



DÉCARBONATION DU MARITIME ET OPTIONS POSSIBLES : LES CARBURANTS DE SYNTHÈSE, UNE RÉELLE OPPORTUNITÉ POUR LA FRANCE

Décarbonation du maritime et options possibles : les carburants de synthèse, une réelle opportunité pour la France

Table des matières

INTRODUCTION	6
1. Etat des lieux des émissions du transport maritime et de la pêche et considérations sur le soutage par rapport à la feuille de route DGAMPA/CMF sur la décarbonation du maritime	7
1.1 Etat des lieux des émissions du transport maritime et de la pêche au niveau mondial	7
1.1.1 Etat des lieux des émissions du transport maritime au niveau mondial selon les données de l'OMI	7
1.1.2 Estimation des émissions de la pêche au niveau mondial selon la CNUCED.....	8
1.2 Etat des lieux des émissions du transport maritime au niveau européen selon l'agence européenne de l'environnement (AEE) et l'agence européenne de sécurité maritime (AESM).....	9
1.3 Etat des lieux des émissions du maritime au niveau français-Citepa	10
1.4 Analyse relative aux soutes utilisées en France et actualisation du volume des soutes utilisées pour toucher les ports français.....	14
1.5 Considérations sur les besoins énergétiques issus des émissions du maritime entre la feuille de route DGAMPA-CMF sur la décarbonation du maritime et ceux estimés par le groupe de travail....	16
2. Synthèse des réglementations OMI, EUROPE et nationale.	20
2.1 Ambition de décarbonation	20
2.2 Stratégie de l'OMI.....	21
2.3 Stratégie de l'UE	23
2.4 Les cadres réglementaires.....	26
2.4.1 OMI.....	26
2.4.2 Union Européenne.....	29
2.5 Les défis et opportunités	36
2.6 La normalisation en soutien à la mise en œuvre de la feuille de route Européenne	36
Annexe au chapitre 2- Réflexions sur les contrôles de l'Etat du pavillon et de l'Etat du port, issues des dispositions OMI et UE en matière de réduction des GES : flotte sous pavillon français et autres flottes	40
3. Les trois leviers les plus pertinents de la décarbonation du transport maritime : conception et rétrofit des navires ; mesures en exploitation ; changement de carburants ou de système propulsion ; le cas des ports et la situation de la pêche.	47

<u>3.1 Conception et rétrofit des navires</u>	48
<u>3.2 Mesures en exploitation</u>	50
<u>3.3 Changement de carburant ou de système de propulsion</u>	51
<u>3.3.1 Considérations générales</u>	51
<u>3.3.2 Le GNL comme solution de transition</u>	59
<u>3.3.4 Biocarburants</u>	61
<u>3.3.5 Méthanol</u>	64
<u>3.3.6 Ammoniac</u>	65
<u>3.3.7 Hydrogène</u>	66
<u>3.3.8 Piles à combustible</u>	67
<u>3.3.9 Propulsion vélique</u>	68
<u>3.3.10 Eléments de réflexion sur les e-carburants</u>	69
<u>3.3.11 Recours à la propulsion nucléaire des navires</u>	74
<u>3.4 Les leviers propres à la décarbonation dans les ports</u>	75
<u>3.4.1 Electrification à quai</u>	77
<u>3.4.2 Amélioration énergétique des opérations portuaires</u>	79
<u>3.4.3 Fourniture de nouveaux carburants pour souder les navires de commerce ou de pêche</u> ..	81
<u>3.5 Les spécificités de la décarbonation du secteur de la pêche</u>	82
<u>Annexe 1 au 3.3.1 sur l'évolution des commandes de navires à propulsion décarbonée</u>	85
<u>Annexe 2 au 3.3.11 Propulsion nucléaire pour les navires civils</u>	89
<u>4. Considérations économiques et financières sur la décarbonation du transport maritime</u>	96
<u>4.1 Éclairage du FIT et de la Banque Mondiale de 2022</u>	96
<u>4.1.1 Eclairage du FIT sur la tarification du carbone dans le transport maritime</u>	96
<u>4.1.2 Éclairage de la Banque Mondiale sur l'utilisation des fonds provenant de la tarification du carbone pour le transport maritime</u>	97
<u>4.2 Mécanisme mis en place en Grande Bretagne</u>	98
<u>4.3 Eléments de comparaison des systèmes de tarification carbone du transport maritime de part et d'autre de l'Atlantique</u>	100
<u>4.3.1 Mécanisme mis en place au niveau des États-Unis d'Amérique</u>	100
<u>4.3.2 Mécanisme mis en place au niveau européen</u>	101
<u>4.4 Financement des installations de production des carburants de synthèse</u>	102
<u>4.5 Recommandations pour la situation du transport maritime touchant les ports français</u>	105
<u>4.5.1 Financement possible par les ressources financières issues du SEQE</u>	106
<u>4.5.2 Financement issu des pénalités du règlement Fuel EU maritime</u>	106
<u>Annexe au chapitre 4</u>	109

<u>5. Les atouts de la France comme puissance maritime</u>	110
<u>5.1 Un littoral et une zone économique exclusive de tout premier plan</u>	110
<u>5.2 L'industrie navale</u>	110
<u>5.3 Le réseau des ports français et leurs zones industrialo-portuaires</u>	111
<u>5.4 Le mix énergétique et le nucléaire</u>	111
<u>6. Production domestique ou importations</u>	113
<u>6.1 Equilibre des productions domestiques et des importations</u>	113
<u>6.2 Discussion sur les coûts des carburants alternatifs et sur la formation des prix de marché</u>	114
<u>7. Récapitulatif de l'ensemble des recommandations préconisées</u>	118

INTRODUCTION

Le transport maritime représente entre 80 et 90% du commerce international et est responsable d'environ 3% des émissions de gaz à effet de serre. L'OMI précise qu'en 2050, le secteur maritime devrait parvenir à réduire les émissions de GES à zéro avant ou vers 2050. Par ailleurs, il faut noter qu'environ 85% des émissions de GES de la flotte mondiale proviennent des navires de plus de 5 000 tonneaux de jauge brute (GT) alors qu'ils n'en représentent en nombre que 55%. Le segment des navires de plus de 5 000 GT est donc le segment prioritaire pour les réglementations internationale et européenne.

Il s'agit d'une révolution majeure, avec un certain nombre d'incertitudes économiques et politiques, qui pourraient être de nature à modifier les marchés internationaux.

La décarbonation des flottes mondiales, et notamment de la flotte placée sous responsabilité française¹, est un sujet complexe dont les priorités de mise en œuvre peuvent apparaître différentes selon les points de vue des armateurs ou des états.

L'Académie de marine, à partir d'un état des lieux des émissions (chapitre 1), des réglementations européenne et internationale au niveau OMI (chapitre 2), ainsi que d'une analyse des options possibles de décarbonation (chapitre 3), s'est particulièrement intéressée à ce qui semble relever de la stratégie industrielle de l'Etat français et à ce qui pourrait, à terme, faire l'objet de dispositions contraignantes de la part de l'Union européenne ou de réglementations adoptées au niveau international de l'OMI (chapitre 4).

Dans ce sens, l'Académie recommande aux pouvoirs publics de créer le cadre permettant à nos ports, sur les différentes façades métropolitaines et ultramarines, de satisfaire les besoins énergétiques décarbonés, tant pour les flux nationaux qu'internationaux. La qualité et le volume de cette offre constitueront un facteur essentiel de compétitivité de ces ports.

Il s'agit donc de promouvoir et de développer une offre de carburants alternatifs tirant parti du mix énergétique déjà largement décarboné en métropole, notamment grâce à la production d'électricité d'origine nucléaire (chapitre 5) avec le triple objectif de :

- Rendre nos ports attractifs, ou du moins ne pas les désavantager, pour des escales de soutage
- Gagner en autonomie énergétique, et ce faisant, limiter l'impact sur la balance commerciale des carburants maritimes
- Développer une filière industrielle d'intérêt national dans la production des carburants de synthèse

Dans cet esprit, l'étude de l'Académie de marine met en évidence l'opportunité de doter les ports d'une capacité de soutage des carburants alternatifs supérieure à plus de 50% des besoins de soutage réalisés sur notre territoire, en combinaison avec d'autres technologies telles que la voile, la propulsion électrique, voire la propulsion nucléaire, tout en rendant possible l'alimentation électrique à quai de l'ensemble des escales réalisées dans les ports français.

La France, s'appuyant sur la réglementation européenne, doit s'engager sans tarder à créer une industrie capable de produire des carburants alternatifs, sachant que de nombreux autres pays se sont

¹ Au sens de Fuel EU Maritime, l'Etat français est responsable en partie (cf. chapitre 2) du contrôle du respect de la réglementation européenne par la flotte sous pavillon et la flotte contrôlée par les armateurs français.

déjà lancés dans cette voie. Pour cela, les mécanismes de financement doivent être clairement identifiés et la mise en place de pénalités prévues par les réglementations doivent pouvoir produire des sources de financement dédiées aux investissements de production de carburants alternatifs. Il ne faut pas non plus négliger le recours à des incitations financières et fiscales pour attirer des investissements privés. La souveraineté énergétique des électro-carburants ou électro-biocarburants peut difficilement être envisagée comme totale, quels que soient les efforts entrepris, si bien que des importations de carburants seront inévitablement nécessaires (chapitre 6). Le groupe de travail a identifié des zones de production privilégiées hors Europe et encourage la réalisation d'analyses et d'études sous-tendant une réelle diplomatie de l'énergie décarbonée pour sécuriser les importations de l'étranger. Ces importations, dans un cadre de pénurie probable et de forte concurrence entre consommateurs, pourront engendrer de nouvelles tensions internationales et accentuer une forte dépendance par rapport aux pays producteurs.

Enfin le chapitre 7 reprend l'ensemble des recommandations proposées par l'Académie.

1. Etat des lieux des émissions du transport maritime et de la pêche et considérations sur le soutage par rapport à la feuille de route DGAMPA/CMF sur la décarbonation du maritime

1.1 Etat des lieux des émissions du transport maritime et de la pêche au niveau mondial

1.1.1 Etat des lieux des émissions du transport maritime au niveau mondial selon les données de l'OMI

Les émissions du transport maritime sont évaluées par l'OMI depuis 2000, puisque successivement, quatre rapports de l'OMI ont évalué les émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial et ont essayé de caractériser la proportion que ce secteur représente dans l'ensemble des émissions mondiales.

Le quatrième rapport de l'OMI sur les gaz à effet de serre² publié en 2020, estime que le niveau des émissions de gaz carbonique en 2018 s'est élevé à 1,056 milliards de tonnes, ce qui représenterait 2,89% des émissions mondiales de gaz carbonique.

L'évolution observée sur la période 2012-2018 est présentée dans le tableau ci-dessous :

Year	Global anthropogenic CO ₂ emissions	Total shipping CO ₂	Total shipping as a percentage of global
2012	34,793	962	2.76%
2013	34,959	957	2.74%
2014	35,225	964	2.74%
2015	35,239	991	2.81%
2016	35,380	1,026	2.90%
2017	35,810	1,064	2.97%
2018	36,573	1,056	2.89%

En incluant les autres gaz à effet de serre (méthane et oxyde nitreux N₂O) le niveau d'émissions de gaz à effet de serre pour 2018 est de **1,076 milliards de tonnes** de CO₂e (équivalent gaz carbonique).

Afin d'améliorer cette estimation, l'OMI a imposé, à partir de 2019, à chacun des Etats du pavillon, et pour la période de l'année durant laquelle le navire relève de cet Etat, de donner pour l'ensemble des voyages internationaux, un rapportage annuel indiquant l'énergie consommée et les émissions de GES correspondantes ainsi que les tonnes-milles parcourues avec le DCS (*data collection system*) sur une base confidentielle.

