis de quantifier et localiser les déplacements réalisables

<sup>3</sup> basé sur quelques hypothèses spécifiques relatives au réseau routier, à l'autonomie des véhicules commerciaux lourds au GNL, la demande potentielle de voyages, le volume du trafic national de marchandises à 2013, la présence et la distance des points de ravitaillement de GNL, etc.

avec des véhicules propulsés au GNL, à partir duquel on déduit que environ un quart du total de déplacements sur le réseau routier primaire italien (environ 31 1300 voyages par jour) pour la manutention de marchandises peut être effectué au moyen de véhicules au GNL, avec des avantages environnementaux significatifs associés à une réduction des émissions de polluants et de gaz à effet de serre.

Certaines considérations sont également fournies en ce qui concerne d'autres utilisations du GNL, notamment la demande en énergie des marchés hors réseau et le potentiel relatif de pénétration du GNL: le GNL peut en fait répondre aux besoins des utilisateurs non desservis par le réseau de distribution de gaz naturel et à cet égard, le secteur industriel est celui qui présente le plus grand intérêt compte tenu des volumes en jeu (la pénétration sur le marché intérieur et dans le secteur tertiaire apparaît aujourd'hui peu attrayante pour le GNL dans le cas des utilisateurs de petite et moyenne taille).

Dans le contexte du marché des autres utilisations industrielles hors réseau, le développement de l'utilisation du GNL peut être favorisé par les avantages environnementaux de l'utilisation de combustibles gazeux par rapport aux combustibles solides et liquides et par les politiques communautaires en matière de décarbonisation de l'Europe; à l'horizon 2030, on suppose donc qu'une pénétration du GNL de 20% est réaliste, sans préjudice de la nécessité de mettre en place, également pour les utilisations hors réseau, une structure de distribution adéquate, avec des infrastructures de stockage d'une capacité estimée à environ 3,5 millions de mètres cubes de GNL.

Enfin, le Cadre d'action national présente des éléments d'interopérabilité au niveau européen, soulignant comment, lorsque la construction d'une nouvelle infrastructure à proximité des frontières l'exige, une collaboration entre les États membres est nécessaire pour garantir la continuité transfrontalière des infrastructures destinées aux combustibles de substitution, en accordant une attention particulière aux points de ravitaillement en carburant le long des liaisons routières transfrontalières.

Le Décret législatif No 257/2016 fournit en outre, conformément à la directive 2014/94/UE, des mesures pour la réalisation et la promotion de l'infrastructure pour les combustibles alternatifs. En particulier certaines **mesures pour la simplification des procédures administratives** ont été adoptées (Titre IV).

Pour les infrastructures de stockage et transport du GNL d'intérêt national, liées au réseau de transport du gaz naturel, il est établi qu'elles doivent être considérées comme des infrastructures et des sites stratégiques, d'utilité publique, ne pouvant pas être différés et urgents conformément au Décret présidentiel No 327 du 8 juin 2001. Les opérateurs de ces installations et infrastructures sont soumis aux obligations de service public et les autorisations d'installation sont délivrées par le Ministère du développement économique (MISE) en coordination avec le Ministère des infrastructures et des transports (MIT), en accord avec les

régions concernées, à l'issue d'une procédure unique menée conformément à la loi No 241/1990.

Les dispositions relatives aux infrastructures de stockage et de transport de GNL non destinées à l'alimentation des réseaux de transport de gaz naturel sont divisées en trois cas, en fonction de la capacité (C) de l'infrastructure de stockage de GNL :

1.  $C \geq 200$  t: les travaux et les infrastructures doivent être considérés comme stratégiques et font l'objet d'une autorisation unique, délivrée par le MISE en concertation avec le MIT et en accord avec les régions concernées;
2.  $50 \leq C < 200$  t: les travaux et les infrastructures sont soumis à une seule autorisation délivrée par la région ou par son organisme délégué;
3.  $C < 50$  t: les travaux et les infrastructures sont effectués à l'issue d'une procédure administrative simplifiée, prévoyant la transmission à la commune d'une déclaration accompagnée d'un rapport détaillé et des documents de conception correspondants, qui attestent le respect des réglementations en matière d'environnement, de santé et de sécurité. La déclaration mentionnée ci-dessus est accompagnée de l'avis du bureau de douanes territorialement compétent concernant l'aptitude du projet au respect de la réglementation en vigueur en matière de droit d'accises. À la fin de l'exécution de l'intervention, un certificat d'essai final est transmis à l'administration communale et au bureau de douanes territorialement compétent, ainsi que la déclaration de la présentation éventuelle du changement cadastrale.

Si la construction des installations et des infrastructures implique des modifications substantielles du plan d'aménagement du système portuaire, l'autorisation unique visée aux articles 9 et 10, sous réserve de l'obtention de l'avis du Conseil supérieur des travaux publics, constitue également une approbation de la modification du plan d'aménagement du système portuaire.

Le décret (Titre V) indique en outre certaines **mesures pour promouvoir la diffusion des combustibles alternatifs**.

Il prévoit pour le transport routier, à l'exception d'impossibilités techniques documentées, les obligations suivantes relatives aux différents cas d'installations:

TYPOLOGIE DU CAS	OBLIGATION	
construction de nouvelles installations et restructuration totale des installations de distribution de combustible existantes	acquérir des infrastructures de recharge électrique à haute puissance et au moins rapides, ainsi que de ravitaillement de GNC ou GNL	

	également en mode libre-service exclusif	
installations routières de distribution de combustibles existantes au 31 décembre 2015, ayant fourni en 2015 une quantité d'essence et de gazole supérieure à 10 millions de litres et situées dans les provinces visées à l'annexe IV (dépassement des valeurs de PM <sub>10</sub> )	soumettre un projet avant le 31 décembre 2018, afin de se doter d'infrastructures de recharge électrique ainsi que de distribution de GNC ou de GNL, à réaliser dans les 24 mois suivant la date de présentation du projet	les concessionnaires autoroutiers présenteront au concédant, au plus tard le 31 décembre 2018, un plan de diffusion des services de recharge électrique, de GNC et de GNL, garantissant un nombre adéquat de points de recharge et de ravitaillement sur le réseau autoroutier et préservant le principe de neutralité technologique des installations
installations routières de distribution de combustibles existantes au 31 décembre 2017, ayant fourni en 2017 une quantité d'essence et de gazole supérieure à 5 millions de litres et situées dans les provinces visées à l'annexe IV (dépassant les valeurs de PM <sub>10</sub> )	présenter un projet avant le 31 décembre 2020, afin de se doter d'infrastructures de recharge électrique ainsi que de distribution de GNC ou de GNL, à réaliser dans les 24 mois suivant la date de présentation du projet	

Tableau 14 – Synthèse des prévisions visées à l'art. 18 du Décret Législatif No 257/2016

En cas de remplacement de la flotte de voitures, d'autobus et de véhicules de service public, les entités publiques et les filiales situées dans les provinces énumérées à l'annexe IV (sujettes au dépassement des valeurs de PM<sub>10</sub>) sont également tenues d'acquérir au moins 25% des véhicules propulsés au GNL / GNC / électriques / hybrides.

Simultanément, le décret prévoit que les entités territoriales autorisent, avec leurs propres mesures, la circulation de véhicules fonctionnant avec des carburants de substitution dans les zones de circulation restreinte.

## 4.2 Le Cadre d'action national en France

En application de la directive 2014/94/UE la France a préparé son Cadre d'action national pour le développement du marché des carburants de substitution dans le secteur des transports et la réalisation de l'infrastructure correspondante dénommé «**Cadre d'action national pour le développement des carburants alternatifs dans le secteur des transports et le déploiement des infrastructures correspondantes**» (CANCA).

Il s'articule dans les macro sections suivantes:

- «Situation actuelle des carburants alternatifs dans le secteur des transports»;
- «Mesures prises pour développer les infrastructures de recharge pour carburants alternatifs et objectifs»;
- des annexes techniques sur la méthodologie pour le dimensionnement des réseaux de recharge électrique et de ravitaillement en gaz naturel pour le transport et pour d'autres usages et sur l'estimation de la demande annuelle future de GNL marin et fluvial.

Chaque section aborde la question correspondante en la déclinant pour les différents combustibles alternatifs (alimentation électrique, gaz naturel pour les transports, GNL pour le transport maritime et fluvial, hydrogène et biocarburants).

Pour ce qui est du **GNL pour le transport maritime et fluvial**, le CANCA souligne que le développement de ce combustible représente une priorité pour la France à partir de 2011 en tant que solution technologique principale pour faire face aux exigences environnementales actuelles et futures.

Les premiers utilisateurs potentiels de GNL à usage maritime sont les navires de croisière en relation aux opérations d'alimentation électrique des navires à quai (cold ironing), qui permettraient aux navires de n'utiliser que des moteurs auxiliaires au GNL pendant les escales. Les navires porte-conteneur et les transbordeurs, présentent un fort potentiel pour le marché du GNL.

Dans le secteur fluvial, tout en étant établi son intérêt du point de vue environnemental, le GNL ne constitue pas de priorité puisque cette modalité de transport utilise déjà un carburant à faible teneur en soufre et le taux de renouvellement de la flotte est moins fort.

Afin d'assurer un dimensionnement fiable des points de ravitaillement en GNL sur le réseau central RTE-T pour les ports maritimes d'ici 2025 et pour les ports intérieurs d'ici 2030, conformément à la directive 2014/94/UE, il était nécessaire une étude prévisionnelle d'évaluation de la demande en GNL qui a été réalisée par l'Association française du gaz avec différents acteurs du secteur (autorités portuaires, armateurs, opérateurs des terminaux de regazéification, fournisseurs de gaz).

L'étude a considéré les cinq paramètres principaux suivants:

1. le trafic actuel et prévisionnel par port;
2. le soutage actuel dans chaque port;
3. les consommations actuelles annuelles de fioul par type de navire et les quantités soutées par opération d'avitaillement;
4. les pratiques d'exploitation des armateurs (contrats avec les fournisseurs d'énergie, remplissage des soutes en un ou plusieurs points de soutage, etc.);
5. le taux de conversion des navires au GNL corrélé aux pratiques de renouvellement des flottes des armateurs.

D'autres facteurs considérés déterminants dans l'évolution du marché du GNL sont:

- la présence de terminaux de regazéification et leur emplacement géographique (voir le tableau 15);

Façade maritime	Port	Méthanier	Capacité de regazéification (Gm <sup>3</sup> /an)	Capacité de stockage (m <sup>3</sup> )	Opérateur
Atlantique	Nantes-Saint Nazaire	Montoir-de-Bretagne	10	360 000	Elengy
Méditerranéenne	Marseille	Fos-Tonkin	3	80 000	Elengy
		Fos-Cavaou	8,25	330 000	Elengy
Manche – Mer du Nord	Dunkerque	Dunkerque	13	570 000	Dunkerque LNG

Tableau 15 – Terminaux de regazéification sur le territoire français en 2017

- densité du transport maritime ; transport maritime à courte distance (Short Sea Shipping - SSS) ;
- inscription d'un port au réseau central RTE-T ;
- la mise en œuvre de mesures incitatives d'initiative privée ou publique et l'accès aux financements européens.

L'étude de la demande future de GNL a élaboré deux scénarios: l'un plutôt «progressif» ou socle, l'autre plus «optimiste» qui prévoient un déploiement progressif du GNL sur les trois façades maritimes (à 2025) ainsi que sur les cinq couloirs fluviaux (à 2030).

En ce qui concerne l'estimation nationale de la **demande de GNL pour le transport maritime**, à la fin 2025 elle varie entre 150 kt environ pour le scénario progressif et 500 kt environ pour celui optimiste, selon la répartition indiquée dans le tableau suivant:

Façade maritime	Scénario progressif (kt)	Scénario optimiste (kt)
Atlantique	60	220
Méditerranéenne	30	50
Manche – Mer du Nord	60	220
<b>Total GNL marin</b>	<b>150</b>	<b>490</b>

Tableau 16 – Scénarios sur la demande de GNL pour le transport maritime à l'horizon 2025



La France entend améliorer l'offre actuelle de ravitaillement, visant la croissance du réseau en au moins un port pour chaque façade maritime d'ici 2025:

- façade Manche-Mer du Nord: elle présente un fort potentiel en raison de sa position géographique, son appartenance à la zone SECA et la présence du terminal de regazéification de Dunkerque. Un service d'avitaillement est actif depuis 2016 dans le port du Havre et d'ici 2025 il pourra être assuré, au moyen de camion-citernes également dans les autres grands ports maritimes de la zone de Rouen et Dunkerque;
- façade Méditerranéenne: les objectifs de développement à 2025 de l'offre de GNL aussi bien maritime que fluviale sont concentrés surtout dans cette zone, grâce à la présence de deux terminaux de regazéification (Fos Tonkin et Fos Cavaou), à la densité du transport du type SSS et à l'opportunité de capter le marché, en pleine croissance, de l'avitaillement des navires de croisière. La présence conjointe des facteurs mentionnés ci-dessus favorisera l'augmentation de la capacité de ravitaillement du port de Marseille;
- Façade Atlantique: elle offre déjà un service d'avitaillement au moyen de camions-citernes à partir du terminal de regazéification de Montoir, dont l'augmentation de la capacité de charge est prévue pour renforcer la distribution de GNL même à usages divers, tels que des stations de ravitaillement pour les engins lourds et l'industrie.

L'étude souligne que la solution d'avitaillement au moyen de camions-citernes est la plus simple et rapide à mettre en œuvre, mais qu'elle pourrait s'avérer limitée pour les besoins du marché potentiellement amorcés par les navires de croisière ou les porte-conteneurs qui demandent d'importants volumes de GNL. On estime qu'à partir de 700 m<sup>3</sup> il est nécessaire d'adopter un mode d'approvisionnement par navire ou par canalisation depuis une station terrestre. Compte tenu des projections de demande, la mise en œuvre d'une solution d'avitaillement de capacité supérieure au camion-citerne pourrait s'avérer nécessaire à court terme dans les ports du Havre et de Marseille.

En ce qui concerne la **demande de GNL pour le transport fluvial**, à la fin 2030 l'estimation nationale varie entre 20 kt environ pour le scénario progressif et 50 kt environ pour celui optimiste (dans les deux scénarios plus du 70% est attribué au bassin du Rhin qui présente des embarcations de plus grande taille), selon la répartition indiquée dans le tableau suivant:

Bassin	Scénario progressif	Scénario optimiste
Nord-Pas-de-Calais	1	2
Nord-Est	2	2
Rhin	12	35
Seine	3	5
Rhône	1	2
<b>Total GNL fluvial</b>	<b>20</b>	<b>50</b>

Tableau 17 – Scénarios sur la demande de GNL pour le transport fluvial à l’horizon 2030

Les incertitudes plus fortes concernant la demande future en GNL fluvial, précédemment exprimées, n’ont pas permis d’établir précisément les futures localisations d’infrastructures et/ou de services d’avitaillement en GNL qui seraient nécessaires à l’horizon 2030 pour répondre à la demande estimée.