Le rapportage de 2021³ fait état de **787 Mt** d'émissions de gaz carbonique pour une consommation identifiée de carburants de 260 Mt. Ceci n'est pas exhaustif puisque les déclarations ne couvraient que 94% des navires éligibles et ne concernaient ni les trajets domestiques, ni les trajets effectués par des navires de moins de 5000 tonneaux de jauge brute. Si l'on estime que seulement 94% des émissions à déclarer figuraient et que seuls 85% des émissions totales du transport maritime correspondant aux navires de plus de 5000 tonneaux de jauge brute en parcours international étaient recensés, on obtient pour l'année 2021 l'ordre de grandeur suivant :

$$787 / (0,94 * 0,85) = \mathbf{985 \text{ Mt.}}$$

1.1.2 Estimation des émissions de la pêche au niveau mondial selon la CNUCED

Les émissions du secteur de la pêche au niveau mondial sont, à ce jour, moins bien connues et suivies que celles du secteur maritime. Elles ont cependant fait l'objet d'un travail de la CNUCED⁴ (Commission des Nations Unies pour le commerce et le développement (en anglais UNCTAD)), qui estime leur niveau avec une fourchette assez large comprise entre 0,1% à 0,5% des émissions globales, soit 4% des émissions liées au secteur de l'alimentation. A titre indicatif, les émissions du secteur de la pêche sont estimées à **179 Mt CO₂e en 2011 et 159 Mt CO₂e en 2016**. Globalement, elles représenteraient un sixième des émissions du transport maritime international.

³ Calcul effectué à partir du document MEPC 79/6/1 du 10 septembre 2022 intitulé « *Report of fuel oil consumption data submitted to the IMO Ship Fuel Oil Consumption Database in GISIS (Reporting year: 2021)* »

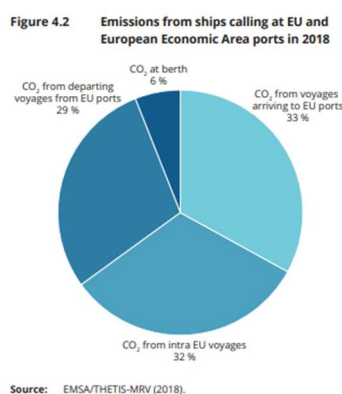
⁴ *Energy transition of fishing fleets- Opportunities and challenges for developing countries*-UNCTAD-January 2024. Les éléments synthétiques de ce rapport sont contenus dans un article de la CNUCED du 30 janvier 2024 intitulé « Transition énergétique : « Tracer une voie équitable pour les flottes de pêche »

1.2 Etat des lieux des émissions du transport maritime au niveau européen selon l'agence européenne de l'environnement (AEE) et l'agence européenne de sécurité maritime (AESM)

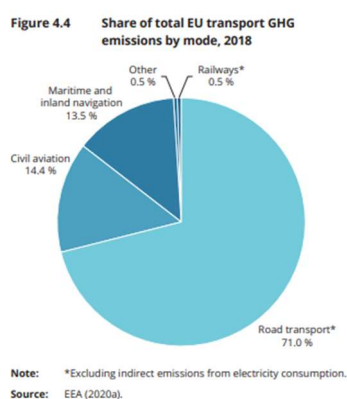
Au niveau européen une obligation de rapportage analogue à celle donnée par l'OMI a été mise en place par le règlement UE 2015/757 du 29 avril 2015⁵ qui demandait une application opérationnelle à partir de 2018 : il s'agit de MRV (*Monitor, Report, Verify*), les données correspondantes étant enregistrées dans la base THETIS de l'AESM. Elle s'applique aux armements et concerne les navires de plus de 5 000 tonneaux de jauge brute faisant escale dans les ports européens.

Selon un rapport conjoint réalisé à la fois par l'agence européenne de l'environnement et par l'agence européenne de sécurité maritime⁶, le niveau des émissions du transport maritime par les navires faisant escale dans les ports de l'Union européenne et de l'espace économique européen, est évalué en 2018 à **140 millions de tonnes**, soit environ 14% des émissions du transport maritime international.

La décomposition par type de voyage est présentée dans la figure 4.2 ci-dessous :



La part respective de chaque mode de transport en Europe est indiquée dans la figure 4.4 ci-dessous :



5 RÉGLEMENT (UE) 2015/757 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 29 avril 2015 concernant la surveillance, la déclaration et la vérification des émissions de dioxyde de carbone du secteur du transport maritime et modifiant la directive 2009/16/CE (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

6 *European Maritime Transport Environmental Report 2021*

Le transport maritime et fluvial représente 13,5% du total des émissions selon le format CCNUCC⁷, le transport routier représentant quant à lui 71% des émissions, et le transport aérien 14,4%. Ce format est légèrement différent du format MRV, car il repose sur les soutages réalisés dans les pays de l'UE.

Des données un peu plus récentes apparaissent dans un document de travail de la commission européenne qui analyse la période 2018-2021⁸ : ces données sont à contextualiser en tenant compte du Brexit à partir de 2021, et des fluctuations du trafic maritime.

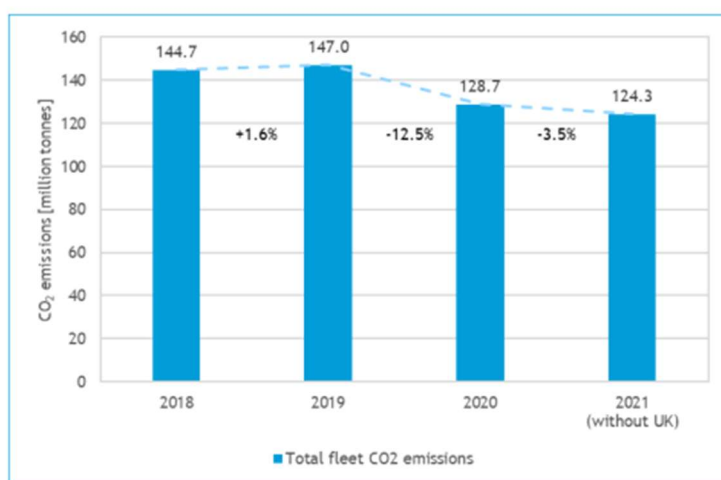


Figure 4: Reported total fleet CO₂ emissions; 2018-2021

1.3 Etat des lieux des émissions du maritime au niveau français-Citepa

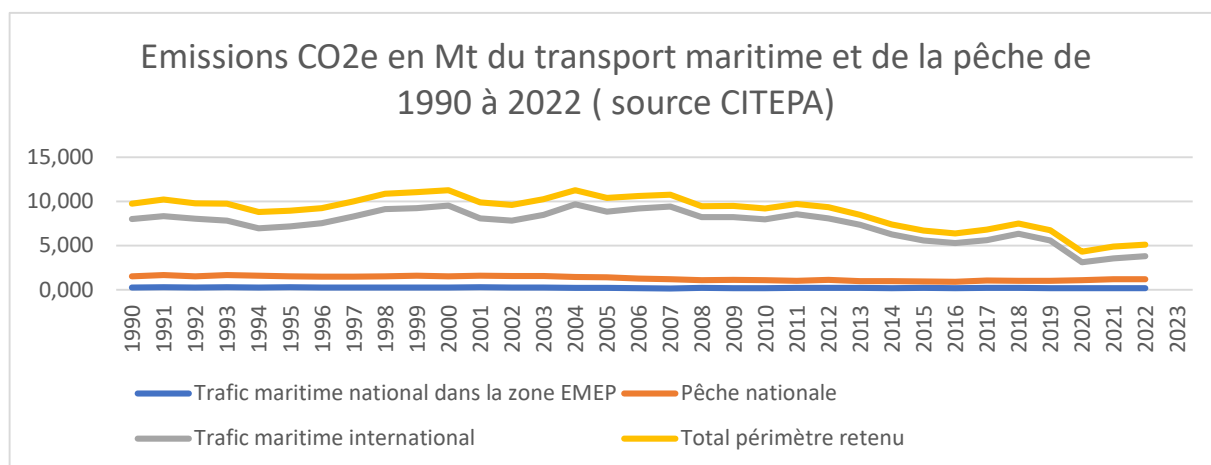
Le Citepa réalise chaque année pour la France l'ensemble des déclarations d'émission de gaz à effet de serre des différents secteurs d'activité et les transmet à la CCNUCC dans le cadre du protocole de Kyoto. Ces évaluations sont établies à partir des soutes chargées en France. La répartition des soutes du transport maritime entre soutes domestiques, comprenant à la fois les soutes des trajets domestiques en métropole et celles à destination des Outre-mer inclus dans l'Union européenne, et les soutes dites internationales, est établie de façon sommaire sur la base d'une étude réalisée en Méditerranée au cours des années 2000.

Le groupe de travail de l'Académie de Marine a fait le choix de se concentrer sur les émissions issues des soutes du transport maritime et de la pêche, dans la mesure où la plaisance utilise des carburants de type routier, qui ne relèvent pas des processus de décarbonation maritime.

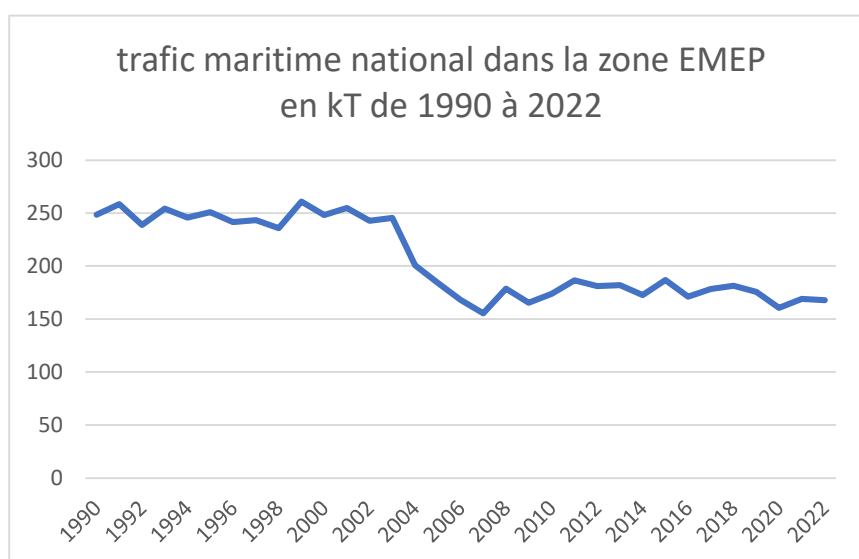
Leur évolution de 1990, année de départ de la Convention-cadre des Nations Unies sur le changement climatique (CCNUCC) à 2022, peut être visualisée à l'aide du graphique suivant :

⁷ Convention-cadre des Nations-Unies pour le Changement climatique adoptée lors du protocole de Kyoto

⁸ Commission staff working document: « Report from the Commission Fourth Annual Report from the European Commission on CO₂ Emissions from Maritime Transport (period 2018-2021) » (C (2023) 1585 final)



Le zoom sur le trafic maritime national de la zone EMEP (métropole et Outre-mer inclus) est le suivant :



Il convient également d'observer que l'OMI retient l'année 2008 comme année de référence à partir de laquelle la stratégie de réduction des GES s'applique.

Ainsi, les évolutions des émissions de GES, présentées dans le tableau suivant, reprennent les données du Citepa qui a converti en CO₂e les émissions de CO₂, CH₄ et N₂O :

	1990	1998	2008	2018	2022
Transport maritime domestique	0,248 Mt	0,236 Mt	0,179 Mt	0,181 Mt	0,168 Mt
Transport maritime international	8,006 Mt	9,122 Mt	8,20 Mt	6,318 Mt	3,777 Mt
Pêche	1,485 Mt	1,499 Mt	1,062 Mt	0,981 Mt	1,162 Mt
Total	9,739 Mt	10,857 Mt	9,441 Mt	7,48 Mt	5,107 Mt

Pour le transport maritime domestique, on constate que, depuis 2008, le trafic se situe autour de 170 000 à 180 000 tonnes, dont 50 000 à 60 000 tonnes pour le trafic domestique métropolitain, et de l'ordre de 120 000 tonnes pour les trafics des Outre-mer français inclus dans l'UE.

Pour le transport maritime international, les émissions ont progressé entre 1990 et 2000, atteignant 10 Mt, puis se sont réduites entre 2011 et 2018, pour s'établir à 6,3 Mt avant de chuter autour de 3,5 Mt entre 2020 et 2022.

Pour la pêche, les émissions se situaient autour de 1,5 Mt et fluctuent entre 1 Mt et 1,2 Mt.

Pour déterminer à quel niveau raisonnable calibrer le soutage et l'alimentation électrique à quai, il faut considérer dans quelle proportion les navires touchant les ports français soutent à l'étranger, ce qui sera examiné après avoir choisi une année de référence.

Nous avons retenu l'année 2018, et non pas les années plus récentes, marquées par les effets de la pandémie Covid 19.

Si l'on s'intéresse aux trois rubriques mentionnées dans le tableau du Citepa, à savoir le transport maritime français (dont la pêche), la plaisance et le trafic maritime international, on obtient pour 2018 :

- **1,615 millions de tonnes** dont 0,981Mt pour la pêche, 0,452 Mt pour les réfrigérants utilisés dans le secteur maritime⁹, et 0,181 Mt pour le transport maritime domestique proprement dit

- **0,992 millions de tonnes** pour la plaisance maritime, qui utilise de l'essence ou du gazole routier, sachant que la plaisance fluviale, consommant du gazole non routier (GNR) depuis 2011, est, pour l'instant, agrégée aux engins mobiles non routiers du secteur industriel, ce qui ne permet pas pour le moment au Citepa de l'extraire, faute de données disponibles.

- **6,318 millions de tonnes** pour le transport maritime international qui soute en France

⁹ Ces émissions sont celles des conteneurs réfrigérés autonomes et des navires frigorifiques (*reefers*). Elles ne concernent pas les entrepôts frigorifiques en général dont ceux des ports, ni ceux de l'industrie agroalimentaire du poisson (criées par exemple), car ces émissions sont alors rapportées dans le secteur de l'industrie agroalimentaire et, concernant la climatisation dans le résidentiel/tertiaire.

Le tableau récapitulatif général est le suivant pour l'année 2018 :

Année 2018							
GES	CO2	CH4		N2O		HFC	
Mt CO2e	Mt	kt	Mt CO2e	kt	Mt CO2e	Mt	
Transport fluvial de marchandises [Transport fluvial de marchandises]							
Navigation intérieure de transport de marchandises	0,114	0,113	0,012	0,000	0,003	0,001	-
Transport maritime français [Transport maritime domestique]	1,615	1,151	0,107	0,003	0,036	0,008	0,452
Equipements de réfrigération et d'air conditionné, utilisant des halocarbures ou du SF ₆	0,452						0,452
Trafic maritime national dans la zone EMEP	0,181	0,179	0,017	0,000	0,005	0,001	
Pêche nationale	0,981	0,972	0,090	0,003	0,026	0,007	
Transport autres navigations [Transport autres navigations : plaisance maritime]							
Bateaux à moteurs/usage professionnel	0,992	0,966	0,734	0,021	0,023	0,006	-
Trafic maritime international (soutes internationales) [Transport maritime international]							
Trafic maritime international (soutes internationales)	6,318	6,259	0,564	0,016	0,161	0,043	-

Les données d'émission du secteur de la pêche fournies par le Citepa ont fait l'objet d'une étude indépendante réalisée par France Filière Pêche, intitulée Gespêche¹⁰ publiée en 2020. Cette étude tend à montrer que, si les estimations du Citepa coïncident avec celles de GesPêche à partir de 2003, il n'en va pas de même des émissions antérieures de 1990 à 2003, si bien que la filière estime le niveau des réductions d'émission de la période 1990-2017 autour de 50%, alors que le Citepa ne l'estime qu'au niveau de 29% comme l'illustre le graphique suivant :

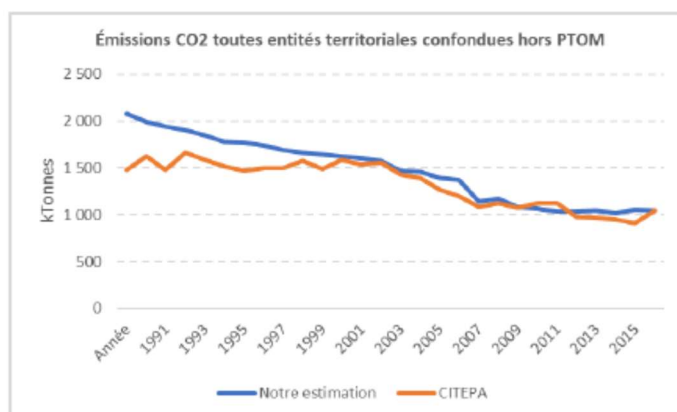


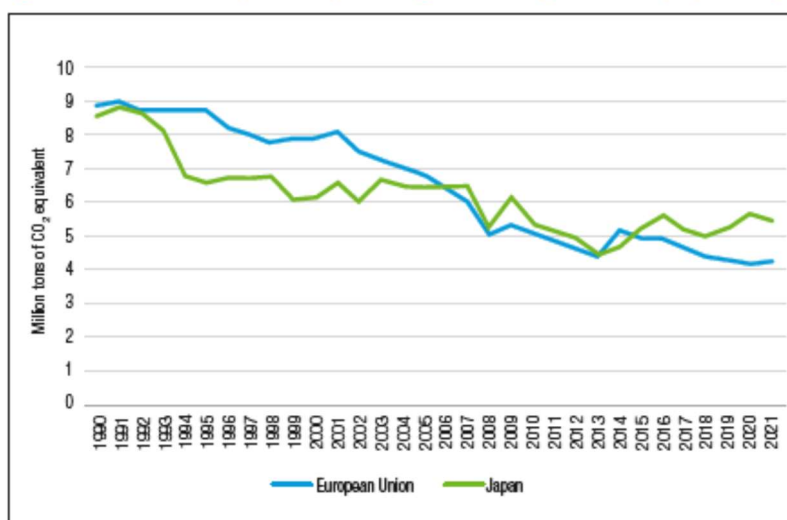
Figure 9: Evolution comparée des émissions annuelles de CO₂ (kt) pour le secteur de la pêche suivant notre estimation (méthode bottom up) et l'estimation du CITEPA (méthode top down) toutes entités territoriales combinées (hors PTOM)

Source : Propres estimations et rapport national d'inventaire France pour le CITEPA

¹⁰ Site <https://www.francefilierepeche.fr/projets/gespeche-evaluation-emission-gaz-effet-de-serre>

Ce travail est cohérent avec celui réalisé par la CNUCED au début de 2024, comme le montre le graphique suivant comparant les évolutions des flottes de pêche européennes et japonaises. Il illustre que les flottes de pêche européennes ont réduit leurs émissions de 1990 à 2021 de 52%, dont 28% sous l'effet de la réduction de la flotte européenne de 2000 à 2020 et pour le reste de l'effet d'investissements dans l'efficacité énergétique (utilisation de diesel électrique, performance accrue de la réfrigération et amélioration du système de propulsion).

Figure 1. Carbon dioxide emissions (in million tons) of the fishing fleets of the European Union and Japan (1990–2021)



Source: UNCTAD based on data from UNFCCC (2023).

1.4 Analyse relative aux soutes utilisées en France et actualisation du volume des soutes utilisées pour toucher les ports français

Les déclarations d'émissions de CO₂e des transports, réalisées par les Etats dans le cadre de la CCNUCC (Convention-cadre des Nations Unies sur le changement climatique), se font sur la base des carburants (soutes pour le maritime et pour le fluvial) chargés dans chaque pays. La rubrique hors total indique la part liée aux transports internationaux (maritimes ou aériens).

Le travail réalisé par le CGEDD et France Stratégie pour établir l'ensemble des soutes utilisées par les **navires de commerce desservant les ports français** a été établi en partant des données du Citepa de 2017¹¹ : les émissions déclarées hors total du transport maritime international s'élevaient à 5,77 Mt (contre 6,318 Mt en 2018), et la part des émissions liée au transport maritime domestique à 0,139 Mt (contre 0,181 Mt en 2018). Avec deux méthodes différentes convergentes, les soutes nécessaires ont été évaluées autour de 12 Mt et le soutage dans d'autres pays européens était évalué à un peu plus de 50%.

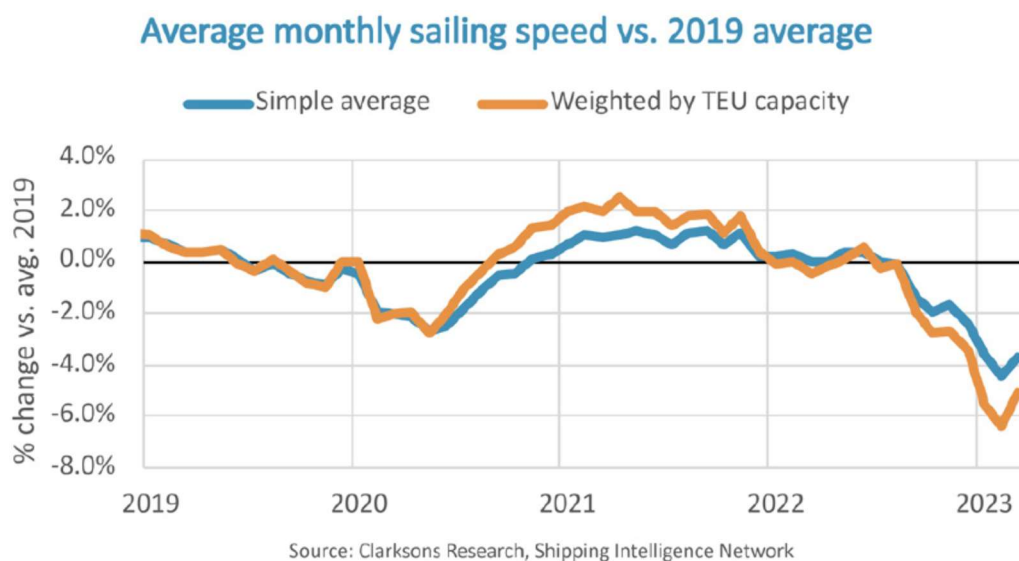
En procédant de manière analogue pour les données de l'année 2018, on obtient une proportion de soutage à l'étranger un peu plus faible de 46,7%, si bien que les soutes, nécessaires au transport maritime touchant les ports français, s'établissent à $(6,318 / 0,53) + 0,181 = 12,1 \text{ Mt}$ soit à peu près le même niveau qu'en 2017. En ajoutant la pêche en gros, on arrive à **13,1 Mt**.

11 Prospective 2040-2060 des transports et des mobilités-Marchandises : transport maritime et ports- travaux coordonnés par Geoffroy Caude - CGEDD/France Stratégie février 2022

Entre 2018 et 2022, on observe une baisse assez nette des émissions puisque les émissions du transport maritime international passent de 6,3 à 3,8 Mt. Trois facteurs expliquent la baisse :

- le soutage à l'étranger passe de 47% à 65%
- les trafics portuaires de 308 à 283 Mt soit une baisse de 8% liée aux effets de la crise Covid
- une autre partie de cette réduction est liée à la réduction de vitesse opérée entre 2017 et 2022, bien qu'il soit difficile d'isoler cette mesure des autres mesures de réduction des consommations d'énergie des navires opérées par les armements.

A titre indicatif, même s'il s'agit d'une période un peu différente le graphique suivant issu de Clarksons' Research :



Si l'on y ajoute la pêche et la plaisance, on devrait se situer à $12,1 + 0,981 + 0,992 = 14,1$ Mt

Si l'on raisonne en analyse de cycle de vie¹², comme a pu le faire le travail prospectif déjà cité, en supposant que 30% d'émissions supplémentaires par rapport à la combustion des carburants s'appliquent aussi grosso modo au maritime, on devrait tabler sur $12,1 * 1,3 = 15,7$ Mt. En y ajoutant la pêche et la plaisance, on obtient alors : $14,1 * 1,3 = 18,3$ Mt.

Dans le périmètre des émissions du transport maritime et de la pêche que retient l'Académie de marine dans cette réflexion, à savoir l'ensemble des émissions des navires de transport ou de pêche touchant les ports français, on obtient pour 2018 comme ordre de grandeur dans l'analyse en cycle de vie $(12,1 + 0,98) * 1,3 = 17$ Mt de CO₂e.

Recommandation 1 à la DGITM et à la DGAMPA : Recueillir régulièrement les données relatives au volume annuel des soutes chargées dans chacune des trois portes d'entrée internationales que sont

¹² L'analyse en cycle de vie à laquelle il a été procédé par le CGEDD avec France Stratégie consiste à ajouter aux émissions de GES proprement dites, classiquement mesurées du puits à l'hélice dans le maritime une estimation de celles liées aux infrastructures et à la production industrielle des moyens de transport, en l'occurrence les navires pour le transport maritime : avec un ordre de grandeur de 30% le facteur multiplicatif est de 1,3

Haropa (Le Havre et Rouen), Marseille-Fos et Dunkerque, voire de préférence dans l'ensemble des ports français, et par nature de carburant chargé tout au long du processus de transition énergétique.