Le CANCA propose en outre certaines considérations sur l’utilisation du **gaz naturel pour le transport routier**, appelé gaz naturel véhicule (GNV), sur le territoire national, tant dans sa forme comprimée (GNC) que **dans sa forme liquéfiée** (GNL).

En France, le réseau de ravitaillement en GNV était constitué à la fin 2015 de 43 stations au total, 42 stations GNC (dont 12 accessibles également aux poids lourds) et **1 station GNL** (accessible également aux poids lourds).

La directive 2014/94/UE vise le développement du réseau de distribution de GNV à la fois près des zones urbaines et d’autres zones densément peuplées à 2020 (pour le GNC), et le long du RTE-T à 2025 (pour le GNC et le GNL).

En vue de l’estimation d’un nombre adéquat de points de ravitaillement (scénario « socle » unique) pour répondre aux exigences de la directive, une étude spécifique a été réalisée ; elle s’est d’abord focalisée sur les axes et sur les nœuds majeurs du réseau routier français, là où la demande en GNV est estimée la plus importante (réseau RTE-T et les 9 plus grandes aires urbaines françaises (Paris, Lyon, Marseille, Aix en Provence, Toulouse, Lille, Bordeaux, Nice, Nantes et Strasbourg).

L’approche de l’étude, appelée « descendante », est indépendante de la demande future de combustible et se base uniquement sur des critères d’accessibilité physique aux stations et de distance kilométrique entre deux stations, en s’appuyant sur les principes suivants :

- le long de l’infrastructure du réseau RTE-T, l’inter-distance entre deux stations est considérée comme la moitié de l’autonomie moyenne actuelle des véhicules en fonction du type d’alimentation ;
- dans les aires urbaines, l’inter-distance entre deux stations se traduit par un temps maximum d’accès à une station de ravitaillement, en fonction des types d’approvisionnement.

En particulier, les critères d’accessibilité considérés sont indiqués dans le tableau 14 :

	<b>Aires urbaines</b>	<b>Le long du RTE-T central</b>
<b>GNC</b>	- Inter distance de 30 km entre deux stations (30 minutes au maximum de durée de déplacement en véhicule)	- densité des stations des grandes agglomérations du réseau - Inter distance de 200 km entre deux stations - Stations placées dans des aires urbaines de plus de 100 000 habitants et à moins de 10 km du RTE-T central

		- Par ailleurs, les ports du réseau central RTE-T sont aussi équipés d'une station GNC pour véhicules routiers.
<b>GNL</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Inter distance de 400 km entre deux stations</li> <li>- Stations placées dans des aires urbaines à moins de 10 km du RTE-T central</li> <li>- Par ailleurs, les ports du réseau central RTE-T sont aussi équipés d'une station GNL pour véhicules routiers.</li> </ul>

Tableau 18 – Critères d'accessibilité pour l'estimation du nombre de points de ravitaillement en GNC et en GNL – scénario socle

Sur la base de ces critères l'étude a fourni les résultats du scénario socle:

- 79 points de ravitaillement en GNC au 31 décembre 2020 en prenant en compte les stations existantes ;
- 116 points de ravitaillement en GNC au 31 décembre 2025, dont environ 70 le long des axes ou dans les aires urbaines du RTE-T ;
- **25 points de ravitaillement en GNL** au 31 décembre 2025 le long du RTE-T.

Il est souligné que l'approche descendante permet de fournir un premier dimensionnement des points de ravitaillement en GNC et GNL, destiné au développement initial de ces carburants, en minimisant le risque de sous-utilisation des stations ; il faudra ensuite affiner les résultats pour prendre en compte les spécificités locales du territoire et le dialogue avec les acteurs impliqués, en premier lieu les communautés locales.

En outre, une fois que la demande soit suffisamment forte pour saturer ce réseau initial ou justifier la présence de nouvelles stations au-delà des agglomérations urbaines et des axes de transport initialement envisagés, le réseau pourra être intensifié sur la base d'analyses socio-économiques complémentaires.

Finalement, le CANCA présent une section dans l'annexe 6.6 dédiée aux « Mesures prises pour développer les infrastructures de recharge ou ravitaillement pour carburants alternatifs » qui présente les mesures déjà prises et à lancer, regroupées dans les catégories suivantes:

1. Cadre législatif et mesures réglementaires – cela comprend les mesures de nature législative relatives aux moyens de transport sur les axes routiers, aériens et maritimes, avec une attention particulière au secteur de la mobilité électrique. En ce qui concerne le GNL, on souligne la mesure «Évolution de la réglementation nationale et portuaire pour une utilisation sûre et économiquement durable du GNL en tant que combustible marin», qui vise à adapter le cadre réglementaire pour la sécurité de la naissante filière du GNL. Actuellement en effet, les opérations de soutage de GNL dans les ports français répondent aux réglementations nationales (RPM) et locales (RLDM) pour le transport et la manutention de marchandises dangereuses et une étude spécifique du risque pour chaque port devient nécessaire.
2. Information, accompagnement et connaissances – cela concerne des mesures d'information et d'accompagnement (directives) pour les autorités locales et d'autres

parties prenantes. En ce qui concerne le GNL, on souligne la mesure «Schéma national d'orientation pour le déploiement du GNL comme carburant marin» approuvé en 2016, qui présente, parmi ses multiples objectifs, la définition d'un cadre réglementaire et des financements publics nécessaires au déploiement du GNL comme carburant marin. Il figure également la mesure «Actions pour la formation d'opérateurs du secteur du GNL marin» concernant les opérations de stockage et manutention à la fois terrestres et portuaires.

3. Mesures incitatives – cette catégorie rassemble les mesures incitatives portant à la fois sur le déploiement des infrastructures et sur l'encouragement à l'achat et à l'utilisation de véhicules utilisant des carburants alternatifs. En ce qui concerne le GNL on souligne la mesure «Aide au financement pour la conversion et la construction de navires propulsés au GNL » qui met en place le programme « Investissements pour le futur» pour financer des projets de recherche dans le secteur des constructions navales et soutenir les armateurs dans l'adaptation des navires aux nouvelles limites d'émission de soufre et d'azote.
4. Projets – cela rassemble les projets élaborés au niveau national sur la thématique «carburants alternatifs», qu'ils soient axés infrastructure ou moyens de transport routiers et maritimes. En ce qui concerne le GNL on souligne la mesure «Création de ports énergétiques exemplaires en termes d'efficacité, fourniture et distribution d'énergie alternative» qui soutient la conception et le développement d'une chaîne logistique innovante pour la fourniture, le stockage et la distribution de GNL dans les ports.
5. Recherche, développement et innovation – cette catégorie comprend quelques projets de recherche et de développement menés sur le territoire français, comme la réutilisation des batteries des véhicules électriques et le développement d'infrastructures pour les véhicules propulsés à l'hydrogène.
6. Projets coordonnés transfrontières – la catégorie réunit les projets, les mesures et les initiatives européennes dans lesquels la France participe avec d'autres États membres pour le développement d'une mobilité transfrontalière basée sur l'utilisation de combustibles alternatifs. Concernant le GNL on souligne le projet européen «GAINN4MOS» qui mène des actions pilote innovantes visant à soutenir l'utilisation du GNL marin pour les navires dans les zones atlantiques et méditerranéennes et réunit 6 États membres (Espagne, France, Croatie, Italie, Portugal et Slovénie).

### 4.3 Quelques considérations sur l'application de la directive DAFI dans la zone de coopération

Les analyses effectuées aux chapitres 4.1 et 4.2 soulignent la stratégie pour le développement du marché des combustibles alternatifs dans le secteur des transports et la réalisation de l'infrastructure correspondante dans la zone de coopération.

L'application de la directive 2014/94/UE en Italie et en France présente quelques **éléments non homogènes** dans l'approche utilisée pour l'estimation du développement du réseau de distribution du GNL.

À propos du GNL pour le transport maritime, le décret législatif No 257/2016 fournit des prévisions à court terme (2020) et à moyen et long terme (entre 2020 et 2030) basées sur l'estimation d'une demande potentielle en tenant compte des facteurs tels que le type de trafic, l'âge du navire et la zone de trafic; le CANCA en revanche élabore deux types de scénarios, un «socle» et un autre «optimiste» tous les deux à l'horizon 2025, en tenant compte de certaines incertitudes, telles que l'effective captation du nouveau segment de marché des navires de croisière et la mise en œuvre de mesures incitatives d'initiative privée ou publique et l'accès aux financements européens.

Du point de vue du GNL pour le transport interne, seulement la France fournit deux scénarios (socle et optimiste tous les deux à l'horizon 2030) pour le développement du réseau relatif au transport fluvial qui, avec 5 couloirs fluviaux principaux, parmi lesquels celui du Rhin, représente une modalité importante de transport sur le territoire français; cependant, il est souligné que le GNL comme combustible alternatif n'est pas une priorité puisque cette modalité de transport utilise déjà un carburant à faible teneur en soufre et présente un faible taux de renouvellement de sa flotte.

Quant au GNL pour le transport routier, en Italie l'utilisation d'un modèle a permis la quantification des déplacements effectués par des moyens de transport propulsés au GNL, tandis qu'en France on a adopté une approche non basée sur la demande future de carburant, mais fondé uniquement sur des critères d'accessibilité physique aux stations et de distance kilométrique entre deux stations; il est souligné en outre que la réglementation française considère toujours un scénario (scénario socle) de développement conjoint du GNC et du GNL.

Il est également possible d'identifier certains **éléments de convergence** dans l'application de la directive DAFI par l'Italie et la France.

Dans les deux textes réglementaires analysés, on rencontre une attention spécifique au sujet de la sécurité du stockage et de la distribution du GNL, à la fois en ce qui concerne la définition d'un cadre réglementaire relatif aux risques liés à l'utilisation de ce carburant, et en ce qui

concerne la formation du personnel impliqué dans l'exploitation et la maintenance du GNL, en plus des personnes qui l'utilisent comme combustible.

En ce qui concerne la question des procédures d'autorisation, l'Italie et la France soulignent toutes deux sa centralité, en proposant des mesures visant à les simplifier pour une promotion efficace de l'infrastructure de GNL. Le CANCA, à différence du Décret législatif No 257/2016 ne traite pas directement le sujet dans le corps du décret, mais il présente quelques références réglementaires aux mesures présentées sous forme de résumé à l'annexe 6.6 («Schéma national d'orientation pour la distribution du GNL comme carburant marin»).

Enfin, les deux États membres sont conscients de la nécessité absolue de mettre en œuvre des mesures et instruments d'incitation pour le développement d'un réseau d'infrastructures pour la distribution de GNL (tant maritime que routier) et pour favoriser la politique d'adaptation des navires aux nouvelles limites d'émission de soufre et d'azote.

# Lot 1 : Projet GNL SIGNAL Rapport T 1.1.1

## Etat de l'art sur la consommation de différents combustibles marins et l'utilisation du GNL comme source d'énergie durable en France

**Rapport pour:** Etudes techniques et réglementaires encadrant la mise en place d'un secteur GNL dans les zones portuaires et maritimes - Projet de conseil

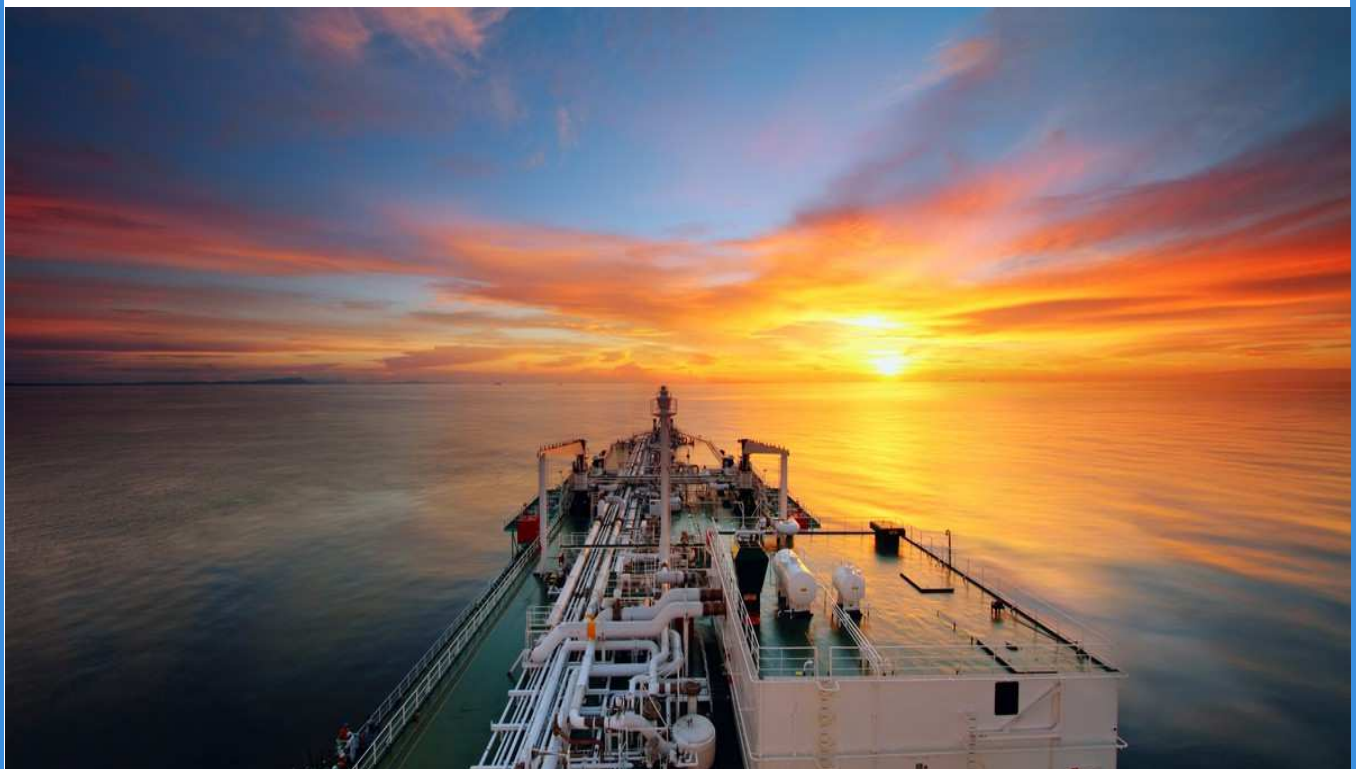
**Nom du client:** CCI VAR France

**Rapport n °:** 1906-0031-1

**Numéro de projet.:** 1906-0031

**Révision.:** 1

01 June 2019



---

# Résumé

Projet GNL SIGNAL Rapport T 1.1.1 Etat de l'art sur la consommation de différents combustibles marins et l'utilisation du GNL comme source d'énergie durable en France