La DGAMPA, la DGDDI, la DGEC et la DGITM ont engagé un travail de vérification de la faisabilité de ce recueil de données, mais l'aboutissement de cette démarche peut prendre quelques années, si bien que cette recommandation du groupe de travail demeure pleinement d'actualité.

1.5 Considérations sur les besoins énergétiques issus des émissions du maritime entre la feuille de route DGAMPA-CMF sur la décarbonation du maritime et ceux estimés par le groupe de travail

Publiée en janvier 2023, la feuille de route nationale initiale sur la décarbonation du maritime, prévue par l'article 301 de la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 relative à la lutte contre le dérèglement climatique et au renforcement de la résilience face à ses effets (dite « loi Climat et résilience »), élaborée par le Cluster maritime français et la DGAMPA, est antérieure aux décisions de l'OMI de juillet 2023, qui accélèrent la stratégie internationale de décarbonation du maritime. Réalisée avec des scénarios élaborés par l'institut MEET 2050, elle amorce les réflexions sur le mix énergétique nécessaire à la décarbonation du secteur et se poursuit actuellement par une analyse plus détaillée par segment de flotte concerné.

Il semble utile de rappeler les principales hypothèses retenues dans la feuille de route de janvier 2023, notamment dans le scénario 3, qui sert de référence.

Le scénario S3 prévoit une croissance continue jusqu'en 2050 du trafic maritime touchant les ports français de 1,5% par an, ainsi qu'une croissance des soutes chargées en France de 1,5% par an. Si l'on rapproche cette projection de celle effectuée par l'IGEDD et France Stratégie, ainsi que de celle réalisée par la DGITM pour les ports français, on obtient les données suivantes, selon que l'on raisonne en tonnage ou en tonnes-kilomètres :

	Trafic portuaire 2017 en millions de tonnes (Mt)	Trafic portuaire projeté 2050 en millions de tonnes (Mt)	Trafic 2017 en milliards de tonnes kilométriques (Gtk)	Trafic 2050 en milliards de tonnes kilométriques (Gtk)
Scénario S3 FDR	309 Mt	505 Mt	1400 Gtk	2288 Gtk
Scénario 2 de la stratégie nationale portuaire	309 Mt	440 Mt	1400 Gtk	1837 Gtk
Scénario décarbonation IGEDD/France Stratégie 2022	309 Mt	353 Mt	1400 Gtk	1 598 Gtk

L'hypothèse retenue par la feuille de route est donc supérieure à celle du scénario 2 de la stratégie nationale portuaire, qui tablait sur un maintien des parts de marché des ports français, et nettement plus forte que le scénario dit de décarbonation de l'étude conjointe CGEDD/France Stratégie de 2022¹³.

13 Prospective 2040-2060 des transports et des mobilités-Marchandises : transport maritime et ports- opus déjà cité

Ce point n'a pas échappé aux rédacteurs de la feuille de route qui, par la suite, ont retenu¹⁴ une croissance du trafic des ports français de 1,5% jusqu'en 2040, puis une stabilité de ce trafic de 2040 à 2050.

Il est par ailleurs intéressant de noter que le port de Rotterdam, qui avait confié une étude prospective de trafics portuaires au programme Climat du Club de Rome en 2013¹⁵ (mettant en évidence un certain plafonnement du trafic en 2040), a projeté en 2022 4 scénarios d'évolution de trafic du port par rapport à celui de 2021 (de 469 Mt) : 580 Mt, 430 Mt, 400 Mt et 520 Mt. L'institut de Wuppertal¹⁶, qui a également travaillé pour ce port en 2018, mentionne une projection de 467 Mt, de 2015 à 417-421 Mt en 2050, en raison du changement de la nature des trafics, et notamment de la baisse des vrac solides.

Il semble plus vraisemblable de tabler sur une certaine stabilité du trafic portuaire total à l'horizon 2050, compte tenu de l'évolution structurelle induite par la décarbonation de l'économie.

Recommandation 2 à la DGITM : *Actualiser la prospective portuaire à l'horizon 2050, telle qu'elle a été réalisée lors de la mise au point de la stratégie nationale portuaire de 2021, pour mieux tenir compte de l'évolution structurelle des trafics liés à la décarbonation de l'économie et à la réindustrialisation.*

Les soutes requises au niveau français, telles qu'elles figurent dans le scénario S3 de la feuille de route sont établies sur la moyenne des soutes de la période 2017-2019, mais incluent également la plaisance.

L'hypothèse de croissance retenue s'accorde avec l'objectif d'une compétitivité retrouvée des prix des soutes en France, lorsqu'elles évolueront vers des bio-carburants ou vers des électro-carburants. Compte tenu de l'avance prise par les ports de Rotterdam et d'Anvers-Bruges sur ces questions et des effets volumes défavorables, ces hypothèses volontaristes semblent là aussi optimistes. Elles ont d'ailleurs été réduites dans les hypothèses de la conférence ATMA 2023¹⁷ qui table sur le maintien des parts soute des navires entre la France et à l'étranger.

La feuille de route de janvier 2023 indique, par ailleurs, que dans le scénario S3, la consommation d'énergie de propulsion est supposée augmenter de 73% de 2023 à 2050, pour passer de 27,7 à 46,4 TWh, alors que le taux de croissance du trafic maritime s'établit, sur cette même période, à 49,5%¹⁸. Il est ensuite indiqué que les 73% d'augmentation de l'énergie consommée à bord se décomposent de la manière suivante :

- +185% pour la croissance de la flotte,
- - 54% pour l'efficacité énergétique,
- - 49% pour la réduction de vitesse
- - 8% pour le changement d'énergie.

Ces éléments ont été revus à la baisse dans la présentation précitée, puisque la consommation d'énergie de la flotte est réputée baisser de 4% d'ici 2050 sous l'effet combiné d'une augmentation de

¹⁴ Jean-François Sigrist et Erwan Jacquin-MEET 2050- CAP 2050 : un modèle global de transition énergétique pour évaluer des trajectoires de décarbonation du secteur maritime-ATMA 2023-17 octobre 2023

¹⁵ *Updating the future: the next steps in becoming the sustainable global port, using scenarios from limits to growth: a report from the Port Authority of Rotterdam by the Club of Rome Climate Programme-November 2013*

¹⁶ Stefan Lechtenböhmer, Dorothea Schostok, Georg Kobiela, Katharina Knoop, Andreas Pastowski, Simon Heck: « Deep Decarbonisation Pathways for Transport and Logistics Related to the Port of Rotterdam »-Synthesis report POR Transport – 2018 - <https://www.researchgate.net/publication/340174822>

¹⁷ Jean-François Sigrist et Erwan Jacquin- op. déjà cité en ¹⁰

¹⁸ (1,015)²⁷ = 1,495

la flotte de 57%, d'une baisse de 32% liée à l'amélioration de l'efficacité énergétique, de 26% liée à la réduction de la vitesse et de 3% liée au changement d'énergie.

La feuille de route fait aussi état dans le scénario S3 d'un niveau d'émission de **9 Mt CO2e** en 2023, précisant que ces émissions sont celles qui interviennent du puits au sillage. Si l'on se réfère aux données du tableau 6 qui figurent dans les travaux qui ont servi à l'établissement de la feuille de route¹⁹, les émissions globales du maritime incluant pêche, plaisance maritime et transport fluvial s'élevaient à 8,3 Mt en 2019.

Le scénario S3 de la feuille de route table sur 9 Mt.

Détermination du contenu énergétique de la capacité de soute décarbonée à obtenir d'ici 2050 et d'énergie électrique à quai

La feuille de route s'appuie sur un contenu énergétique des soutes actuelles évalué à **27,7 TWh** sur la base d'une moyenne des soutes 2017-2018-2019 destinées au transport maritime, à la pêche et à la plaisance.

Le groupe de travail, pour sa part, est parti des données du Citepa pour 2018 afin de calculer la capacité minimale de soute décarbonée à obtenir à terme et s'est limité au transport maritime et à la pêche. Il a ensuite converti ces émissions de GES liées aux soutes en prenant le facteur de conversion donné par le règlement Fuel EU maritime de 91,16 g CO2e par MJ (cf. chapitre 2).

En outre, pour déterminer l'électricité à quai nécessaire pour tous les navires escalant dans les ports français, elle est répartie d'une hypothèse d'un soutage de niveau équivalent (50%) pour les ports étrangers, et du chiffre généralement admis de 6% d'émissions au port, d'où le tableau suivant

Nature de l'activité	Emissions CO2e	Energie utilisée estimée
Transport maritime national	0,181 Mt	0,56 TWh
Transport maritime international souté en France	6,318 Mt	19,42 TWh
Pêche	0,981 Mt	3,02 TWh
Total capacité de soutage à rétablir	7,48 Mt	23 TWh
Transport maritime international souté à l'étranger	6,318 Mt	19,42 TWh
Total des émissions des navires soutant dans les ports français	13, 8 Mt	42,4 TWh
Total des émissions au port	0,83 Mt	2,55 TWh

Le niveau d'énergie contenu dans les carburants utilisés actuellement en France par le transport maritime et la pêche est estimé, pour l'année 2018, par le groupe de travail, à 23 TWh²⁰, et à 2,55 TWh d'électricité à quai.

19 Coalition T2EM : transition écologique et énergétique du maritime à 2050- Etat des lieux et apport d'un système numérique d'information et d'un outil de modélisation des trajectoires de décarbonation- rapport final- CMF septembre 2023- publication Ademe

²⁰ Le calcul des émissions en cycle de vie majeure de 30% le niveau de cette estimation qui passerait ainsi à $36,13 \times 1,3 = 46,97$ TWh mais cela suppose que les émissions liées aux infrastructures portuaires ou aux constructions de navire sont semblables à celles émises par les navires du puits à la source ce qui n'a pas été considéré comme fiable par le groupe de travail. Il n'en

Deux éléments complémentaires méritent considération :

- à l'aide d'un travail récent mené sur les données AIS des trafics domestiques dans une bande de 300 km le long des côtes de la métropole, le Citepa est parvenu à réévaluer le trafic domestique métropolitain d'un facteur 10 (500 000 tonnes au lieu de 50 000 à 70 000 tonnes selon les années)

- de plus, les émissions des méthaniers²¹ qui utilisent leur cargaison et ne soutent pas à proprement parler ne sont pas décomptées dans les émissions des soutes maritimes des déclarations CCNUCC des divers Etats. Il conviendrait alors de se demander si elles apparaissent dans les bilans d'émissions des activités des pays exportateurs et importateurs. La feuille de route les estime à **3,5 TWh** inclus dans les 27,7 TWh de ce document.

En incluant ce besoin, on parvient à **26,5 TWh** pour les seuls besoins du transport maritime et de la pêche, auxquels il faut **ajouter 2,55 TWh** d'électricité à quai, dont environ 1,2 TWh déjà intégré dans les besoins énergétiques (liés au transport international soutant hors de France). On aboutit donc à 25,3 TWh pour les carburants alternatifs, auxquels il faut ajouter un besoin d'électricité de 2,55 TWh, ce qui donne un total énergétique de **27,85 TWh**.

En ajoutant le contenu énergétique équivalent aux émissions de la plaisance de 2018, on obtiendrait 31,0 TWh à comparer aux 27,7 TWh de la feuille de route. La différence résulte du fait que le groupe de travail s'est appuyé sur l'année 2018, et non sur la moyenne des années 2017-2019 légèrement inférieure.

De ces réflexions complémentaires découlent les deux recommandations suivantes :

Recommandation 3 à la DGAMPA et à la DGITM : *compléter le travail mené par le Citepa sur l'actualisation du calcul des émissions du transport maritime domestique en métropole par celles des émissions des Outre-mer français de l'UE.*

Recommandation 4 au Citepa en liaison avec la DGAMPA et la DGITM : *déterminer si les données actuelles des déclarations de la CCNUCC permettent ou non d'évaluer les émissions des méthaniers et, plus généralement, si le soutage GNL est décompté dans les soutes maritimes des autres pays*

Par ailleurs, le groupe de travail a été informé d'une disposition prise par le port de Rotterdam pour l'établissement de ses droits de port pour 2025-2027. Il en ressortirait que les navires fonctionnant avec des énergies décarbonées seraient favorisés de même que les navires soutant des carburants décarbonés au port de Rotterdam d'où la recommandation suivante :

Recommandation 5 à la DGITM et à l'UPF : *veiller à ajuster les droits de port, comme l'ont déjà fait certains ports européens, afin de favoriser davantage l'accueil des navires verts et le soutage des carburants alternatifs en France.*

Conclusion du groupe de travail sur les besoins énergétiques nécessaires pour assurer le soutage et l'alimentation électrique à quai des navires de commerce et de pêche touchant les ports français : **ces besoins peuvent être estimés à 25,3 TWh auxquels il faut ajouter 2,55 TWh d'électricité à quai pour un total d'environ 28 TWh hors plaisance.**

demeure pas moins que les besoins énergétiques considérés sont supérieurs mais relèvent plus des besoins énergétiques de l'industrie de la construction navale et du génie civil.