Classification de sécurité de ce rapport : Commercial en toute confiance

---

**Rapport n °.**

1906-0031-1

**Numéro de révision**

1

**Report date:**

01 June 2019

---

**Rédigé par :**

Anna Apostolopoulou, EU  
Projects Leader

Thanos Koliopoulos, Global Special  
Projects, Manager

**Revu par:**

Thanos Koliopoulos, Global Special  
Projects Manager

**Approuvé par:**

Tariq Berdai, Responsable  
commercial France

---

**Dénomination Société :** Lloyd's Register EMEA

**Numéro de registre:** 6193893

**Département :** Marine & Offshore

**Adresse siège :** 71 Fenchurch Str, London, EC3M 4BS

**Adresse Postal :**  
Lloyd's Register EMEA  
10 Place de la Joliette  
13002, Marseille

**Contact :**  
Tariq Berdai  
T: +33607416140  
E: Tariq.Berdai@lr.org

**Nom et adresse du client :**

CCI VAR France

---

**Contact client :**

Marine Maintenay

T: +33494228978

E: marine.maintenay@var.cci.fr

## Contrôle de document

### Historique des révisions



No. Des Révision	Date	Révision
1.0	21.06.19	Publié pour commentaires client

# Liste des abréviations

Abbreviation
EGCS - Exhaust Gas Cleaning System/ <i>système d'épuration des gaz d'échappement</i>
ESD – Emergency Shut-Down/ <i>arrêt d'urgence</i>
HAZID – Hazard Identification/ <i>identification du risque</i>
IGC Code – International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (Gas Carrier Code)/ <i>Code international pour la construction et l'équipement des navires transportant des gaz liquéfiés en vrac (Code transporteur de gaz</i>
IGF Code – International Code of Safety for Ships using Gases or other Low-Flashpoint Fuels. (Entry into force 1 January 2017)/ <i>Code international de sécurité pour les navires utilisant des gaz ou d'autres carburants à faible point d'éclair. (Entrée en vigueur le 1er janvier 2017)</i>
ISM – International Safety Management Code/ <i>Code international de gestion de la sécurité</i>
LFL - Lower Flammability Limit / <i>limite inférieure d'explosivité</i>
LNG – Liquefied Natural Gas/ <i>Gaz Natuel Liquefié</i>
MTPA - Million Tonnes Per Annum/ <i>Code international de gestion de la sécurité</i>
PERC - Power Emergency Release Coupler/ <i>accouplement de déverrouillage d'urgence</i>
PIC – Person in Charge / <i>Personne Responsable</i>
QRA – Quantitative Risk Assesment/ <i>Evaluation quantitative des risques</i>
RPT - Rapid Phase Transition/ <i>Transition de Phase Rapide</i>
SIMOPS – Simultaneous Operations/ <i>Opérations simultanées</i>
SMS - Safety Management System/ <i>Système de gestion de la sécurité</i>
STS – Ship To Ship / <i>Navire à Navire</i>
TTS – Truck To Ship / <i>Camion à Navire</i>
VCE- Vapour Cloud Explosion/ <i>explosion de nuage de vapeur</i>

## Résumé

Le présent rapport représente le produit livrable du Lot 1 sur l'état de l'art en matière de consommation de différents combustibles marins et d'utilisation du GNL comme source d'énergie durable en France.

Afin d'étudier la mise en œuvre du GNL en tant que carburant dans la région française et dans la chaîne logistique concernée, cette étude adresse les points suivants :

- Répond aux principes de base de la chaîne d'approvisionnement en GNL
- Donne un aperçu du marché actuel du GNL comme carburant
- Décrit les caractéristiques du GNL dans le transport maritime
- Décrit les exigences requises pour l'utilisation du GNL comme carburant par les navires
- Aborde les questions de sécurité maritime liées au GNL
- Met en évidence les bonnes pratiques dans les opérations de ravitaillement en de GNL.
- Donne un aperçu des autres options de carburant

Aperçu des statistiques et tendances mondiales concernant les carburants GNL, telles que présentées dans le lot 3, ainsi que les prévisions mondiales de flotte de navire à propulsion GNL

---

# Contents

<b>1. Introduction</b> .....	<b>8</b>
<b>2. Principes de base : gaz naturel (GN) et gaz naturel liquéfié (GNL)</b> .....	<b>8</b>
2.1 Chain d'activité amont , médian et aval du Gas naturel (NG) et Gas Naturel Liquéfié (GNL) .....	8
2.1.1 Histoire de l'extraction gazière .....	9
2.1.2 Transport .....	10
2.1.3 Installations de réception et de regazéification .....	11
2.1.4 Déchargement .....	11
<b>3. Marché des carburants GNL</b> .....	<b>12</b>
3.1 Le GNL comme combustible marin .....	12
3.2 Perspectives de la demande de carburant.....	13
<b>4. Le GNL marin</b> .....	<b>15</b>
4.1 Caractéristiques des navires utilisant le GNL comme combustible marin .....	15
4.1.1 Considérations.....	15
4.1.2 Espaces et agencement des navires à propulsion GNL .....	16
4.1.3 Cadre réglementaire sur le GNL comme carburant marin .....	19
<b>5. Propriétés chimiques et dangers du GNL</b> .....	<b>20</b>
5.1 Propriétés, caractéristiques techniques et physiques du GN et du GNL .....	20
5.2 Gaz naturel et des risques de gaz naturel liquéfié .....	22
5.2.1 Risques d'incendie et d'explosion .....	22
5.2.2 Feux en jet .....	22
5.2.3 Feux instantané .....	22
5.2.4 Feu de nappe .....	23
5.2.5 Nuage de vapeur explosif.....	23
5.2.6 Brulure Cryogénique .....	23
5.2.7 Transition de phase rapide.....	23
<b>6. Bonnes pratiques pour le GNL : sécurité et exploitation</b> .....	<b>24</b>
6.1 Exigences de sécurité.....	24
6.1.1 Objectifs de sécurité - Opérations d'avitaillement GNL.....	24
6.1.2 Portée de l'évaluation des risques.....	24
6.1.3 Zones de sécurité.....	25
6.2 Besoins opérationnels de soutage .....	25
6.2.1 Général .....	25
6.2.2 Méthodes d'opération de soutage de GNL .....	26
6.2.3 Principaux domaines d'intervention des opérations de soutage.....	26
6.2.4 Utilisation des check-lists .....	27
<b>7. GNL et autres carburants marin</b> .....	<b>28</b>
7.1 Options de carburant marin .....	28
7.1.1 GNL .....	28

7.1.2 Fuel lourd (HFO) .....	28
7.1.3 Combustibles conformes.....	28
7.1.4 GPL.....	28
7.2 Comparaison du GNL avec les carburants conventionnels.....	29
7.3 Carburant GNL et zéro carbone - L'avenir .....	30
<b>8. Conclusions .....</b>	<b>32</b>
8.1 Vers l'ère du GNL comme carburant marin.....	32
8.2 Senario de transition du combustible à l'horizon 2050 .....	33
<b>References.....</b>	<b>33</b>

## **Appendix A Perspectives de la demande du marché**

# Chapitre 1

## 1. Introduction

Le gaz naturel liquéfié (GNL) est aujourd'hui une solution technologique mature permettant de faire face aux exigences environnementales actuelles et future en proposant un carburant alternatif pour les navires de commerce. Un nombre croissant de navires existant ou en commande l'ont adopté. Les prévisions de marché sont en augmentation pour tous les types de navires. La demande de GNL en tant que combustible marin est prévu d'augmenter à l'échelle mondiale. Il est par la même prévu que la disponibilité du GNL comme carburant marin augmente dans les ports français. La Figure 1 donne un aperçu des principales caractéristiques et avantages du GNL pour le transport maritime.

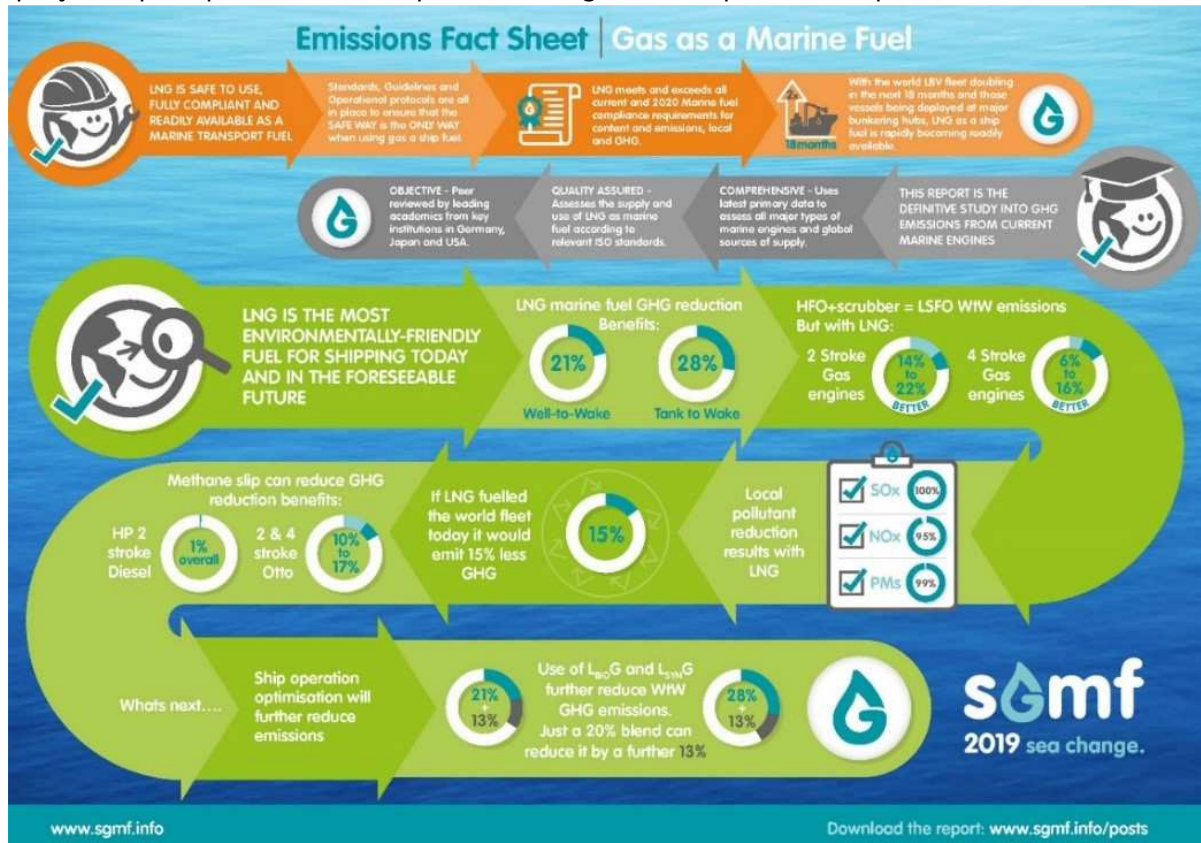


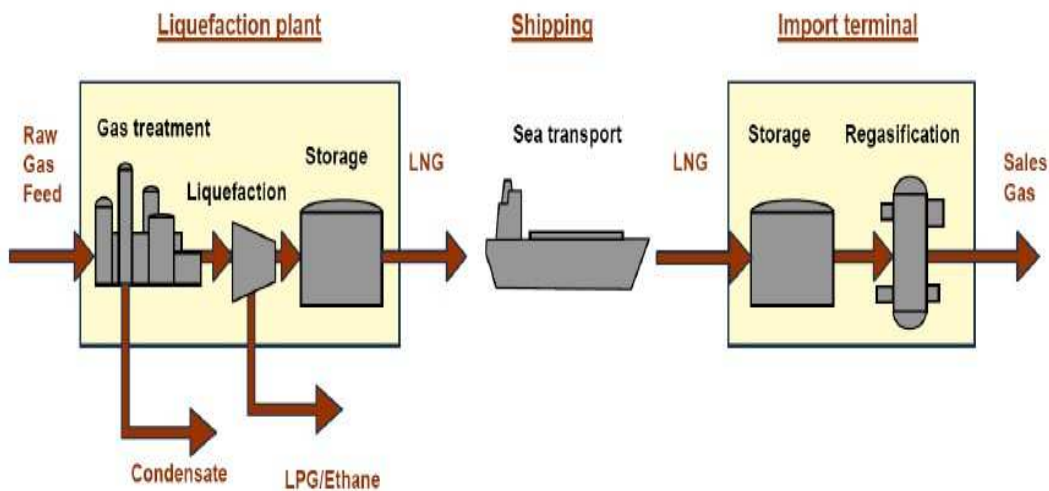
Figure 1 - Fiche de renseignements SGMF sur les gaz en tant que carburant marin

# Chapitre 2

## 2. Principes de base : gaz naturel (GN) et gaz naturel liquéfié (GNL)

### 2.1 Chain d'activité amont, médian et aval du Gas naturel (NG) et Gas Naturel Liquéfié (GNL)

Depuis 1964, la production, l'exportation, l'importation et la distribution de GNL ont suivi une chaîne d'approvisionnement comme illustrée ci-dessous (la Figure 2.)



**Figure 2 – Chain d’approvisionnement GNL**

### 2.1.1 Histoire de l’extraction gazière

L’extraction du gaz naturel de la surface de la terre est la première étape de la chaîne d’approvisionnement.

La majeure partie de l’offre mondiale de GNL est exportée de pays disposant de grandes réserves de gaz naturel (plus de 15 pays comptent au total plus de 25 usines de liquéfaction de gaz naturel). Il s’agit notamment du Qatar, de l’Algérie, l’Australie, l’Indonésie, la Malaisie, le Nigeria, Trinidad, Brunei, la Norvège, les Emirats Arabes Unis, l’Egypte, la Russie, etc.

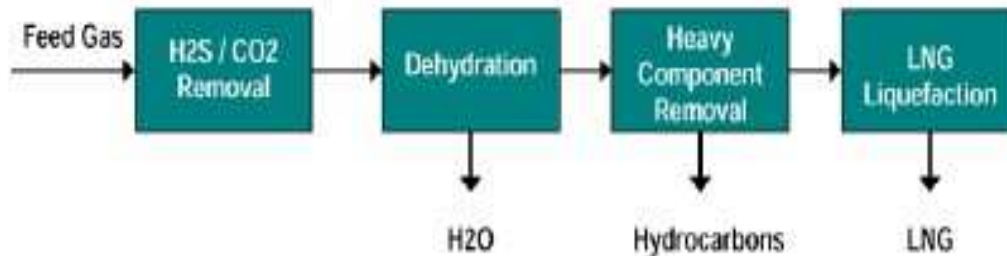
D’autres pays produisent du gaz naturel pour leur marché domestique, les États-Unis par exemple, mais ils ne disposent pas d’un approvisionnement suffisant pour exporter à grande échelle. Dans les cas où l’approvisionnement en gaz national est insuffisant pour satisfaire la demande intérieure, le gaz est importé sous forme de GNL.

Il est important de souligner que le gaz naturel extrait doit être purifié avant de pouvoir être utilisé. La consommation de gaz naturel par les consommateurs ne contient pratiquement que du méthane, bien que le gaz extrait soit associé à divers autres composés et gaz tel que l’éthane, le propane, le butane, les pentanes, le sulfure d’hydrogène [H<sub>2</sub>S], le dioxyde de carbone [CO<sub>2</sub>], ou encore l’hélium et l’azote ainsi que du condensat et de l’eau, qui doivent être retirées lors de la fabrication avant la liquéfaction

La deuxième étape de la chaîne de traitement consiste à nettoyer le gaz naturel à l’usine de liquéfaction. Une série de traitement permet la séparation et l’élimination des divers composés étrangers du gaz naturel avant la liquéfaction.

L’un des principaux objectifs de l’usine de liquéfaction est de fournir une composition et des caractéristiques de combustion uniformes grâce au refroidissement et à la condensation du gaz naturel, de sorte qu’il puisse être chargé sous forme de GNL sur des navire-citerne (navires ou camions) et livré à l’utilisateur final. Les caractéristiques de combustion et la cohérence du contenu sont essentielles pour obtenir un gaz de qualité dit « pipeline ». Le gaz naturel de qualité pipeline contient généralement entre 85% et 99% de méthane. Il contient également des hydrocarbures plus lourds et d’autres substances qui ne sont pas éliminées lors du traitement. La Figure 3 fournit un

résumé du processus de traitement utilisé pour éliminer de nombreux composés présents dans le gaz extrait, avant de commencer le processus de liquéfaction. Le dioxyde de carbone et l'eau sont extraits en amont de la liquéfaction car il provoquerait le gel des installations de liquéfaction. Les hydrocarbures plus lourds que le méthane sont parfois également séparés et vendus comme matières premières à l'industrie pétrochimique ou utilisés comme combustibles.



**Figure 3 - Processus de production avant la liquéfaction du GNL**

À la suite de l'épuration de la plupart des contaminants et des hydrocarbures lourds du gaz d'alimentation, le gaz naturel arrive dans l'installation qui va lui faire subir le processus de liquéfaction. Le gaz naturel converti sous sa forme liquéfiée n'est pratiquement que du méthane à ce stade. Pour obtenir une réduction de volume maximale, le gaz doit être liquéfié par l'application d'une technologie de réfrigération, qui permet de le refroidir à environ  $-162^{\circ}\text{C}$  ( $-256^{\circ}\text{F}$ ) ou il devient liquide.

Le GNL est alors un liquide non corrosif qui est limpide et incolore comme l'eau, mais pèse environ deux fois moins que le même volume d'eau. Un volume de GNL équivaut à environ 600 volumes de gaz naturel à température ambiante ( $15,6^{\circ}\text{C}$ ) et à la pression atmosphérique.

En janvier 2016, la capacité nominale globale de liquéfaction de GNL était de 301,5 MTPA (million de tonnes par an) et la capacité de liquéfaction en construction était de 142 MTPA. La majorité de ces unités de liquéfaction utilisent la technologie APCI AP-C3MR ou Cascade.

D'autres processus de liquéfaction existent tel que la technologie Shell (réfrigérant double mélange) ainsi que la technologie Linde mais la technologie APCI est le procédé le plus utilisé dans les unités de liquéfaction GNL : sur 100 unités de liquéfaction en cours ou en construction, 86 unités d'une capacité totale de 243 MMTPA ont été conçus sur la base du processus APCI

Le procédé Philips Cascade est le deuxième procédé le plus utilisé, avec 10 usines d'une capacité totale de 36,16 MMTPA. Le procédé Shell DMR a été utilisé dans trois usines pour une capacité de 13,9 MMTPA; et, enfin, le processus Linde / Statoil est utilisé dans une seule usine de liquéfaction à Snohvit pour une capacité de 4.2 MMTPA.

### 2.1.2 Transport

La prochaine étape de la chaîne de traitement du GNL consiste à acheminer le gaz naturel liquéfié au consommateur. Les principaux modes de transport se font par la route et par camion et dans quelques endroits par chemin de fer (Japon).

#### 2.1.2.1 Par voie maritime

Lorsque le GNL doit être transporté sur une grande distance, il est le plus souvent transporté par mer dans des méthaniers spécialisés. Les systèmes de sécurité sur les méthaniers et la formation des



équipes qui exploitent les navires ont évolué grâce à un processus d'amélioration continue et sont maintenant bien établis. Plus de 45 000 voyages ont été effectués sans incident entraînant une perte de fret. Aujourd'hui, le GNL est transporté sur des navires à double coque spécialement conçus pour contenir la cargaison à ou proche de la pression atmosphérique à une température cryogénique d'environ  $-162^{\circ}\text{C}$  ( $-259^{\circ}\text{F}$ ). Les méthaniers combinent la conception de navires conventionnels avec des matériaux spécialisés et des systèmes avancés de manutention de cargaisons cryogéniques.

Les citernes de confinement comportent des couches d'isolant qui isolent la cargaison de GNL de la coque en respectant une distance minimale entre les membranes cryogénique et la coque, conformément au recueil international des règles sur les transporteurs de gaz et ajoutent des couches de protection en cas d'échouement ou de collision. De plus, ce système d'isolation limite la quantité de GNL évaporée au cours des voyages. Sur de nombreux navires méthaniers, le gaz d'évaporation est utilisé comme carburant supplémentaire pendant le voyage.



**Figure 4 - Méthanier / Yokogawa Electric Corporation**

#### **2.1.2.2 Par camion-citerne**

Dans les régions du monde où une usine de liquéfaction se trouve à proximité d'installations de regazéification, le moyen de transport le plus rentable pour le GNL est le transport par camion-citerne. À l'aide de camion-citerne spécialisés à double paroi, le gaz naturel liquéfié peut être transporté rapidement et efficacement vers une installation de regazéification. Dans de nombreuses régions du monde, le camionnage est utilisé pour le transport de GNL depuis 1968. Le camionnage de GNL est maintenant une industrie mature, utilisant des camion-citerne de 6 à 20 tonnes qui répondent aux exigences de l'industrie.

Le GNL est régulièrement transporté par camion-citerne dans plusieurs pays, notamment aux États-Unis, au Japon, en Corée, au Royaume-Uni, en Norvège, en Allemagne, en Belgique, en Espagne, au Portugal, en Chine, au Brésil, en Turquie et en Australie.

#### **2.1.3 Installations de réception et de regazéification**

La quatrième étape de la chaîne de traitement du GNL implique les terminaux d'importation, qui sont des installations offshore ou côtière. Les méthaniers livrent le GNL à un terminal maritime où il est stocké avant de subir une regazéification, le transformant en sa forme gazeuse.

#### **2.1.4 Déchargement**

Les opérations de déchargement de GNL utilisent des bras articulés spécialement conçus pour transférer le fret en toute sécurité du navire au terminal. Ces bras articulés souvent appelé « bras

rigide » constituent la connexion entre le collecteur du navire (raccordement de tuyauterie) et le terminal.

Une fois le méthanier amarré et avant le début des opérations de déchargement GNL, les bras de chargement sont soumis à un refroidissement à -162 ° C (-259 ° F). Les bras de déchargement sont capables de supporter la dilatation et la contraction résultant des changements de température.

Un risque lors du déchargement est l'extension et la rupture des bras de déchargement due aux mouvements du navire. Ces bras sont donc équipés de systèmes de déconnexion d'urgence. Pour protéger à la fois le collecteur du navire et les bras de déchargement du terminal, un accouplement de déverrouillage d'urgence (PERC) est installé dans la plupart des installations à bras rigide.

Ce système permet de déconnecter rapidement le méthanier du terminal tout en limitant la quantité de GNL libérée. Il existe également des détecteurs de position permettant de vérifier que le navire ne se déplace pas (avec le risque de fracturer les bras). Ces détecteurs peuvent activer le système de déconnexion d'urgence. Le PERC est composé de deux vannes à boisseau sphérique et d'un accouplement de dégagement d'urgence. Si le navire se déplace à l'extérieur de la plage de fonctionnement normale pour les bras de chargement, un ESD (Emergency ShutDown périphérique ESD1) est activé automatiquement et le transfert de la cargaison est arrêté. Un mouvement supplémentaire du navire en dehors de la plage de fonctionnement active le système de largage d'urgence (ESD2). Les vannes à boisseau sphérique se ferment et l'accouplement de dégagement d'urgence s'active. Une vanne à boisseau sphérique reste accordée au navire tandis qu'une autre reste raccordé au bras de chargement. Le système PERC peut également être activé par un opérateur. Ce système est conçu pour emprisonner une quantité minimale de GNL entre les vannes afin de limiter la quantité de GNL libérée

---

## Chapitre 3

### 3. Marché des carburants GNL

#### 3.1 Le GNL comme combustible marin

L'utilisation du GNL comme carburant dans l'industrie maritime existe depuis des décennies sur les méthaniers. Le premier navire non méthanier, le transbordeur GLUTRA, alimenté au GNL, est entré en service en 2000 en Norvège. Aujourd'hui, le GNL comme combustible marin est de plus en plus présent avec l'expansion des sites de ravitaillement en GNL et le nombre croissant de navires fonctionnant au GNL, le nord de l'Europe et le secteur des croisières jouant un rôle de premier plan. En mars 2019, sur les 94 navires de croisière inscrits dans le carnet de commandes mondial, 18 en construction étaient alimentés au GNL. Le premier navire de croisière au monde entièrement alimenté au GNL, AIDAnova de Carnival est entré en service en décembre. Sept autres navires de croisière fonctionnant au GNL seront mis en service d'ici 2021 par Carnival.

Globalement, la flotte alimentée au GNL est passée de 118 navires fonctionnant au GNL en activité en 2017 à 146 navires fonctionnant au GNL (hors méthaniers) et à 132 navires prêts pour le GNL en exploitation ainsi qu'un carnet de commande de 171 autres navires alimentés au GNL et 92 prêts au GNL (LNG ready). La flotte de GNL est composée d'un large éventail de types de navires, des navires de croisière aux remorqueurs, tel que présenté à la Figure 5 et 6.

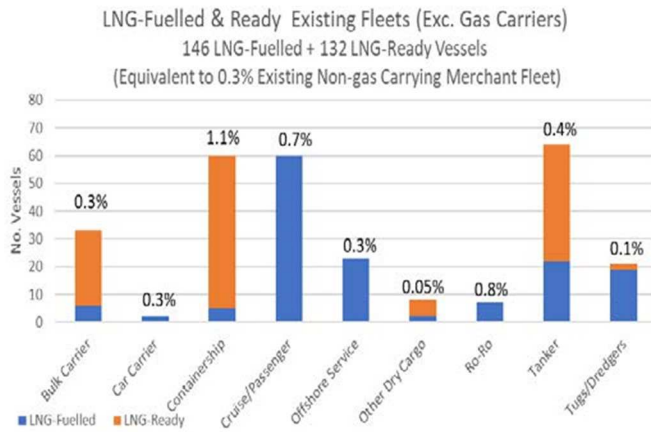


Figure 5 - Parc existant combustible GNL / LNG-ready

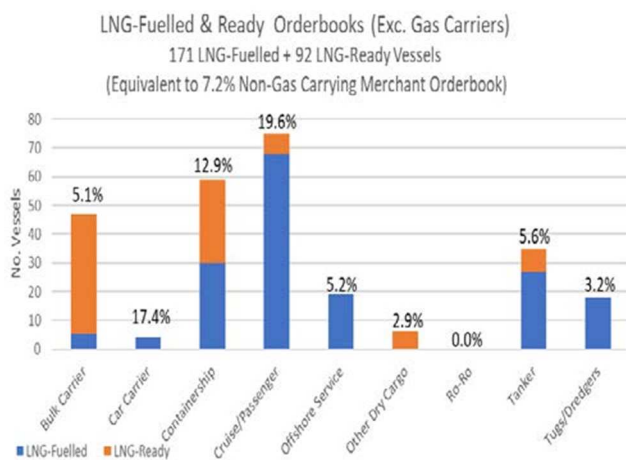







Figure 6- navire en commande utilisant du combustible GNL ou LNG ready <sup>2</sup>

### 3.2 Perspectives de la demande de carburant

La réduction de la teneur en soufre du fuel conventionnel entraînera inévitablement une modification de la formulation du combustible par rapport aux conditions actuelles. De nos jours, les armateurs ont essentiellement le choix entre : utiliser un fuel conforme pour se conformer à la réglementation, ou utiliser un fuel à haute teneur en soufre (HSFO) en association avec des systèmes d'épuration des gaz d'échappement (EGCS) pour obtenir une réduction équivalente des SOx, à condition que le système soit approuvé par l'État du pavillon du navire. Le tableau 1 présente ce que l'industrie du transport maritime est amené à faire d'ici 2020.