²¹ A noter que le soutage GNL pour les navires autres que les méthaniers n'est recensé dans les données des soutes d'Haropa port Le Havre qu'à partir de 2021 mais que ces soutes restent d'un niveau encore faible.

2. Synthèse des réglementations OMI, EUROPE et nationale.

Contexte

Compte tenu de l'accélération des dispositions prises principalement au niveau européen et international de l'OMI pour réduire les émissions de gaz à effet de serre des navires, tant au large que dans les ports, le groupe de travail a jugé nécessaire de réaliser l'état des lieux des réglementations internationales de l'OMI, européennes et nationales comme préalable à l'analyse des leviers possibles de la décarbonation (chapitre 3), avant de développer diverses considérations macroéconomiques relatives à la production de carburants alternatifs (biocarburants ou carburants de synthèse).

2.1 Ambition de décarbonation

Le secteur maritime représente par nature un contexte international ; il est réglementé par l'Organisation maritime internationale (OMI). Cette dernière a adopté dès 2018 sa stratégie de réduction des gaz à effet de serre (GES), se fixant pour objectif une réduction de son intensité carbone d'au moins 40 % d'ici 2030 et de 70 % en 2050, ainsi qu'une réduction d'au moins 50% de ses émissions totales d'ici 2050 (par rapport à 2008).

Alors que l'OMI a revu sa stratégie initiale en 2023, la pression internationale s'est accentuée pour qu'elle agisse plus rapidement. Avant la conférence COP26 à Glasgow, le secrétaire général de l'ONU, António Guterres, a affirmé que les transports maritime et aérien, n'avaient pas réussi à réduire leurs émissions de GES, et que leurs engagements actuels s'alignaient plutôt sur un réchauffement supérieur à 3°C, que sur l'objectif de 1,5°C. En juillet 2023, l'OMI a revu sa stratégie pour le transport maritime international visant la neutralité carbone vers 2050, en se fixant des objectifs intermédiaires de réduction des émissions de GES de -20% en 2030 (en essayant d'atteindre-30%), -70% en 2040 (en essayant d'atteindre-80%) et un objectif 2030 de 5% de techniques, ou de combustibles à émissions de GES, nulles ou quasi nulles (avec une ambition portée à 10%). Voir schéma du DNV figure 1, ci-dessous.

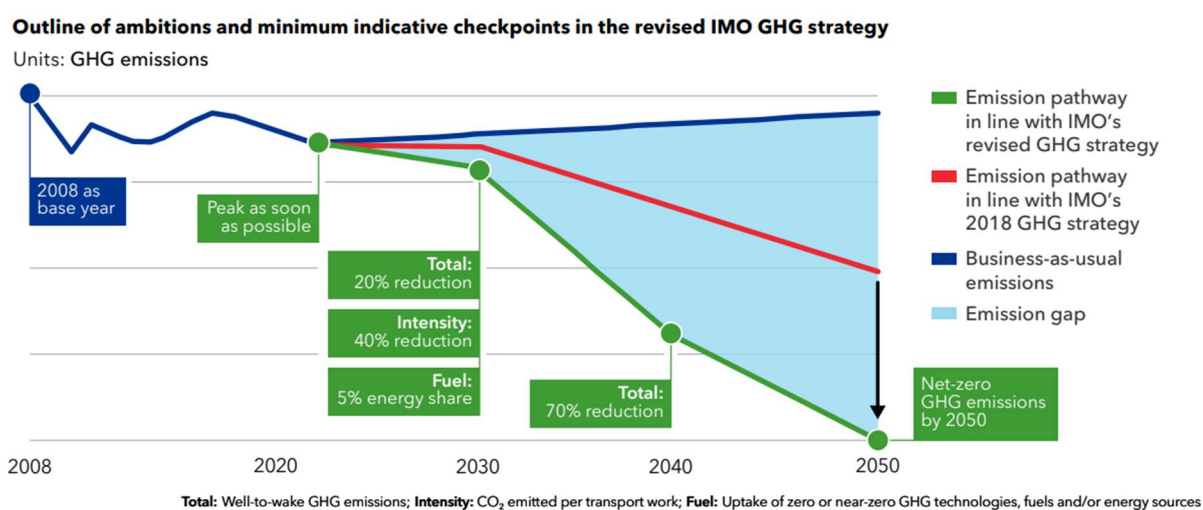


Figure 1 : Stratégie révisée de l'OMI 2023 (GES) – source DNV

L'objectif de réduction de l'intensité carbone de -40% en 2030 de la flotte mondiale a été maintenu.

La réglementation s'est orientée vers la prise en compte du cycle complet des combustibles marins pour le calcul de leurs émissions (approche *well to wake*), avec la préparation d'un guide de calcul de ces émissions pour les différents types de carburants (*Life cycle assessment LCA guidelines*). L'usage des biocarburants a ainsi été reconnu par la réglementation sous réserve de conditions de durabilité²².

Des mesures de moyen terme (pour une entrée en vigueur en 2027) ont également été prévues avec un volet technique visant à établir des objectifs de réduction de l'intensité carbone des combustibles marins, et un volet économique visant à étudier, puis mettre en place un mécanisme de prix des émissions de GES.

Des réglementations contraignantes ont accompagné cette stratégie en définissant en particulier un index minimum d'efficacité énergétique pour les navires neufs (*Energy Efficiency Design Index*) applicable depuis 2013, avec une révision à la baisse programmée tous les 5 ans, un index d'efficacité énergétique applicable à tous les navires en service depuis 2023 (*Energy Efficiency eXisting ship Index*), ainsi qu'un index d'intensité carbone (*Carbon Intensity Indicator*) qui mesure l'intensité carbone des émissions de CO₂ de chaque navire réalisées dans l'année (gCO₂/mille marin), avec une réduction annuelle programmée jusqu'en 2026.

Une obligation déclarative a également été instaurée pour les armateurs concernant la consommation de carburant des navires (DCS ou *Data Collecting System*) de plus de 5 000 tonneaux de jauge brute à partir de l'année 2019, ce qui permet à l'OMI de tenir une base anonymisée des consommations énergétiques annuelles de ces navires.

Lors de sa réunion à Londres en mars 2024, le Comité de Protection de l'Environnement Maritime de l'OMI (*Maritime Environment Protection Committee* - MEPC 81-) a proposé la création de nouvelles mesures dans le cadre de MARPOL (Chapitre 5 de la convention MARPOL), pour une réduction de l'intensité en GES des carburants maritimes et une transition vers la neutralité carbone.

L'UE, conformément à son engagement au titre de l'Accord de Paris, s'est fixé pour objectif, la neutralité carbone d'ici 2050. Cet objectif est celui du Pacte vert Européen (*Green Deal*), dont la feuille de route "*Fit for 55*" définit les étapes pour y parvenir. Cet engagement ambitieux reflète la volonté de l'UE de maintenir l'augmentation de la température globale en- dessous de 2°C et de poursuivre les efforts pour la maintenir à 1,5°C.

Pour le secteur maritime, l'énergie représente plus de 65% des coûts d'exploitation.

2.2 Stratégie de l'OMI

La stratégie GHG révisée de l'OMI (adoptée lors du MEPC 80 de juillet 2023) a prévu l'adoption d'ici 2025, pour une entrée en vigueur en 2027, de mesures dites de moyen terme :

²² Les critères de durabilité s'appliquent à tous les carburants. Dès 2023 et avant de disposer d'une définition complète des coefficients d'émissions *well to wake* pour tous les carburants, l'OMI a reconnu un avantage aux biocarburants avec une approche *well to wake* alors que les règles en vigueur en *tank to wake* ne leur donnaient pas d'avantage

- un instrument technique qui prendra la forme d'un *GHG Fuel Intensity* (GFI) standard exprimé en g CO₂ eq/unité d'énergie (i)
- un instrument économique qui prendra la forme d'une tarification des émissions de GES (ii).

Concernant le premier point, GFI, le MEPC 81 a vu s'opposer deux propositions : celle de l'UE, qui soutient une approche « du puits au sillage » (*well-to-wake ou WtW*), et celle de la Chine qui soutient une approche « du réservoir au sillage » (*Tank to wake ou TtW*). La différence fondamentale de l'approche WtW réside dans la prise en compte de l'impact carbone de la phase de production jusqu'à la distribution à bord du navire en addition à l'approche TtW.

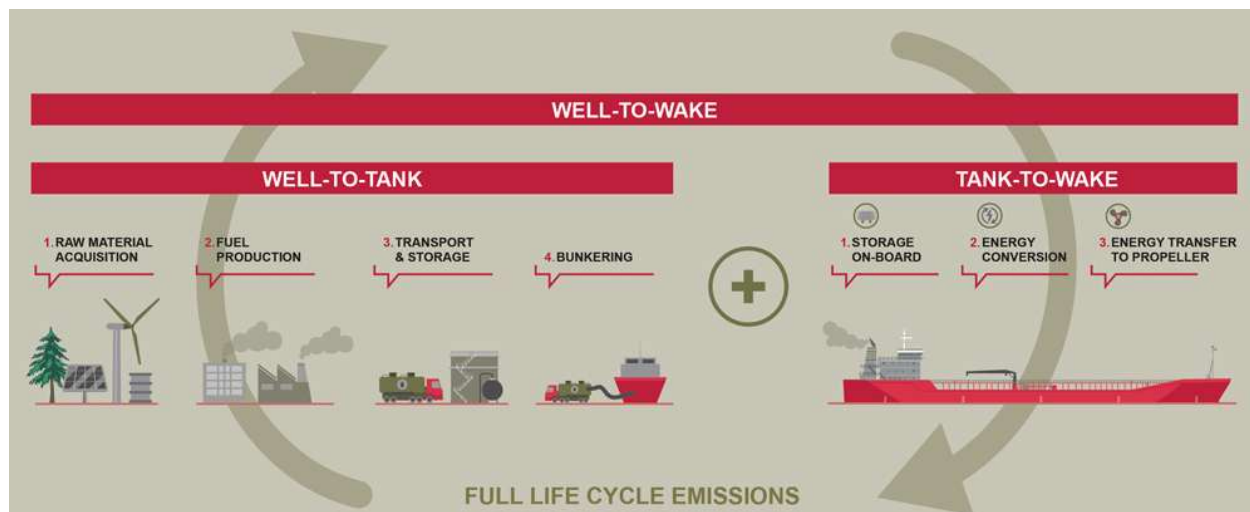


Figure 2 : Schéma d'analyse de cycle de vie des émissions des GES- approches WtW et TtW - source DNV -

Sur le second point, la tarification des émissions de GES, le MEPC 81 a vu s'opposer les pays en faveur de la taxe (divisés en 2 groupes : les pays des Caraïbes pour qui il s'agit d'un instrument prioritaire et qui proposent un montant initial de 150 USD / t CO₂ émis, ainsi que les pays européens, qui considèrent qu'il s'agit d'un instrument complémentaire du GFI), et ceux pour qui cette taxe est inacceptable, parmi lesquels la Chine et l'Inde.

Une étude d'impact de ces 2 instruments est menée, en vue d'un compromis à adopter lors du MEPC 82 (30 septembre - 4 octobre 2024). En parallèle, les discussions se poursuivent sur la méthodologie ACV de référence (*Fuel Life Cycle Assessment -LCA-Guidelines*) sur laquelle s'appuiera le GFI.

A noter que d'autres ensembles économiques ont produit un cadre incitatif sur les e-fiouls, notamment aux USA et au Japon.

Note (information ultérieure à la rédaction du présent rapport) :

Lors de la session d'avril 2025, le MEPC (83) a approuvé un projet de cadre juridique contraignant pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) des navires de plus de 5000 tonnes de jauge brute à l'échelle mondiale, visant la neutralité carbone d'ici 2050, renforçant ainsi la politique de décarbonation de l'OMI.