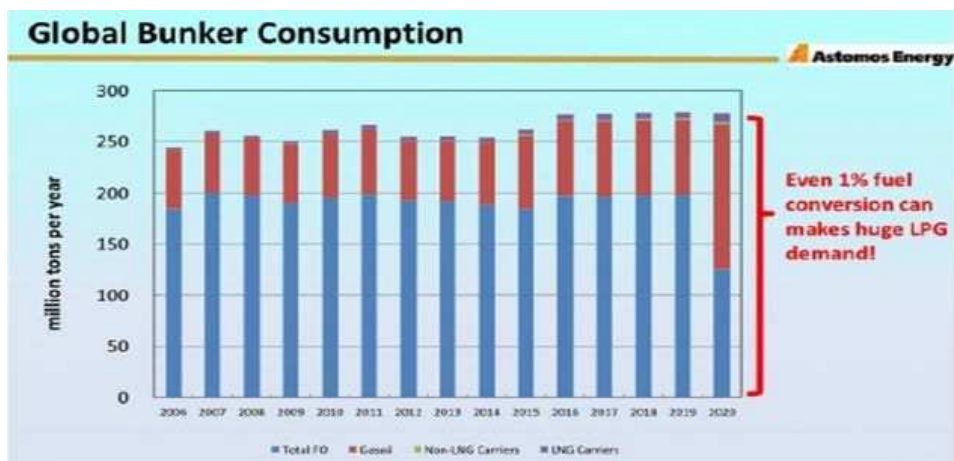
<b>Fuel conforme (carburant raffiné, VLSFO, ULSFO)</b>	58,000 navires internationaux	
<b>Fuel lourd (HSFO) + EGCS (systèmes de nettoyage des gaz d'échappement)</b>	400-600 avec installations EGCS	

<b>Carburant zéro soufre GNL</b>	146 en service et 171 en commande	
<b>Carburant zéro soufre Méthanol</b>	8 en service et 4 en commande	
<b>Carburant zéro soufre Batterie</b>	55 navires livrés et 71 en commande	

**Table 1 – Prévion pour la mise en conformité des navires par suite des amendements de la Marpol 2020**

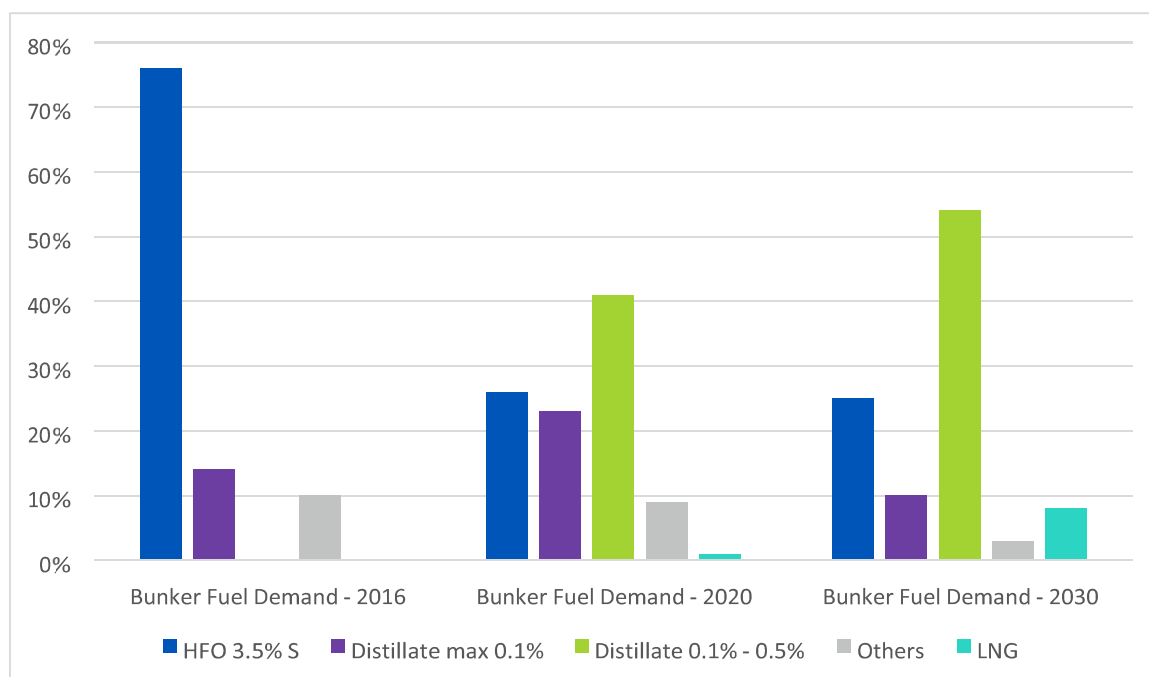
Selon IHS MARKET de février 2018 la comparaison entre aujourd’hui et 2020 se dirigera fortement vers des fuels de qualité diesel (de 26% à 53%), réduisant ainsi le besoin de composants résiduels. Le fuel à faible teneur en soufre (LSFO) - qui comprend 0,5% S résiduel et hybride - devrait entrer sur le marché avec une part de marché de 27% en 2020. En ce qui concerne le GNL, l'estimation de la demande mondiale de GNL, selon l'étude IHS, augmentera de 3% en 2020.

Selon les prévisions d’Atomos Energy, la consommation mondiale de soutes depuis 2006 pour les prédiction de 2020 indique que 6,5 MT sont actuellement utilisées pour le combustible de soutes ( Figure 7 )



**Figure 7 – Astomos Energy, Global Bunker Consumption (Source: Clarkson’s Research, March 2018)**

Une revue des prévisions récentes à l'horizon 2030 suggèrent que la demande mondiale de GNL sera de l'ordre de 8% d'ici 2030, comme indiqué sur la Figure 8. Selon Total en 2020 (mai 2018), la consommation à l’horizon 2025 est estimé à environ 10 millions de tonnes.



**Figure 8 – L'évolution de la demande en carburant**

En annexe, nous avons inclus les prévisions de diverses sources concernant la demande mondiale de soutes,

## Chapitre 4

### 4. Le GNL marin

#### 4.1 Caractéristiques des navires utilisant le GNL comme combustible marin

##### 4.1.1 Considérations

Avant de pouvoir être utilisé comme combustible, le GNL doit être évaporé et chauffé pour assurer un approvisionnement gazeux, la température et la pression de cet approvisionnement dépendant du consommateur. Le GNL pose un certain nombre de défis en comparaison aux carburants traditionnels, à la fois sous forme de liquide cryogénique et de gaz inflammable. Comme liquide, ils sont principalement associés aux dangers cryogéniques d'un liquide stocké à  $-163^{\circ}\text{C}$ . Les risques d'incendie et d'explosion présentés par tout gaz sont principalement dus aux facteurs suivants:

- Le point d'éclair est la température du liquide la plus basse à laquelle, dans certaines conditions normalisées, un liquide émet une quantité de vapeurs telle qu'il puisse former un mélange explosif / air. Pour le gaz naturel, cette température est d'environ  $-175^{\circ}\text{C}$ .
- La température d'auto-inflammation (TIA) est la température la plus basse (d'une surface chaude) à laquelle, dans des conditions d'essai spécifiées, se produit une inflammation d'un gaz ou d'une vapeur inflammable en mélange avec de l'air ou un air / gaz inerte. Pour le gaz naturel, il est compris entre  $580$  et  $600^{\circ}\text{C}$ .

Le défi principal est l'espace requis pour le stockage. Le GNL a une densité de carburant d'environ 30 à 40% inférieure aux fuels conventionnels; cela signifie un volume de carburant supérieur de 60% est requis pour le même stockage d'énergie. Actuellement, la plupart des systèmes de GNL utilisent des réservoirs de stockage sous pression de type C, les besoins d'espace pour le stockage de réservoirs indépendants cylindriques et la réduction de la densité énergétique signifient que le GNL peut nécessiter jusqu'à trois fois l'espace de stockage d'une quantité équivalente de fioul. Des conceptions avec des réservoirs de type B ont également été développées afin de réduire quelque peu cet encombrement, ainsi que des technologies développées par GTT.

Une liste exhaustive des points critiques pour l'utilisation du gaz naturel comme combustible comprend:

- Principes d'analyse de la sécurité et d'évaluation des risques, le cas échéant
- Disposition des zones dangereuses
- Moteurs GNL
- Stockage de gaz et circuits de soutage
- Circuits et tuyauteries gaz
- Accès, sas et pressurisation
- Systèmes de ventilation
- Systèmes de contrôle
- Équipement électrique
- Systèmes de détection de gaz
- Dispositifs de test de fonctionnement

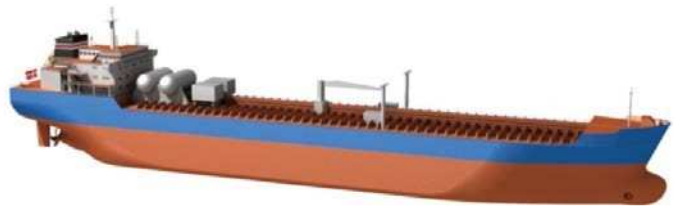
#### **4.1.2 Espaces et agencement des navires à propulsion GNL**

Pour l'agencement principale des espaces sur les navires à propulsion GNL, les éléments suivants peuvent être mis en évidence et référencés, en utilisant des exemples avec des réservoirs de type C et une ou plusieurs stations de soutage:

- Post(s) d'avitaillement(s) à bord : Les postes d'avitaillement GNL à bord sont considérés comme zone de danger categorie 1. L'opérateur en charge de l'avitaillement peut commander et contrôler le fonctionnement de l'opération depuis une salle de contrôle, où un écran de contrôle est placé, ainsi que le bouton d'arrêt d'urgence. Le post de contrôle de l'avitaillement est considérée comme une zone non dangereuse. La station de soutage et le post de contrôle sont séparées par un sas à air. Le PC d'avitaillement est accessible depuis le pont des véhicules. L'accès y est restreint au moyen d'une clé.
- Emplacement des capacités de stockage de gaz : Le choix de positionnement des capacités tient compte des risques de collision et d'échouage ainsi que des risques directs liés aux dommages des réservoirs de stockage. Il peut s'agir de risque de dommages cryogéniques à la structure environnante et au personnel, ainsi que des risques d'incendie et d'explosion en cas de présence d'atmosphère inflammables. Les contraintes physiques liées à la localisation des capacités de stockage dans le règlement ont été revu à la suite des études de risque des conceptions actuelles. Les nouvelles règles exigent que les réservoirs de stockage soient

situés aussi près que possible de la ligne centrale du navire et à pas moins de 2 m du bordé de fond.

Aucun élément de l'enveloppe extérieure de la citerne et de la vanne d'isolement ne doit être à une distance inférieure à une valeur de  $B/5$  du bordé du navire au niveau de la ligne de charge d'été. À n'importe quel autre point la distance au bordé du navire doit être au minimum de 2 m pour les navires à passagers et les navires avec citernes situés en dessous des aménagements et 0,8 m pour les autres types de navires.  $B$  étant la largeur hors-tout du navire et  $B/5$  est mesuré depuis l'intérieur du bordé des navires à angle droit par rapport à la ligne médiane au niveau de la ligne de charge d'été. La Figure 7 montre des solutions alternatives pour les emplacements de réservoir de carburant pour différents types de navires de charge.



**Figure 9 - Réservoirs de type C sur le pont arrière du Viking Grace et sur le pont avant d'un navire-citerne**

- Compartiment du réservoir de carburant GNL : Le compartiment où se trouvent les réservoirs de GNL de type C est considérée comme une zone non dangereuse, car toutes les vannes / brides de la tuyauterie de raccordement pouvant potentiellement fuir sont placées dans un espace clos séparé appelé espace de raccordement de réservoir (TCS). La salle TCS est une zone dangereuse protégée par une ventilation et une détection de gaz dédiées, conformément aux exigences de la classe.
- Espace de raccordement du réservoir : tous les instruments et équipements de traitement liés au gaz sont situés à l'intérieur de l'espace de raccordement du réservoir (TCS). Le TCS fait partie intégrante du réservoir et y est soudé. En fonctionnement normal, il est fermé et étanche au gaz, à l'exception des conduits de ventilation. Le TCS est identifié comme zone dangereuse de catégorie 1. En cas de fuite, le gaz libéré déclenche une alarme gaz qui déclenche automatiquement la fermeture des vannes du réservoir pour stopper les fuites et purger la tuyauterie concernée avec du gaz inerte. Le TCS agit également comme un bac de récupération de fuite, avec une capacité suffisante pour contenir tout le liquide de la tuyauterie et de l'équipement de traitement, ainsi que le contenu susceptible de fuir du réservoir pendant le temps écoulé entre le début de la fuite et la fermeture du réservoir. L'accès au TCS se fait par un espace de service (TSS). Le TSS ne contient ni équipement ni tuyauterie, c'est une maille sèche.
- Système de traitement et d'alimentation en gaz : La vanne d'isolation principale du réservoir et les vannes d'isolation pour chaque équipement alimenté doivent avoir un arrêt manuel et un arrêt automatique. La tuyauterie GNL pour chaque élément alimenté doit être équipée d'une vanne d'arrêt et d'une vanne de purge permettant la fermeture ainsi que la purge du

circuit vers l'atmosphère. La fermeture automatique des vannes est déclenchée en cas de fuite de gaz, de détection incendie, de perte de ventilation ou en cas de perte de pressurisation de la tuyauterie à double paroi. Les vannes d'arrêt et les équipements de régulation de pression ne sont pas autorisés dans les locaux machines. Les composants ci-dessus sont le plus souvent situés dans l'espace de connexion afin de réduire les risques d'exposition aux fuites de gaz.

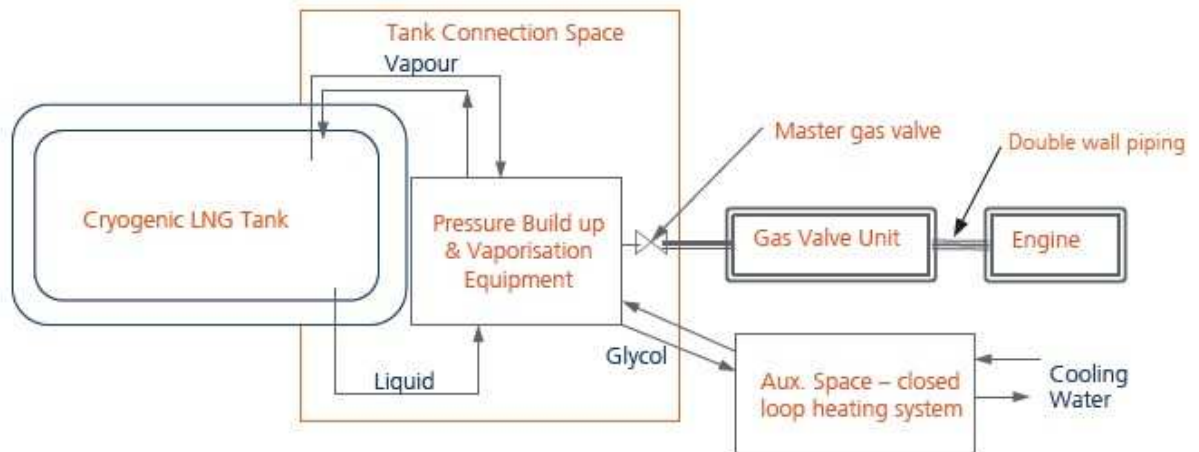


**Figure 10 - Schéma du système d'alimentation en gaz de Viking Grace**

- Circuit Gaz/GNL:
- Circuit d'avitaillement GNL : Le circuit d'avitaillement relie les deux stations d'avitaillement au réservoir. Pour éviter que des liquides ne pénètrent dans les espaces traversés, le conduit est à double paroi. Les tuyaux intérieurs et extérieurs sont conçus pour les plages de pression et de température de fonctionnement. La paroi externe est isolée thermiquement afin d'assurer la sécurité des personnes au cas où celle-ci soit soumise à des températures cryogéniques par suite d'une fuite du circuit interne. L'espace entre les 2 parois est sous pression avec une surveillance en continu de sorte qu'une éventuelle fuite soit détectée et que des mesures soient prises.
  - Le circuit TCS (espace de raccordement): La tuyauterie à l'intérieur du TCS est généralement une tuyauterie en acier inoxydable à paroi simple conçue pour résister aux températures cryogéniques.
  - Circuit gaz : Le circuit de gaz chauds, qui transport le gaz du réservoir aux moteurs, traverse la salle des réservoirs pour atteindre la salle des machines. C'est un tuyau ventilé à double paroi. Les tuyaux internes et externes sont des tuyaux en acier carbone, l'espace entre les tuyaux est ventilé par le système de ventilation.
- Auxiliaires :
  - Azote : Pour les opérations d'avitaillement, de l'azote est nécessaire pour purger le collecteur. Avant l'opération d'avitaillement, l'air doit être remplacé par de l'azote. Le mélange peut être envoyé à l'atmosphère. Après l'avitaillement, le liquide restant doit être évacué du collecteur vers le circuit d'avitaillement, puis le gaz restant doit être évacué vers le mât de purge avant la déconnexion. Pour cela, l'azote doit être disponible à une pression d'alimentation supérieure à la pression du réservoir. Un générateur d'azote est donc disponible à bord. L'azote doit également être disponible au TCS. Lorsqu'une décharge électrostatique se produit, le réservoir est isolé et la tuyauterie du TCS est inertée. Après ce cycle de purge, le TCS peut être ouvert pour inspection.



- Air de télécommande : Les vannes à commande à distance sont à fermeture à ressort et pneumatiques. Pour cela, une alimentation permanente en air de service est nécessaire. L'air est fourni par le navire.
- Eau : La chaleur nécessaire à la vaporisation et au réchauffement du gaz naturel provient du système de refroidissement à eau douce existant. Pour éviter toute fuite de gaz dans le système d'eau de refroidissement, un circuit intermédiaire d'eau glycolée est utilisé.
- Ventilation : Il existe un de processus d'écoulement des flux. Les espaces de raccordement des réservoirs (TCS) requièrent une ventilation allant jusqu' 30 volumes fois par heure. De plus, les espaces de service des réservoirs (TSS) ont besoin de ventilation. L'air pour cette ventilation est pris à partir d'une entrée commune. Les TCS et TSS disposent d'une ventilation individuelle distinct et indépendante, qui extrairont l'air du TCS / TSS, afin de créer une pression sous-atmosphérique. Le circuit d'avitaillement est composé d'un conduit à double paroi. En raison de la basse température pendant les opérations, l'enveloppe n'est pas ventilée, mais remplie d'azote et surveillée.



**Figure 11 - Schéma de montage du système d'alimentation en gaz utilisant le confinement à double paroi**

#### 4.1.3 Cadre réglementaire sur le GNL comme carburant marin

Le lot 6, intitulé « Etat de l'art sur la distribution du GNL en Europe, avec focus sur la France et l'Italie », présente le régime réglementaire actuel régissant l'utilisation du GNL comme carburant dans les transports maritimes aux niveaux international, européen et national.

---

# Chapitre 5

## 5. Propriétés chimiques et dangers du GNL

### 5.1 Propriétés, caractéristiques techniques et physiques du GN et du GNL

Le gaz naturel (GN) est un mélange de méthane (constituant principal) et d'autres hydrocarbures de faible poids moléculaire (tels que l'éthane et le propane). Le GNL est un gaz naturel qui est maintenu sous forme liquide à des températures extrêmement basses et à des pressions proches de la pression atmosphérique. Le GNL est inodore, incolore, non corrosif, ininflammable et non toxique.

Le GNL est principalement constitué de méthane (environ 87% à 99%), mais sa composition comprend également de petites quantités d'autres hydrocarbures. La composition chimique spécifique du gaz naturel dépend de la source de gaz et du type de traitement. La composition chimique du gaz naturel et les propriétés de ses composants hydrocarbonés déterminent le comportement du GNL. Il en découle un mode d'évaluation et de gestion des risques spécifique. Les propriétés mêmes qui font du GNL une bonne source d'énergie peuvent également le rendre dangereux s'il n'est pas suffisamment confiné. Pour comprendre et prévoir avec précision le comportement du GNL, il convient de distinguer ses propriétés sous forme liquide, de ses propriétés sous sa phase gazeuse ou de vapeur.

Le GNL à une température extrêmement basse en fait un liquide cryogénique. En règle générale, les substances à  $-100\text{ °C}$  ( $-48\text{ °F}$  ou moins) sont considérées comme cryogéniques et font appel à des moyens de manipulation spécifique. En comparaison, les températures naturelles les plus froides enregistrées sur terre sont de  $-89,4\text{ °C}$  au plus fort de l'hiver en Antarctique et les températures les plus froides enregistrées dans une ville ont été enregistrées à Oymyakon (République de Sakha) pendant l'hiver sibérien ( $-71,2\text{ °C}$ ;  $-96,16\text{ °F}$ ).

Pour rester liquide, le GNL doit être conservé dans des conteneurs qui fonctionnent comme des bouteilles thermos : ils retiennent le froid et la chaleur. La température cryogénique du GNL signifie qu'il gèlera tout tissu (plante ou animal) par contact et peut rendre d'autres matériaux fragiles en leur faisant perdre leur résistance et donc leur fonctionnalité. C'est pourquoi le choix des matériaux utilisés pour contenir le GNL est important.

Les principales propriétés des liquides et des gaz pour le GNL sont les suivantes :

- Composition Chimique,
- Point d'ébullition,
- Densité,
- Inflammabilité, et
- Ignition and Flame Temperatures

Le Tableau 1 and Tableau 2 indique la composition et les propriétés typiques du GNL.

Chemical	Chemical Formula	Low	High
Methane	CH <sub>4</sub>	87%	99%
Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<1%	10%
Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	>1%	5%
Butane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	>1%	>1%
Nitrogen	N <sub>2</sub>	0.1%	1%
Other Hydrocarbons	Various	Trace	Trace

**Table 2 -Composition typique de GNL**

		Methane CH <sub>4</sub>	Ethane C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Propane C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Butane C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Pentane C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Nitrogen N <sub>2</sub>
Molecular Weight		16.042	30.068	44.094	58.120	72.150	28.016
Boiling Point at 1 bar absolute	°C	-161.5	-88.6	-42.5	-5	36.1	-196
Liquid Density at Boiling Point	Kg/m <sup>3</sup>	426.0	544.1	580.7	601.8	610.2	808.6
Vapour SG at 15°C and 1 bar absolute		0.554	1.046	1.540	2.07	2.49	0.97
Gas Volume/liquid volume Ratio at Boiling Point and 1 bar absolute			619	413	311	311	205
Flammable Limits in air by Volume	%	5.3 to 14	3 to 12.5	2.1 to 9.5	2 to 9.5	3 to 12.4	Non-flammable
Auto - Ignition Temperature	°C	595	510	510/583	510/583		
Gross Heating Value at 15°C							
Normal -	KJ/kg	55559	51916	50367	49530	49069	
Iso -					49404	48944	
Vaporization Heat at Boiling Point	KJ/kg	510.4	489.9	426.2	385.2	357.5	199.3

**Table 3 –Propriétés physiques du GNL**

Les confusions sur le GNL ne sont pas rares du fait des informations incomplètes ou inexactes sur les propriétés du GNL. Étant donné que les propriétés déterminent le comportement et influencent la manière dont nous gérons les dangers et les risques potentiels pour la sécurité, il est essentiel d'avoir une compréhension précise. Un certain nombre de sociétés de GNL se sont engagées à sensibiliser le grand public à leurs produits. Par exemple, des sociétés au Japon et en Corée du Sud ont déployé des efforts considérables pour partager des informations sur leurs installations avec les communautés locales et les informer sur le GNL.

Le gaz naturel est inflammable, mais pas le GNL. Les limites d'inflammabilité du méthane sont telles que toute petite fuite de vapeur de GNL provenant d'un réservoir situé dans une zone bien ventilée risque de se mélanger rapidement à l'air et de se dissiper rapidement. Les fuites et les déversements importants sont essentiellement évités par une multitude de systèmes de détection de fuites et autres mesures de protection. Il est particulièrement important de bien comprendre le comportement du GNL en cas de déversement accidentelle ou intentionnelle. La conséquence étant profondément influencé par la situation réelle et les conditions propres au site.

En résumé, les propriétés et les comportements de base du GNL garantissent qu'il soit considéré comme une alternative pouvant être gérée en toute sécurité lors de l'évaluation et du choix des types de combustibles alternatifs.

Le processus de liquéfaction nécessite l'élimination des contaminants tels que l'eau et le dioxyde de carbone, de sorte que la concentration de ces contaminants dans le GNL et le gaz naturel produit par la vaporisation du GNL soient extrêmement faibles.

Les dangers du gaz naturel proviennent de ses propriétés d'inflammabilité et de dispersion de la vapeur. Le GN présente un risque supplémentaire sous sa forme liquide du fait des températures cryogéniques (maintenu à une température d'environ -162 ° C).

## **5.2 Gaz naturel et des risques de gaz naturel liquéfié**

### **5.2.1 Risques d'incendie et d'explosion**

Le gaz naturel, libéré de son confinement sous forme gazeuse ou généré par la vaporisation d'un rejet de GNL, forme des mélanges inflammables dans l'air entre 5 et 15% vol /l. Bien que le gaz naturel à la température ambiante soit moins dense que l'air, la vapeur de gaz naturel générée par le GNL à -162 ° C est environ 1,5 fois plus dense que l'air à 25 ° C.

Par conséquent, le gaz naturel sous forme gazeuse sous pression à la température ambiante devient rapidement flottant dès sa libération. Cependant, la vapeur froide générée par la vaporisation du GNL se comporte comme un nuage dense. Bien que la vapeur froide se mélange à l'air, elle devient plus chaude et moins dense, le nuage a tendance à rester descendre jusqu'à ce qu'il se dispersé en dessous de sa limite inférieure d'inflammabilité (LFL).

Différents types de risque d'incendie peuvent survenir, selon qu'il s'agisse du gaz naturel gazeux ou du GNL rejeté. Ces risques d'incendie incluent les feux de jet, instantanés ou de nappes. Dans certaines circonstances, des explosions de nuages de vapeur peuvent également se produire.

### **5.2.2 Feux en jet**

Un feu en jet est une flamme directionnelle causée par la combustion d'un dégagement continu de gaz inflammable sous pression (dans ce cas du gaz naturel) à proximité du point de dégagement.

L'inflammation peut se produire peu de temps après le début de la libération ou peut se faire dans un second temps, suite à un retour de flamme à travers le nuage jusqu'à la source. Comme pour un feu instantané, expliqué à la section 5.2.3. Les feux de jet résultent de fuites enflammées provenant d'équipements de la cuves, joints d'étanchéité ou directement des conduites.

Un feu en jet peut être dirigé horizontalement ou verticalement. Un feu de jet peut toucher des structures ou d'autres équipements de traitement, entraînant un risque d'escalade de l'incident. L'intensité du rayonnement thermique émis par les incendies à jet peut être suffisante pour nuire aux personnes exposées.

### **5.2.3 Feux instantané**

Les feux instantanés résultent de l'inflammation d'un nuage de gaz ou de vapeurs inflammables, lorsque la concentration de gaz dans le nuage se situe dans les limites d'inflammabilité. Dans ce cas, le nuage inflammable peut être généré par:

- Un dégagement de gaz inflammable sous pression (gaz naturel) ; ou,
- Vaporisation d'une nappe de liquide inflammable volatil (à savoir GNL).

En règle générale, un incendie instantané se produit à la suite d' une inflammation retardée, une fois que le nuage inflammable a eu le temps de se développer et d'atteindre une source d'inflammation. En l'absence de confinement ou de congestion, la combustion dans le nuage s'effectue relativement lentement, sans surpression significative. Il est supposé que les effets thermiques sont généralement limités à l'enveloppe de flamme où la probabilité de décès est très élevée.

#### **5.2.4 Feu de nappe**

Les rejets de liquides inflammables (y compris le GNL) ont tendance à provoquer des incendies de nappes. Comme dans le cas des incendies à jet, le mélange de liquides peut prendre feu peu de temps après le début du dégagement ou peut résulter d'un retour de flamme provoqué par une source inflammable distante si le liquide est suffisamment volatil pour générer un nuage de vapeur inflammable.

#### **5.2.5 Nuage de vapeur explosif**

Lorsqu'un nuage de gaz inflammable occupe une région confinée ou congestionnée et s'enflamme, il se produit une explosion de nuage de vapeur (VCE). La présence d'obstacles (sous forme de murs, de sols et / ou d'un toit) ou de congestion (tels que conduites, vaisseaux et autres éléments associés aux installations de traitement) dans et autour du nuage inflammable entraîne une accélération de la flamme lors de son inflammation. Cette accélération de la flamme génère une surpression et un souffle. La force de l'explosion dépend de plusieurs facteurs, notamment:

- La réactivité du carburant;
- Le degré de confinement ou d'obstacles ;
- La taille de la région encombrée / confinée occupée par le nuage inflammable;
- La force de la source d'inflammation.

Il convient de noter que divers objets peuvent présenter un obstacle ou créer un confinement en plus de ceux rencontrés normalement dans les installations de traitement. L'enquête sur l'explosion et l'incendie survenus à Buncefield, au Royaume-Uni, en 2005, a montré que les zones de végétation dense bordant le site avaient généré un engorgement suffisant pour provoquer une accélération des flammes et la création de niveaux de surpression dommageables.

#### **5.2.6 Brulure Cryogénique**

La température extrêmement basse (cryogénique) du GNL signifie qu'il peut causer des brûlures s'il entre en contact avec la peau. De plus, l'inhalation des vapeurs froides générées par le GNL peut causer des dommages aux poumons (appelé «glaçage des poumons»).