Ces mesures comprennent :

1. Le calcul de l'intensité des émissions de GES du carburant (GFI), défini du puits au sillage, en tenant compte des émissions totales, de la production du carburant à la combustion à bord.

2. Une nouvelle norme mondiale sur les carburants pour les navires de plus de 5 000 tonnes de jauge brute - qui représentent 85 % des émissions totales de CO₂ du transport maritime international, et couvrant la majeure partie de la flotte commerciale mondiale -, ce qui réduira progressivement l'intensité annuelle des émissions de gaz à effet de serre des carburants marins.

3. Un système de tarification des émissions obligeant les navires à fortes émissions à acheter des unités de compensation pour compenser leurs émissions, tout en récompensant les navires à émissions proches de zéro ou nulles par des incitations financières.

Ces mesures devront être formellement adoptées en octobre 2025 pour une entrée en vigueur en 2027.

Le règlement sera alors intégré à l'annexe VI de MARPOL, ce qui signifie que tous les navires engagés dans le commerce international devront s'y conformer afin de conserver leurs certificats statutaires, de maintenir leur couverture d'assurance et d'accéder aux ports internationaux.

Le groupe de travail de l'Académie se propose de suivre les évolutions de cette proposition, puis d'analyser le cadre et les modalités d'application de ces mesures, ainsi que l'alignement des stratégies Régionales, dont FuelEU Maritime.

2.3 Stratégie de l'UE

La stratégie de l'Union européenne, conformément à son engagement au titre de l'Accord de Paris, vise la neutralité carbone d'ici 2050. Cet objectif est celui du Pacte vert européen (Green Deal), dont la feuille de route "Fit for 55" définit les étapes pour y parvenir. Parmi les étapes de celle-ci, l'UE s'est fixé un objectif intermédiaire de réduction des émissions de GES d'au moins 55 % en 2030, par rapport aux niveaux de 1990, ce qui nécessite des contributions de tous les secteurs d'activités.

Le transport maritime de l'UE représente 77 % du commerce extérieur et 35 % de l'ensemble des échanges en valeur entre les pays de l'UE, alors qu'environ 9 % du trafic s'effectue entre les ports d'un même pays de l'UE (voyages intra-européens). Les navires opérant pour ces activités utilisent des carburants exonérés de taxes, tant au niveau international que dans l'UE.

La législation actuelle de l'UE régit les aspects suivants liés aux carburants maritimes :

1. la Directive sur les infrastructures pour carburants alternatifs (« AFID », 2014/94/UE) ;
2. le Règlement relatif à la surveillance, à la déclaration et à la vérification des émissions de CO₂ du transport maritime (« EU MRV », Règlement 2015/757/UE) ;
3. la Directive relative à une réduction de la teneur en soufre de certains combustibles liquides (2016/802/UE) ;
4. la refonte de la directive sur les énergies renouvelables (« RED », 2018/2001/UE).

Parmi les 13 propositions législatives du « paquet fit for 55 » publié en juillet 2021, cinq d'entre elles ont un impact direct sur le transport maritime :

1. Directive révisée sur le système d'échange de quotas d'émission de l'UE (EU-ETS, COM (2021) 551);
2. Initiative FuelEU Maritime ;
3. Directive AFID révisée en Réglementation (AFI-R) ;

4. Directive révisée sur la fiscalité de l'énergie (COM (2021) 563) ;
5. Directive révisée sur les énergies renouvelables (RED II, COM (2021) 557)

Il est à noter que ces textes réglementaires ne sont efficaces que parce qu'ils sont « pris ensemble » (addition de différents leviers : incorporation, ETS...). A ce titre, il nous semble important de retracer les principales étapes qui ont conduit à l'élaboration puis à l'adoption de ces textes dans une cohérence de complémentarité.

La position de départ du Parlement

Dans sa résolution du 27 avril 2021 sur des mesures techniques et opérationnelles pour un transport maritime plus efficace et plus propre (2019/2193(INI)), le Parlement a invité la Commission à appliquer le principe du "pollueur-payeur" et à promouvoir le recours à des alternatives aux carburants des transports maritimes lourds, notamment par le biais d'exonérations fiscales. En outre, le Parlement a exprimé son soutien à l'élimination progressive du fioul lourd dans le transport maritime et à la neutralité technologique, à condition que cela soit conforme aux objectifs environnementaux de l'UE. Mettant en garde contre les fuites de carbone, il souligne la nécessité de préserver la compétitivité du secteur du transport maritime européen. Enfin, il a insisté sur le fait que toutes les options facilement déployables pour réduire les émissions du secteur maritime devraient être utilisées, y compris les technologies de transition telles que le GNL.

En 2020, dans sa résolution (2019/2956/RSP) sur le pacte vert pour l'Europe, le Parlement avait appelé à des mesures visant à abandonner l'utilisation du fioul lourd et à investir dans la recherche de nouvelles technologies pour décarboner le transport maritime, ainsi que dans le développement d'un transport maritime à zéro émission de carbone.

Dans sa résolution du 25 octobre 2018 sur le déploiement d'infrastructures pour les carburants alternatifs dans l'UE (2018/2023(INI)), il avait appelé la Commission à soutenir la décarbonisation du secteur maritime, en mettant clairement l'accent sur l'innovation, la numérisation et l'adaptation des ports et des navires. Il a également soutenu le déploiement de l'approvisionnement en électricité à terre dans les ports intérieurs et maritimes.

Préparation de la proposition

La Commission a mené une consultation publique ouverte entre juillet et septembre 2020. Les groupes de parties prenantes étaient favorables à la neutralité technologique et préféraient une approche basée sur des objectifs à une approche prescriptive, qui pourrait conduire à un verrouillage technologique et à des actifs bloqués (*stranded assets*).

La proposition maritime FuelEU était accompagnée d'une analyse d'impact (AI). Les consultants externes Ecorys et CE Delft ont mené une étude à l'appui de l'AI. Entre août et septembre 2020, ils ont réalisé une consultation ciblée avec des experts du *European Sustainable Shipping Forum* (ESSF) et ont mené une série parallèle d'entretiens avec des parties prenantes, notamment des représentants de l'industrie et des autorités nationales. Par ailleurs, en septembre 2020, la Commission a organisé une table ronde avec les membres de l'ESSF et le Forum européen des ports. Les parties prenantes ont convenu que les principaux obstacles étaient les coûts élevés du carburant et des investissements,

ainsi que l'incertitude pour les investisseurs, et ont demandé plus de certitude en termes d'exigences climatiques et environnementales prévues pour le transport maritime.

L'étude mentionnée ci-dessus a souligné la nécessité d'une action politique de l'UE. Étant donné que les navires auraient la possibilité de s'approvisionner en dehors de l'UE, l'étude recommande que la politique cible les carburants utilisés lors des voyages à destination et en provenance des ports de l'UE, plutôt que les carburants vendus dans l'UE. Le manque de demande de carburants propres étant considéré comme le principal problème, la politique devrait cibler la demande plutôt que l'offre.

L'analyse d'impact prend comme point de départ la nécessité d'assurer la sécurité juridique, de se concentrer sur la demande pour stimuler la production, et d'utiliser des carburants renouvelables et à faible teneur en carbone, tout en abordant la question des fuites de carbone. Elle considère trois options politiques, chacune utilisant une approche différente du choix de la technologie et de la manière dont les performances requises doivent être atteintes.

La première option est une approche prescriptive, impliquant l'utilisation de parts de carburants spécifiques ; ici, le régulateur choisit la technologie.

En comparaison, la deuxième et la troisième options sont basées sur des objectifs, laissant le choix de la technologie aux opérateurs du marché mais fixant des limites maximales d'intensité de GES pour l'énergie utilisée à bord d'un navire.

Par ailleurs, la troisième option comprend un mécanisme de flexibilité permettant la mutualisation et des multiplicateurs pour les technologies zéro émission.

Toutes les options exigent que les navires de fret et de passagers utilisent une alimentation électrique à quai (OPS) ou une technologie équivalente à zéro émission. La troisième option a été jugée préférable, car elle offre le meilleur équilibre entre objectifs et coûts, répond au besoin de flexibilité et apporterait 58,4 milliards d'euros de bénéfices nets à long terme.

Le Service de recherche du Parlement européen (EPRS) a publié le 18 février 2022 une première évaluation de l'analyse d'impact de la Commission.

Les changements

La proposition vise à stimuler l'adoption de carburants à faible teneur en carbone, en introduisant des limites sur l'intensité carbone de l'énergie utilisée à bord des navires, et rend obligatoire l'utilisation de l'alimentation électrique terrestre (OPS) dans les ports de l'UE.

La Commission a proposé que les réductions de l'intensité moyenne annuelle des émissions de GES de l'énergie utilisée à bord commencent à partir de 2025, avec une modeste amélioration de 2 % par rapport à la référence de 2020. Toutefois, les exigences deviendraient de plus en plus strictes au fil du temps, avec une amélioration de 6 % requise en 2030 et une réduction de 75 % en 2050.

Ces exigences s'appliqueraient à toute l'énergie utilisée à bord d'un navire dans ou entre les ports de l'UE, mais seulement à 50 % de l'énergie utilisée par les navires arrivant ou partant des ports de l'UE lors de voyages à destination ou en provenance de pays tiers. Elles s'appliqueraient aux navires

commerciaux d'une jauge brute supérieure à 5 000 tonnes, quel que soit leur pavillon. Bien que la portée géographique soit la même que celle de l'extension proposée du SEQUE-UE, la présente proposition applique une approche du cycle de vie complet pour déterminer les équivalents d'émissions de CO₂ (y compris le méthane et oxydes d'azote) de l'énergie utilisée.

Les compagnies maritimes seraient responsables de la conformité. Les nouvelles normes en matière de carburant s'appliqueraient aux navires utilisant des carburants achetés au sein de l'UE, mais également aux carburants achetés en dehors de l'UE.

La proposition introduit une méthodologie pour l'analyse du cycle de vie des carburants et des principes communs pour la surveillance, la déclaration, la vérification et l'accréditation des carburants. Le système proposé serait distinct et complémentaire du système MRV de l'UE existant, mais devrait s'appuyer sur la base de données de déclaration EU THETIS existante. Les navires devraient être munis d'un certificat de conformité FuelEU valide. Une flexibilité est envisagée tant pour les navires que pour les compagnies grâce à la moyenne et à la mutualisation.

La proposition stipulait qu'à partir de janvier 2030, les navires de fret et de passagers séjournant dans les ports de l'UE pendant plus de deux heures devront également se connecter à l'alimentation électrique à terre (également connue sous le nom d'« alimentation électrique terrestre », OPS) et utiliser cette électricité pour tous leurs besoins énergétiques lorsqu'ils sont à quai, à moins qu'ils n'utilisent des technologies zéro émission ou qu'ils ne se trouvent dans une situation d'urgence. Jusqu'à fin 2034, des exemptions seraient accordées pour les cas où les navires ne peuvent pas se connecter à l'OPS en raison de points de connexion indisponibles dans le port ou de l'incompatibilité de l'installation portuaire avec l'équipement OPS embarqué. À partir de 2035, cette flexibilité serait considérablement réduite. Des sanctions harmonisées ont été envisagées en cas de non-respect des normes sur les carburants et des exigences OPS. Les revenus collectés alimenteraient le Fonds d'innovation, et contribueraient à financer la production de carburants maritimes renouvelables et d'autres activités écologiques dans le secteur maritime.

Le Conseil et le Parlement sont parvenus à un accord provisoire sur la proposition de la Commission, en vertu duquel ils ont apporté des modifications au texte original de la proposition (pour plus de détails, voir la section « Processus législatif » ci-dessous).

2.4 Les cadres réglementaires

Pour le secteur maritime, et notre zone géographique, il s'agit principalement des textes et des engagements de l'OMI et de l'Union Européenne.

2.4.1 OMI



Pour l'OMI, dans ce contexte de décarbonation et en soutien à sa stratégie, il s'agit principalement :

1. Directives provisoires pour la sécurité des navires qui utilisent des installations de production d'énergie basées sur des piles à combustible (MSC.1/Circ.1647 15 juin 2022)
2. Directives provisoires pour la sécurité des navires utilisant de l'Hydrogène ou de l'ammoniac (en développement)
3. EEDI - *Energy Efficiency Design Index* en soutien à la réduction de GES
4. L'index d'intensité carbone (CII) de 2023
5. Guide à l'analyse de cycle de vie (Résolution MEPC. 376(80))
6. Standard pour les carburants bas carbone – LGFS (*Low GHG Fuel Standard*) (en discussion)

Concernant la décarbonation, l'OMI a adopté des mesures obligatoires pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. En 2023, l'OMI a adopté sa Stratégie concernant la réduction des émissions de GES provenant des navires, avec des objectifs renforcés pour lutter contre les émissions nocives. La Stratégie révisée de l'OMI concernant les GES comprend une ambition commune renforcée de parvenir à réduire à zéro les émissions nettes de GES provenant des transports maritimes internationaux d'ici 2050.