#### **5.2.7 Transition de phase rapide**

Si du GNL est déversé dans l'eau, il forme généralement un bassin bouillant à la surface de l'eau. Cependant, dans certaines circonstances, le GNL rejeté dans l'eau peut passer pratiquement instantanément du liquide à la vapeur. L'effet a été observé dans certaines expériences impliquant du GNL mais n'est pas bien compris. Une transition de phase rapide peut générer une surpression et une « bouffée » de dispersion de la vapeur. Les dommages causés par la surpression générée ont tendance à

être assez localisés. Les changements de phase rapides n'ont entraîné aucun incident majeur connu impliquant du GNL.

---

## Chapitre 6

### 6. Bonnes pratiques pour le GNL: sécurité et exploitation

#### 6.1 Exigences de sécurité

##### 6.1.1 Objectifs de sécurité - Opérations d'avitaillement GNL

Pour toutes les opérations de soutage le Commandant reste à tout moment responsable de la sécurité de son navire, équipage, cargaison et équipement. Il doit mettre tout les moyens en oeuvre pour que la sécurité ne soit pas compromise par les actions des autres. Le Commandant veillera à ce que les procédures de transfert de GNL établies soit respectées, et, en outre, s'assurera du maintien des normes de sécurité internationalement reconnues.

Il faut porter une attention particulière aux recommandations découlant de l'analyse de risques qui identifiera tous les dangers et problèmes liés aux opérations de soutage spécifiques du STS (ship to ship) sur un site donné. L'évaluation des risques doit être documentée et doit prendre en compte l'impact et la probabilité liés aux dangers identifiés qui s'appliquent spécifiquement au site d'avitaillement. Cette évaluation comprendra également les risques résiduels après l'application des mesures appropriées, de contrôle et d'atténuation.

##### 6.1.2 Portée de l'évaluation des risques

L'évaluation des risques a pour objectif de faire un examen rigoureux de tous les dangers identifiés liés à la conception et à la fonctionnalité des systèmes GNL et d'avitaillement, afin de démontrer que tous les événements accidentels crédibles ont été pris en compte et de recommander les actions d'atténuation appropriées pour la réduction des risques

L'évaluation des risques peut identifier les mesures de sécurité requises en plus de celles spécifiquement énoncées dans les réglementations.

Pour démontrer qu'un niveau de sécurité approprié a été atteint, la priorité doit être mise en premier lieu sur une conception intrinsèquement plus sûre plutôt que sur des mesures de contrôles opérationnels ou de procédures.

Une conception intrinsèquement plus sûre devrait être axée sur la prévention technique des pannes (par exemple, un nombre réduit de connexions, une fiabilité accrue et une redondance). Lorsque cela ne peut être réalisé ou est insuffisant, la protection des personnes et des équipements essentiels devrait être axée sur:

- Premièrement, les moyens passifs (barrières physiques, séparation et absence de sources d'inflammation, par exemple);
- Deuxièmement, les moyens actifs (p. Ex. Détection, isolement, ventilation et extinction).

En règle générale, les moyens actifs et passifs seront nécessaires pour démontrer un niveau de sécurité approprié.

L'évaluation des risques doit être réalisée par des personnes dûment qualifiées et expérimentées, conformément à une norme reconnue (par exemple, comme indiqué dans l'ISO 31010, Gestion du risque - Techniques d'évaluation du risque).

Au minimum, le cadre global des travaux d'évaluation des risques doit couvrir les éléments suivants:

- Système de carburant GNL et poste de soutage à bord du navire receveur
- Système de soutage et poste de déchargement à bord du pétrolier de soutage
- Opérations de soutage STS sur place
- Examen critique des manuels d'utilisation

### **6.1.3 Zones de sécurité**

Une zone de sécurité doit être établie afin de permettre un contrôle sûr dans une zone d'opérations définie et de limiter les risques potentiels provenant de:

- L'Opérations de soutage de GNL à quai ou au mouillage ayant un impact sur des tiers et navires de passage ou amarrés sur place.
- L'impact potentiel sur les opérations d'avitaillement du fait du trafic de environnement, ou le risque d'accident découle d'opérations effectuées par des tiers à proximité.

Les zones de sécurité ont pour but de réduire la fréquence des risques d'ignition en excluant les sources d'ignition incontrôlées et contrôlées de la zone (à l'exception de celles qui sont nécessaires et liées à l'opération de soutage).

Le risque d'exposition aux dangers doit être prise en compte par le contrôle maritime afin de définir l'étendue de la protection requise et ainsi définir la zone d'activités des interventions d'urgence.

Il est recommandé que l'étendue de la zone de sécurité soit établie selon une méthode fondée sur les risques qui prennent explicitement en compte la probabilité d'événements. Une telle méthodologie repose sur l'établissement des conséquences du rejet et des probabilités de quantité de rejet, du lieu de rejet et du potentiel d'ignition dans l'environnement prédominant dans la zone d'opérations.

L'évaluation suivra généralement une méthodologie QRA (Analyse Quantitative du Risque) et devrait englober l'identification des dangers, la définition des scénarios de rejet ainsi que l'analyse des conséquences

## **6.2 Besoins opérationnels de soutage**

### **6.2.1 Général**

La sécurité étant primordiale, l'avitaillement GNL comme carburant marin constitue un axe de recherche et de développement dans le monde entier. La réglementation internationale étant actuellement limitée, les autorités portuaires, les autorités de pavillon, les sociétés de classe et les fabricants travaillent ensemble pour développer une technologie et des procédures permettant de sécuriser le GNL comme carburant marin.

Ce chapitre présente une vue d'ensemble de l'avitaillement GNL et présente un schéma de procédure pour sécuriser l'avitaillement GNL en tant que combustible et identifie certains aspects importants à prendre en compte lors du transfert. L'accent est généralement mis sur les opérations de soutage de GNL STS entreprises par des navires-citernes opérant dans le commerce aux côtés des navires récepteurs.

Les procédures de soutage de GNL seront conformes à tous les documents d'orientation pertinents présentés dans le Lot 2

### 6.2.2 Méthodes d'opération de soutage de GNL

Le GNL est fourni en vrac à un terminal; Trois méthodes principales sont actuellement utilisées pour livrer du GNL à un navire sous forme de carburant. Chaque méthode est adaptée à différentes situations en fonction du type de navire et du profil opérationnel. Elle est présentée analytiquement dans le lot 2:

- Truck to Ship (TTS) *truck to ship*
- Navire à navire (STS) *ship to ship*
- Gazoduc à navire (PTS) *pipeline to ship*

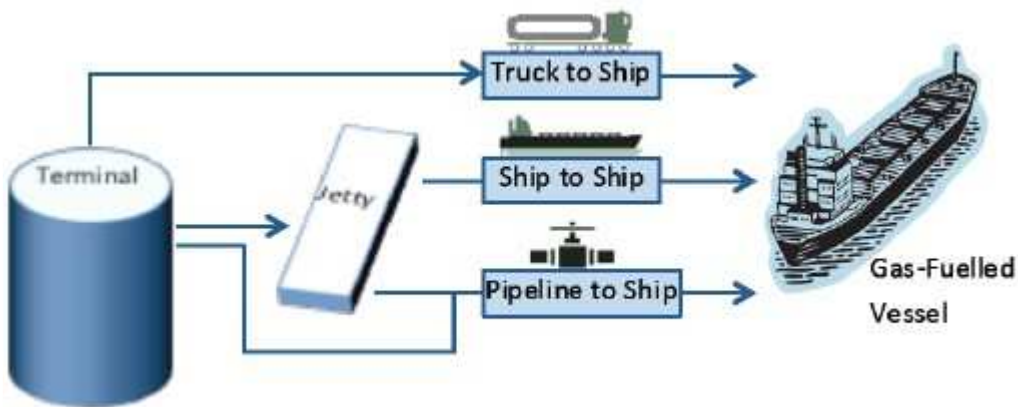


Figure 12 –Méthodes de soutage

### 6.2.3 Principaux domaines d'intervention des opérations de soutage

Pour les opérations d'avitaillement, les principaux domaines sur lesquels les parties prenantes doivent se concentrer sont les suivants:

- Systèmes de sécurité / procédures
- La sécurité incendie
- Durée des opérations d'avitaillement
- Préparation aux opérations d'avitaillement • Pendant les opérations d'avitaillement
- Achèvement des opérations d'avitaillement
- Opérations simultanées (SIMOPS)



- Manuel d'exploitation du navire receveur, du port / terminal et du prestataire de services
- Formation des parties impliquées
- Documentation générale
- Check-Lists
- Évaluation des risques et conformité
- Zones contrôlées
- Navigation et amarrage
- Contrôle de la quantité et de la qualité
- Systèmes de gestion - Licences, autorisations, autorisations et SME
- Spécifications techniques de l'équipement
- Procédures d'urgence
- Rôles et responsabilités

L'ISO 20519 et les lignes directrices de l'EMSA pour les administrations portuaires en matière d'avitaillement en GNL, qui sont deux des principaux documents contenant des directives pertinentes, contiennent des informations sur tous ces domaines.

#### **6.2.4 Utilisation des check-lists**

En raison de la diversité des navires de réception et du nombre de navires-citernes participant à des opérations au port, on considère que les listes de contrôle constituent le principal outil de gestion des risques permettant de garantir la sécurité des opérations.

Les listes de contrôle typiques peuvent être les suivantes:

- Check-list: phase de planification
- Check-list: pré-soutage
- Check-list: Transfert avant carburant
- Chek-list: Après Transfert Carburant

Il est conseillé que des copies contrôlées de ces check-lists soient disponibles au minimum dans les stations de contrôle d'avitaillement et à la passerelle. L'ISO 20519 encourage également l'utilisation des check-lists et inclut celles qui sont pertinentes.

Pour résumer, communication, coopération et planification sont clef. La notion d'évaluation et de surveillance des risques est également au cœur de ces opérations. Les rôles et les responsabilités doivent être clairement définis, de sorte que les processus soient suivis en conséquence. Et cela sera applicable à toutes les parties prenantes.

---

# Chapitre 7

## 7. GNL et autres carburants marin

### 7.1 Options de carburant marin

#### 7.1.1 GNL

Le gaz naturel liquéfié (GNL) a émergé comme une alternative aux carburants liquide à base de pétrole, mais la conversion d' un navire alimenté aux carburants liquide vers le GNL est cher. Les infrastructures de ravitaillement en GNL sont rares. C'est pourquoi, les navires fonctionnant au GNL ont tendance à être soit des navires transporteurs de GNL (qui utilisent leur cargaison comme carburant), soit des navires nouvellement construits conçus pour fonctionner au GNL.

#### 7.1.2 Fuel lourd (HFO)

C'est l'option la plus commune. Il a une teneur élevée en soufre et en NOx. À partir de janvier 2020, cette option sera impossible si elle n'est pas assistée. L'installation du système de nettoyage des gaz d'échappement (EGCS) sera obligatoire pour respecter les limites de la ECA. L'utilisation de fuel lourd avec un EGCS permet d'utiliser un combustible classique, mais subsiste des préoccupations réglementaires en matière de rejet et de considérations opérationnelles.

#### 7.1.3 Combustibles conformes

Les carburants conformes varient du combustible à faible teneur en soufre (VLSF) avec <0,5%S au fuel à très faible teneur en soufre (ULSF) avec <0,1% de Soufre.

Dans cette catégorie, il peut exister d'autres catégories de combustibles marins résiduels ou distillés (MGO) ou des stocks mélangés. Les carburants distillés, tels que le diesel marin et le gasoil marin, sont plus raffinés et de meilleure qualité que le fuel lourd. Les navires qui brûlent du fuel lourd peuvent utiliser du carburant distillé, et les modifications du système de carburant requises pour qu'un navire puisse opérer sur MDO ou MGO au lieu de fuel lourd sont minimales. En effet, les navires passent systématiquement du mazout lourd au MGO lorsqu'ils pénètrent dans les eaux européennes et nord-américaines désignées comme zones de contrôle des émissions de soufre (SECA). Un avantage supplémentaire des carburants distillés par rapport au fuel lourd est que les pollutions de distillats nécessitent souvent peu de nettoyage, voire aucun, car ils ont tendance à s'évaporer ou à se dissoudre du lieu de pollution avant que les intervenants n'atteignent le lieu ( Etkin , 2000).

La diversité des carburants et des mélanges ont soulevé d'autres préoccupations opérationnelles tel que la compréhension de la composition du carburant essentielle pour la sécurité, sa compatibilité, sa combustion et son point d'éclair.

#### 7.1.4 GPL

Les sources de carburant classiques incluent également le GPL. Le GPL dispose d'une infrastructure locale disponible. Bien que cela puisse constituer une option viable pour les nouveaux navires, la dépense élevée en CAPEX et les changements opérationnels figurent parmi les principales considérations.

## 7.2 Comparaison du GNL avec les carburants conventionnels

Selon le rapport introductif de SGMF sur le GNL comme carburant (septembre 2014) et sur les niveaux d'émissions de combustibles comparés, les émissions de SOx dépendent de la quantité de soufre dans le carburant. Le gaz utilisé pour la production de GNL est nettoyé avant la liquéfaction. Les spécifications de soufre typiques dans le GNL sont inférieures à 30 parties' par million (ppm) de soufre total. Ceci équivaut à environ 0,004% de soufre en masse. Les niveaux de soufre dans le GNL représentent donc 1 / 875ème des limites actuelles du fioul lourd et 1 / 25ème des limites futures de la Zone ECA.

En comparaison, le diesel marin (MDO) contient environ 1% de soufre et le gasoil marin (MGO) 0,1% de soufre. Le diesel EN 590 (carburant diesel routier utilisé par les bateaux de navigation intérieure en Europe) ne contient que 0,001% de soufre. MDO et HFO ont besoin d'une technologie d'épuration de gaz d'échappement pour se conformer aux limites de la Zone ECA.

Les émissions de NOx dépendent beaucoup de la charge et de la technologie du moteur. Aucune des options alimentées au combustible pétrolier ne peut respecter les limites du niveau III sans technologie annexe. Le fuel lourd a des niveaux de NOx légèrement supérieurs à ceux du diesel marin mais comparables. Les systèmes à fuel devront être équipés de la technologie de réduction catalytique sélective (SCR) ou de la recirculation des gaz d'échappement (EGR) afin de réduire les émissions de NOx à des niveaux comparables à ceux des moteurs fonctionnant au GNL. Certains moteurs au GNL peuvent également avoir besoin de SCR.

Le GNL produit des quantités minimales de particules, mais les moteurs bicarburant utilisant du GNL et du diesel génèrent des particules.