En particulier, la Stratégie de l'OMI de 2023 prévoit une réduction de l'intensité des émissions de carbone provenant des transports maritimes internationaux (réduction des émissions de CO₂ par activité de transport), en moyenne pour l'ensemble des transports maritimes internationaux, d'au moins 40 % d'ici à 2030. Le nouveau niveau d'ambition porte sur l'adoption des techniques, combustibles et/ou sources d'énergie à émissions de GES nulles ou quasi nulles, qui représentent au moins 5 %, en s'efforçant de faire passer ce pourcentage à 10 %, de l'énergie utilisée par les transports maritimes internationaux d'ici à 2030.

Les GES considérés sont : dioxyde de carbone (CO₂), méthane (CH₄) et protoxyde d'azote (N₂O). Les objectifs sont entendus par navire, en moyenne annualisée, et en prenant en compte l'ensemble du cycle de vie des carburants (*Well-to-Wake*/du puits au sillage).

La figure suivante résume les différentes étapes de la feuille de route vers la neutralité carbone.

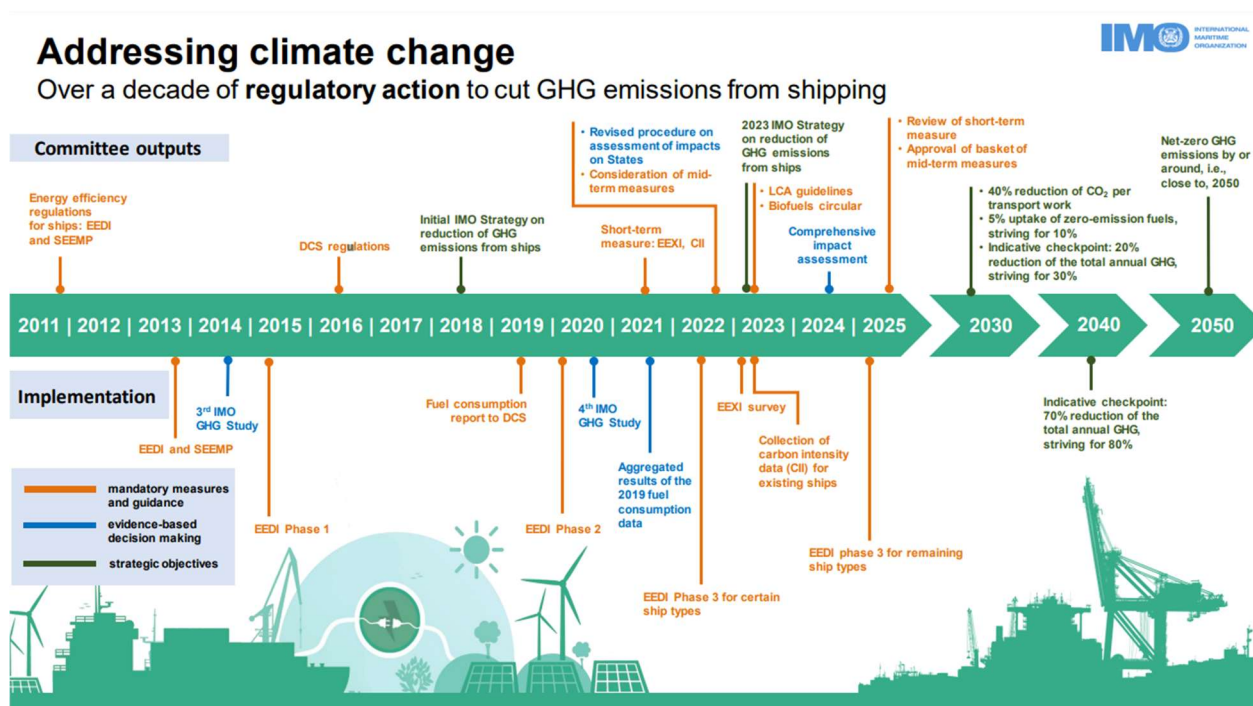


Figure 3 : stratégie OMI de réduction des GES et feuille de route – source OMI –

Ces objectifs de réduction s'accompagnent d'un objectif de réduction massive de l'intensité carbone (CII).

La notation CII reflète le rendement énergétique opérationnel des navires et est obligatoire pour les navires d'une jauge brute égale ou supérieure à 5 000. Le CII est calculé en multipliant la consommation annuelle de carburant par son facteur d'émission de CO₂, rapporté à la distance annuelle parcourue et le tonnage de conception du navire. Le CII opérationnel annuel obtenu doit être documenté et vérifié par rapport au CII opérationnel annuel requis. Cela permet de déterminer la notation de l'intensité carbone opérationnelle. Sur la base du CII d'un navire, son intensité carbone sera notée A, B, C, D ou E (A étant la meilleure note).

Concernant les nouveaux carburants et la sécurité à bord, la feuille de route suivante présente les développements des travaux de l'OMI dans sa stratégie de sécurité à bord. Elle intègre les éléments cités précédemment, et le contexte de recueil de règles obligatoires pour les navires qui utilisent des gaz ou d'autres combustibles à faible point d'éclair, tout comme de nouvelles prescriptions relatives à la formation des gens de mer travaillant à bord de ces navires (code IGF)

IGF Code development roadmap

- IGF Code development roadmap/ timeline recently revised
- Interim Guidelines for safety of ships using Fuel Cells finished 2021 - MSC.1/Circ.1647 15 June 2022
- Interim Guidelines for safety of ships using Hydrogen as Fuel initiated.
- Work on Hydrogen and Ammonia taking place in parallel
- Increased focus on the development of the safety framework due to pressure to decarbonise the sector.

	CCC6	MSC102	CCC7	MSC105	CCC8	MSC106	CCC9	MSC107	CCC10
	SEP20	NOV20	SEP21	APR22	SEP22	NOV22	SEP23	2023	2024
LNG	Revision Exercise				Finalize Part A-1 amendments	Approve Part A-1 amendments			
Alcohols	Interim Guidelines finalized	Interim Guidelines Approved (MSC.1/Cir c.1621)	Interim Guidelines under application				Start discussion of mandatory instruments	Draft mandatory req	
Fuel Cells	Drafting		Finalize Interim Guidelines	Approve Interim Guidelines	Interim Guidelines under application			Start discussion of mandatory instruments	
LPG	Drafting						Finalize LPG Guidelines	Approve LPG Guidelines	
Low-flashpoint Oil Fuels	Discussion		Significant discussion around relevance of this work		How to address safety provisions for low-flashpoint oil fuels? DECISION				
Hydrogen		Initiate development of Interim Guidelines							
Ammonia			Initiate development of Interim Guidelines	Drafting					

Figure 4 : feuille de route des développements dans le contexte IGF

2.4.2 Union Européenne

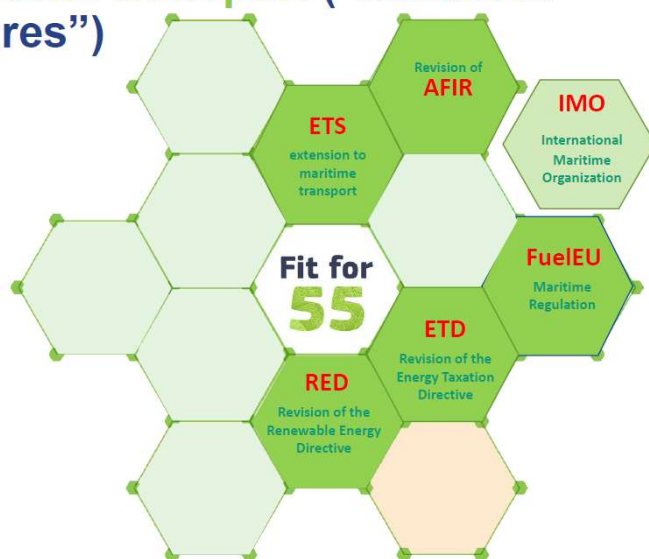


Pour l'Union européenne, dans le contexte du Pacte Vert Européen, il s'agit principalement :

- Fuel EU Maritime – promotion des carburants renouvelables et bas-carbone dans le secteur maritime
- EU ETS – Extension au secteur maritime du système d'échange de quotas (SEQE) de l'UE
- AFI-R – Réglementation sur les infrastructures pour les carburants alternatifs (avec un mandat de standardisation au CEN/CENELEC)
- RED – La directive Energies Renouvelables et sa révision (REDIII)

La feuille de route "Fit for 55" du Pacte vert européen (*Green Deal*), intègre plusieurs textes réglementaires qui concernent le secteur maritime. Si certains sont encore, ou à nouveau, en révision, l'objectif premier est d'assurer cohérence et complémentarité pour une mise en œuvre efficace et rapide d'actions contribuant à l'atteinte des objectifs du Pacte Vert Européen.

Initiatives that concern waterborne transport (“basket of measures”)



MARITIME



European Commission

Mobility and Transport

Figure 5 : Le paquet « Fit for 55 » comprend plusieurs textes visant à décarboner le secteur maritime – source Commission Européenne –

La figure suivante, illustre la complémentarité attendue de ces différents textes réglementaires :

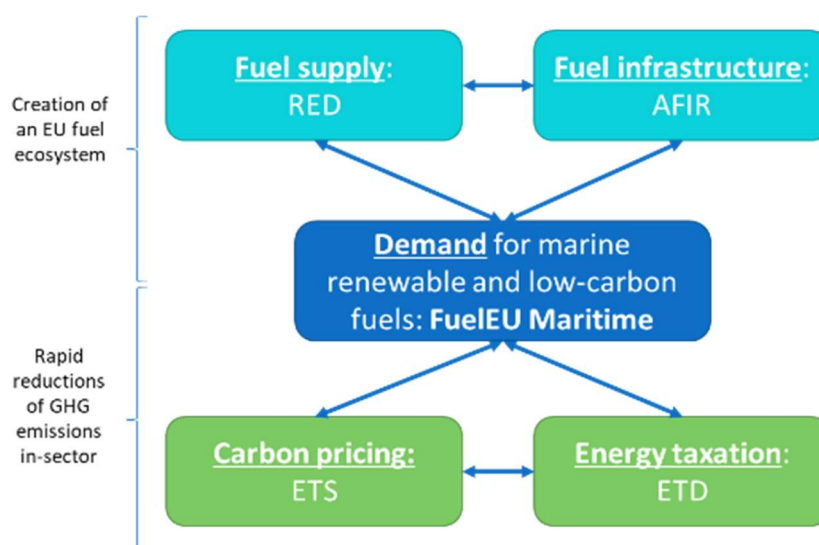


Figure 6 : Principaux textes réglementaires européens concernant le secteur maritime

2.4.2.1 La Réglementation FuelEU Maritime

Cette réglementation obligera les navires de plus de 5000 tonnes de jauge brute faisant escale dans des ports européens à :

1. Réduire l'intensité des gaz à effet de serre de l'énergie utilisée à bord par rapport à la moyenne de 2020 établie à 91,16 grammes de CO₂eq/MJ (valeur de référence), en respectant le calendrier ci-dessous :

Notons que les navires concernés (> 5000 tonnes) représentent 55% de l'ensemble des navires, et contribuent à l'émission de plus de 90% de CO₂ du secteur.

2. Se raccorder à l'alimentation électrique à quai pour couvrir leurs besoins en énergie électrique lorsqu'ils sont amarrés, sauf s'ils utilisent une autre technologie à émissions nulles.

Elles imposent des obligations principalement à l'égard des compagnies, dans le cadre suivant :

1. Entrée en vigueur au 1er janvier 2025 (31 août 2024 pour le suivi des émissions de GES par navire)
2. Définition de « Compagnies maritimes » : propriétaire du navire ou armateur gérant, ou affréteur coque nue, auquel le propriétaire a confié la responsabilité de l'exploitation du navire
3. Concerne tous navires commerciaux transportant passagers et/ou marchandises, d'une jauge brute > 5 000, quel que soit le pavillon
4. Concerne 100% de l'énergie utilisée pour les voyages intra-UE/EEE et 50% de celle utilisée pour les voyages entrant/sortant de l'UE et en provenance des régions ultrapériphériques de l'UE.
5. Exemptions : navires de guerre, navires brise-glaces, etc.