L'utilisation de GNL réduit les émissions de particules par rapport aux moteurs au fuel lourd d'environ 90%. Les émissions de particules sont inférieures pour le diesel marin que pour le fuel lourd. Figure 13 récapitule les différentes options compatibles avec avantages et inconvénients



Figure 13 - Opinions de BP sur les options de conformité

### 7.3 Carburant GNL et zéro carbone - L'avenir

Outre la réglementation 2020 sur le soufre, l'OMI a pour objectif de réduire de 50% les émissions de gaz à effet de serre provenant du transport maritime d'ici 2020. Selon l'étude UMAS (Lloyd's Register & University Maritime Advisory Services), trois voies possibles pourraient permettre cette transition (voir figure 14) . Ceux - ci comprennent les énergies renouvelables, la bioénergie et un mélange égal de carburants de substitution.

La voie dominante des énergies renouvelables seront les batteries sur le marché « short-sea » ou leur utilisation hybride. L'alimentation électrique à terre jouera alors aussi un rôle important dans la réduction de la dépendance aux combustibles fossiles. Des carburants faciles à stocker ou à zéro carbone (par exemple, le biocarburant durable et le méthanol) peuvent également constituer une solution intéressante, car les infrastructures et les machines existantes peuvent être utilisées pour faciliter la transition.

La voie de la bioénergie comprend le biocarburant, le bio-GNL et le bio-méthanol. La capacité bioénergétique doit augmenter de manière significative, et sa production et sa distribution doivent être durables.

La voie d'équilibre est basée sur les ressources en gaz naturel avec captage et stockage (CSC). La disponibilité du gaz naturel conduira à la production d'hydrogène et d'ammoniac.

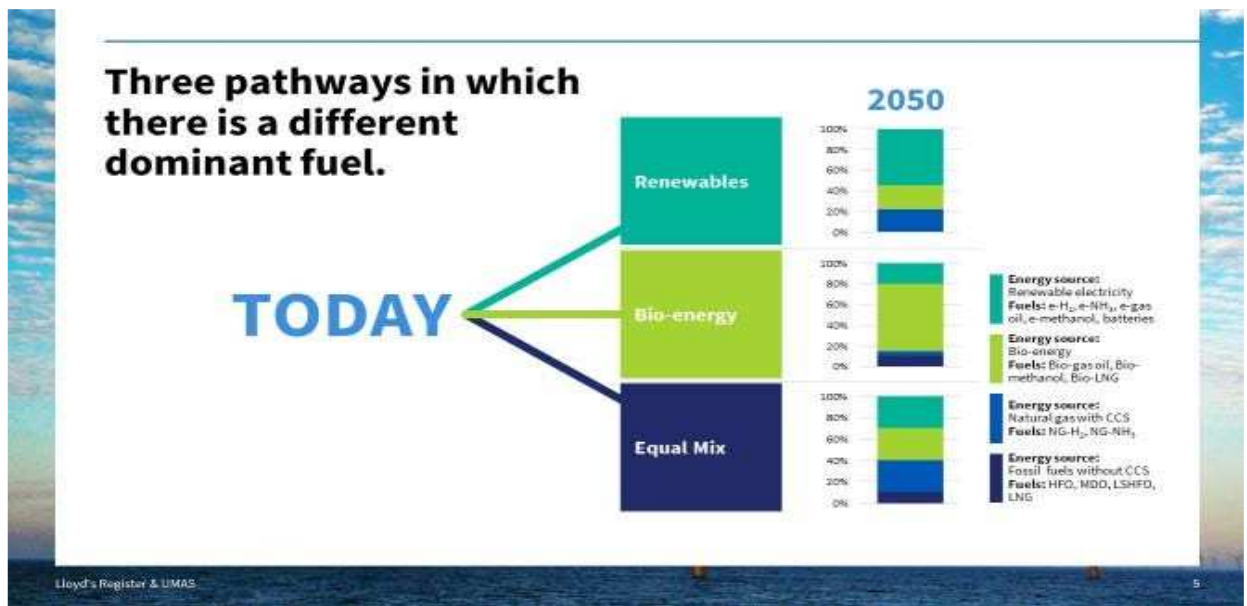


Figure 14 - Navires à zéro émission : Scenario de transition, LR et UMAS, 2019

---

# Chapter 8

## 8. Conclusions

### 8.1 Vers l'ère du GNL comme carburant marin

Le GNL est pauvre en soufre et facilement brûlé par les moteurs et les chaudières grâce à une technologie mature et fiable. Les prix du GNL sont généralement inférieurs aux prix des combustibles résiduel et les réserves de gaz connues ont régulièrement augmenté, rendant les prix du gaz très attractifs sur certains marchés en raison de cette abondance. Là où l'infrastructure d'approvisionnement en GNL est en place, le GNL devrait devenir très intéressant financièrement en tant que combustible marin à court et moyen termes.

Toutes les parties prenantes, telles que les autorités, les opérateurs, les régulateurs, les représentants des pays, les spécialistes et les autorités portuaires doivent être tenu informées des problèmes fondamentaux qui distinguent le GNL des combustibles classiques, en particulier en ce qui concerne le soutage et les activités opérationnelles. Il faut connaître les principes fondamentaux pour comprendre et examiner le GNL, ses caractéristiques, son comportement, ses propriétés chimiques et physiques.

Le GNL aujourd'hui est:

- Une technologie sûre et éprouvée ; avec une utilisation, stockage et transport sécurisés
- Respect de l'environnement : réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> et PM
- Solution viable et durable
- Disponible aujourd'hui

Globalement et en ce qui concerne les avantages du GNL, son utilisation présente aujourd'hui des avantages sur divers aspects de la vie socio-économique et de l'environnement, en particulier celui des sociétés locales. Les exemples ci-dessous sont illustrés. Social:

- Nouvelles opportunités d'emploi
- Réduction des effets néfastes sur la santé des émissions des navires dans les zones peuplées des ports et du littoral
- Minimisation de la dégradation du paysage grâce à un air pur et à des niveaux de bruit réduits
- Économique:
  - Amélioration de la compétitivité des ports
  - Stimulation des économies locales grâce aux opportunités offertes par l'utilisation de GNL
  - Opportunités d'investissement grâce à l'adoption de la technologie GNL
  - Conformité aux réglementations maritimes internationales et européennes

Environnement: Par rapport aux combustibles marins traditionnels, le GNL

permet de réduire:

- Émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) jusqu'à 25%.
- Émissions d'oxydes de soufre ( SO<sub>x</sub> ) jusqu'à 100%
- Émissions d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) jusqu'à 95%
- Particules (PM) d'environ 99%



Figure 15 - Viking Grace – Navire Viking Lines LR livré en 2013

## 8.2 Scénario de transition du combustible à l'horizon 2050

Un carburant Zero-Carbon d'ici 2050 est possible. Il existe des filières comme les énergies renouvelables, la bioénergie ou le gaz naturel en tant que source principale d'ammoniac ou d'hydrogène qui pourraient permettre d'atteindre l'objectif ambitieux de réduction de 50% des émissions de GES de l'OMI. Il subsiste toutefois des incertitudes au moment de choisir un combustible, une technologie et une direction et donc il est nécessaire de voir les projets pilotes à grande échelle et des prototypes, l'élaboration des politiques, des normes et des règles. Il sera caractérisé par les précurseurs entraînés par la pression des consommateurs.

L'évolution des combustibles alternatifs dans le transport maritime est étroitement liée à l'évolution du système énergétique au sens large. Jusqu'à 2050, il est possible que nous passions par plusieurs transitions énergétiques en carburant marine. Par exemple, une part croissante des biocarburants dans les années 2020 avec les efforts en cours pour développer des carburants produits à partir d'électricité renouvelable, appelée électro- combustible, entraînant un virage majeur vers l'électrocarburant dans les années 2040 et 2050.

## References

1. Lot 2 Report – All List of Guidance, Regulations, Standards and Documentation included have been also used as References
2. DESFA S.A., REVITHOUSSA LNG TERMINAL, LNG VESSEL APPROVAL PROCEDURE DOCUMENT, "LNG VESSEL TECHNICAL AND OPERATIONAL COMPATIBILITY WITH REVITHOUSSA LNG TERMINAL", 9/12/2014, Rev02
3. BP Interchangeability report

4. Fuel production cost estimates and assumptions (part of Zero-Emission Vessels: Transition Pathways), Lloyd's Register & UMAS, January 2019. ([https://www.lr.org/en/insights/global-marinetrends-2030/zero-emission-vessels-transitionpathways/?utm\\_source=brochure&utm\\_medium=brochure&utm\\_campaign=ZEV+transition+pathways](https://www.lr.org/en/insights/global-marinetrends-2030/zero-emission-vessels-transitionpathways/?utm_source=brochure&utm_medium=brochure&utm_campaign=ZEV+transition+pathways))
5. Paper: 'LNG Ageing during ship transportation', Angel Benito
6. SGMF, Introductory Report on LNG as fuel (September 2014)
7. Poseidon Med II Project Deliverables (up to March 2019)
8. Clarkson's Research, March 2018
9. Website: <https://www.wartsila.com>
10. <sup>1</sup> <https://sea-lng.org/if-2018-was-the-tipping-point-for-lng-as-a-marine-fuel-2019-will-be-the-year-of-acceleration/>
11. <sup>1</sup> Based on Clarkson's World Fleet Register, April 2019
12. <https://s3-eu-west-1.amazonaws.com/sgmflive/ml/data/3e0ac9c4ea83d644e25fcfe93c2cd709.pdf>
13. IHS Market (Feb 2018) (copyright limitations)
14. <sup>1</sup>VPS Presentation, Feb 2018
15. Lloyd's Register Guidance Document "Sulphur 2020 : What's your plan?"  
[http://info.lr.org/l/12702/2018-06-04/4yx18k/12702/188510/mo\\_sulphur\\_2020\\_guidance\\_document\\_201805.pdf](http://info.lr.org/l/12702/2018-06-04/4yx18k/12702/188510/mo_sulphur_2020_guidance_document_201805.pdf)
16. Total on 2020, May 2018
17. MSI, 2018
18. BP, "MARPOL 2020 and Beyond 2020"

## Appendix A Perspectives de la demande du marché

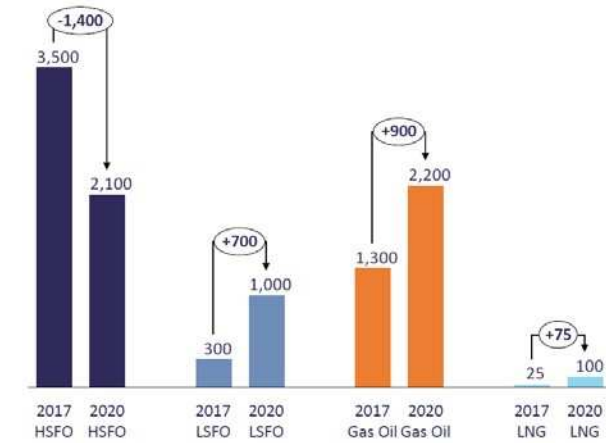


**A.1 Demande de bunker - Impact sur le prix**

**IMO 2020 0.5% sulphur cap; the changes in demand are likely to have a major impact on pricing**



**Bunker demand**  
000 b/d



There is no major proactive move to install scrubbers

Cost estimates of scrubbers vary widely

Some people are talking about the IMO possibly delaying implementation; there is no evidence of this happening

New shipbuilding orders are including scrubbers

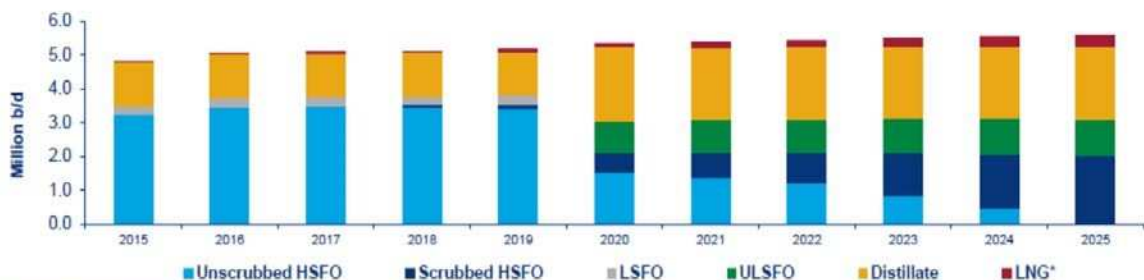
Indications that the refining industry can meet fuel requirements, but it will be strained

(Source: Navig8 Chemical Tankers, Sep 2017)

**A.2 Volume de soutes marines avant le type de carburant, étude Wood Mackenzie**

**Wood Mackenzie study - 2020: Low ULSFO production (20% of Demand)**

**Volume of marine bunkers by fuel type (including international and domestic sales), 2015 - 2025**



\* volume of LNG displaced by oil  
Source: Wood Mackenzie Product Market Service – more detailed data is available through a subscription to this product

- EU, switch to compliant fuel more expensive than in other regions [Demand met with only 25% ULSFO (Heavy fuel) and 75% MGO (Distillate) ; North America, having the opposite ratios].
- \*"Un-scrubbed" HSFO [non compliant MF] expected to disappear as the scrubber penetration ramp up (ships: 5% 2020 -> 17% 2025)

© Concawe

18



(Source: Concawe, May 2018)

**A.3 Consommation de carburant marin, source MSI**



**Bunker Consumption**



Source: IEA, MSI

- Forecast for bunker consumption based on cargo growth and ship demand
- LNG a small component of future consumption
- Blended fuel (low sulphur diesel/fuel oil) and MGO assumed to comprise majority of switch – around 3 Mn b/d

(Source: MSI, May 2018)



## Contact

Tariq Berdai  
Marine & Offshore  
10 Place de la Joliette  
13002, Marseille

Société : Lloyd's Register EMEA

t: +33607416140

e: Tariq.Berdai@lr.org

w: [lr.org](http://lr.org)/Click here to enter extension.

Lloyd's Register Group Limited, its subsidiaries and affiliates and their respective officers, employees or agents are, individually and collectively, referred to in this clause as 'Lloyd's Register'. Lloyd's Register assumes no responsibility and shall not be liable to any person for any loss, damage or expense caused by reliance on the information or advice in this document or howsoever provided, unless that person has signed a contract with the relevant Lloyd's Register entity for the provision of this information or advice and in that case any responsibility or liability is exclusively on the terms and conditions set out in that contract.

Except as permitted under current legislation no part of this work may be photocopied, stored in a retrieval system, published, performed in public, adapted, broadcast, transmitted, recorded or reproduced in any form or by any means, without the prior permission of the copyright owner.

Enquiries should be addressed to Lloyd's Register, 71 Fenchurch Street, London, EC3M 4BS.

©Lloyd's Register 2019.