La mise en application de Fuel EU Maritime s'accompagne de l'adaptation de mécanisme de Surveillance, Déclaration, Vérification de l'EU (MRV – *Monitoring Reporting Verification*), et en conséquence d'une gestion de conformité impliquant les compagnies, les vérificateurs agréés (par l'Etat) et l'Etat. Le calendrier est le suivant :

• Avant le 31 août 2024 :

Soumission pour chaque navire d'un plan de surveillance contrôlé par un vérificateur agréé.

• A compter du 1er janvier 2025 :

Chaque 31 janvier pour l'année précédente :

Déclaration, par navire, des données d'émission, d'intensité carbone ("déclaration FuelEU").

Pour le 31 mars : le vérificateur évalue l'exactitude des déclarations et calcule le bilan de conformité GES, ainsi que, le cas échéant, RFNBO du navire.

Avant le 1er mai : le vérificateur enregistre le bilan de conformité dans la "base de données FuelEU".

Au plus tard le 30 juin : le vérificateur délivre un "document de conformité FuelEU" pour le navire.

Dans ce contexte (MRV), les pénalités prévues par FuelEU Maritime sont perçues par l'Etat, qui doit utiliser les recettes pour soutenir les carburants renouvelables et bas carbone.

Ces pénalités sont imposées par l'Etat administrant, en cas de non-respect des objectifs suivants :

- raccordement aux infrastructures électriques à quai
- réduction de l'intensité GES de l'énergie utilisée à bord
- éventuellement, utilisation de RFNBO

Elles doivent être payées par les compagnies maritimes au plus tard le 30 juin de la période de vérification. Les pénalités sont majorées d'un multiplicateur $1 + (n - 1) / 10$ [= 10%] en cas de non-respect pendant deux périodes de déclaration consécutives ou plus.

2.4.2.2 EU-ETS

Le secteur maritime rejoint le système d'échange de quotas de l'UE (SEQE-UE ou EU-ETS en anglais). 1er système mondial de tarification du carbone sur le transport maritime.

L'EU-ETS est un système de plafonnement et d'échange de quotas permettant de réguler la quantité de gaz à effet de serre émise par les secteurs qui y sont soumis (*Cap-and-Trade System*). Son objectif est de réduire les émissions de 62 % d'ici 2030 par rapport à 2005.

Un quota est défini comme suit :

- 1 quota (EUA) permet d'émettre 1 t de CO₂e.

L'EU-ETS impose à la compagnie maritime devra avoir inscrit au 30/09 de l'année A+1, sur le registre européen des quotas, un nombre de quotas correspondant aux émissions vérifiées de l'année A

Note : les RFNBO et RCF (Recycle Carbon Fuel) pourraient, comme les biocarburants durables actuellement, bénéficier d'un facteur d'émission CO₂ de zéro (acte délégué à paraître courant 2024)

L'inclusion du maritime dans ce système de quota intervient de manière progressive :

- Application aux navires marchandises et passagers > 5 000 tonnes dès 2024. L'inclusion des navires > 400 tonnes sera examinée d'ici le 31 décembre 2026.
- Inclusion du méthane et du protoxyde d'azote à partir du 1er janvier 2026.
- Les compagnies devront restituer 40% des quotas correspondant à leurs émissions de 2024, 70% de leurs émissions de 2025, puis 100% des émissions à partir de 2026.
- Les navires d'Etat et militaires, de pêche et de plaisance en sont exemptés.

La figure ci-dessous résume les principales étapes :

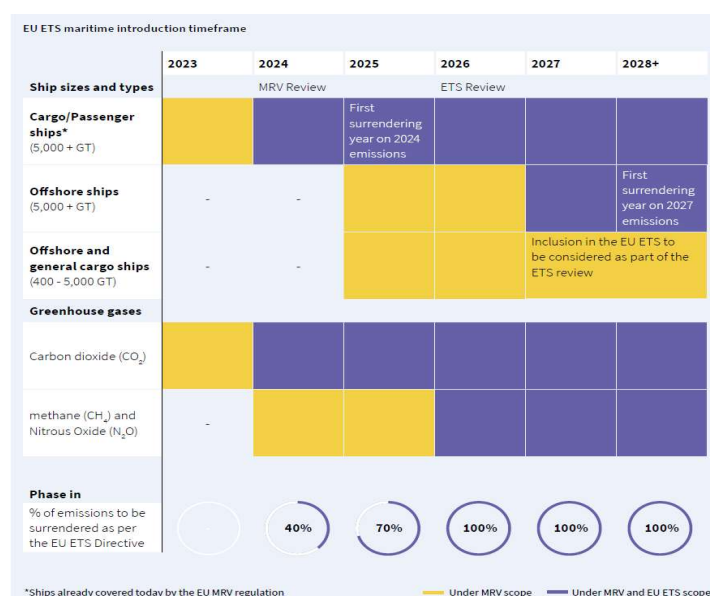


Figure 7 : planning de la mise en œuvre de EU-ETS au secteur maritime

De manière opérationnelle, le système de quota est décentralisé.

Chaque Etat membre de l'UE se voit attribuer une liste de compagnies dont il est l'autorité responsable (Décision (UE) 2024/411 du 30 janvier 2024).

Pour la France, (extrait de la liste), il s'agit des compagnies suivantes :

FRANCE

Numéro d'identification unique de l'OMI pour les compagnies et les propriétaires enregistrés	Nom
5636398	ARGO NAVIS PTE. LTD.
6292248	AW Ship Management Limited
6217282	Azov-Don Shipping Company LLC
0184936	Brittany Ferries BAI SA
5474778	BST Services Sagl
	CFT Maritime Overseas
5463827	CMA CGM International Shipping
5427869	CMA Ships

Les Etats membres doivent vérifier que les compagnies qui leur sont rattachées se conforment aux obligations de l'EU-ETS. En France, l'autorité responsable est la DGAMPA - Bureau de la transition écologique des navires (STEN1).

Les Etats membres sont dépositaires du pouvoir de sanction en cas de non-respect de l'EU-ETS par les compagnies. Pour celles qui ne sont pas en règle avec les quotas, l'Etat est tenu de :

- Faire payer à la compagnie une sanction de 100 euros/t CO₂eq,
- S'assurer que la compagnie restituera les quotas manquants,
- Rendre public le nom des compagnies sanctionnées.

En cas de non-respect pendant deux années consécutives, l'Etat du port peut prendre un arrêté d'expulsion applicable dans toute l'UE

Note : l'addition des pénalités prévues FuelEU Maritime (et REFuelEU Aviation) se montrent efficaces dès le milieu des années 2030 (cf. chapitre 4).

2.4.3.3 La réglementation AFI

L'objectif de cette réglementation est d'accélérer le déploiement des infrastructures liées aux carburants alternatifs. Elle veille à ce que la transition vers des carburants renouvelables et à faible émission de CO₂ soit soutenue par les infrastructures nécessaires.

Le secteur maritime est principalement concerné par les aspects suivants :

1. les Etats doivent équiper les quais des ports maritimes en alimentation électrique d'ici la fin 2029, et les navires doivent s'y raccorder (FuelEU Maritime) à partir de 2030 (pour les ports du Réseau transeuropéen de transport RTE-T), puis dans tous les ports équipés d'ici 2035 ;

2. Les ports maritimes du RTE-T devraient fournir un nombre approprié de points de ravitaillement en méthane liquéfié ;
 3. Une solution unique pour les points de recharge de batteries à terre pour les bateaux maritimes et fluviaux ;
 4. Points de ravitaillement en hydrogène, méthanol et ammoniac
- Il est également envisagé la suppression de l'exigence actuelle en matière d'avitaillement de GNL dans les ports centraux du RTE-T.

Élément central de la politique européenne des transports, le réseau transeuropéen de transport (RTE-T) est un programme de développement des infrastructures du secteur dans l'Union européenne. Il vise à faciliter la connexion entre les réseaux routiers, ferroviaires, fluviaux, ainsi que les ports et les aéroports des Etats membres.

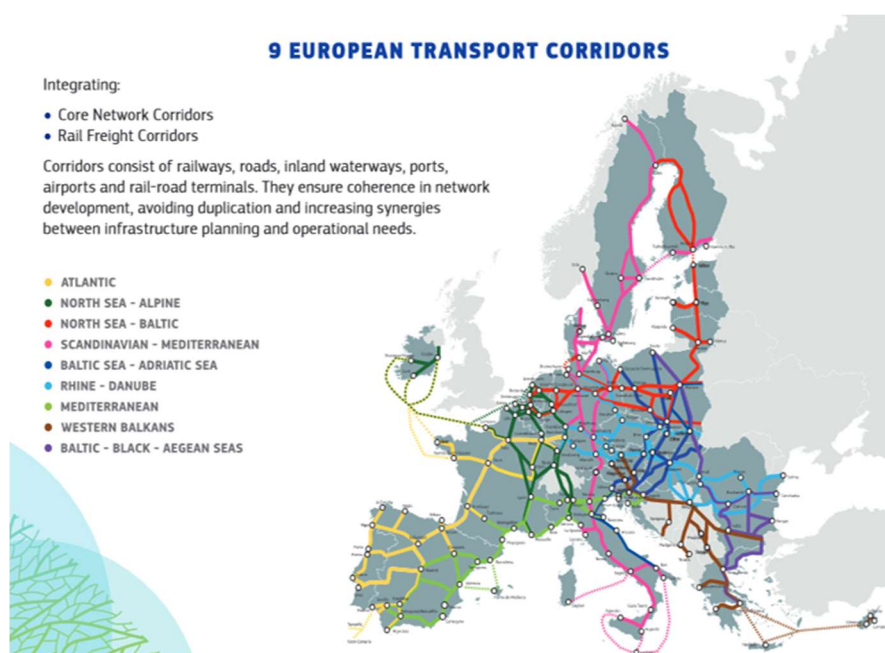


Figure 8 : Les 9 corridors du réseau transeuropéen de transports

La Commission européenne s'assurera du déploiement effectif des infrastructures par les Etats membres.

1. Les Etats membres transmettent à la Commission européenne des "cadres d'action nationaux - CAN" (article 14) comprenant leurs mesures pour assurer le déploiement :
 - des infrastructures électriques
 - Mais également des infrastructures pour carburants alternatifs, notamment l'hydrogène, l'ammoniac et le méthanol pour le secteur maritime.
2. La Commission européenne peut leur adresser des recommandations puis rend publics les CAN définitifs au plus tard le 31 décembre 2025.
3. Les Etats membres adressent à la Commission européenne des rapports d'avancement concernant leurs CAN.

La Commission Européenne peut demander aux Etats membres qui n'atteignent pas leurs objectifs de prendre des mesures correctives.

2.4.3.4 La directive RED III

La nouvelle directive RED III rehausse les ambitions pour 2030 sur la part des énergies renouvelables dans la consommation : un objectif validé à 42.5 %. Il y a également un objectif indicatif supplémentaire visant à atteindre 45%.

Cette réactualisation de la RED incite l'Union Européenne à atteindre des objectifs sectoriels plus ambitieux dans les secteurs des transports, de l'industrie, des bâtiments et des systèmes de chauffage et de refroidissement urbains.

Elle demande notamment aux Etats membres d'accélérer le rythme de décarbonation des transports. Sa transposition est attendue au plus tard le 21 mai 2025.

Chaque Etat membre doit au choix :

- atteindre 29% d'ENR dans la consommation énergétique finale d'ici 2030 [14% dans RED II].
- diminuer de 14,5 % l'intensité de GES d'ici 2030.
- atteindre au moins 1% en 2025 et 5,5 % en 2030 de la consommation énergétique totale des transports, réalisée par des carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO (*Renewable Fuels of Non-Biological Origin*), des biocarburants avancés et du biogaz (objectif combiné), dont 1 % de RFNBO en 2030 (sous-quota).
- Pour le transport maritime et aérien : appliquer un multiplicateur de 1,2 pour les biocarburants avancés et de 1,5 pour les RFNBO.
- Les Etats membres ayant des ports maritimes doivent réserver 1,2 % de RFNBO au secteur maritime à partir de 2030.

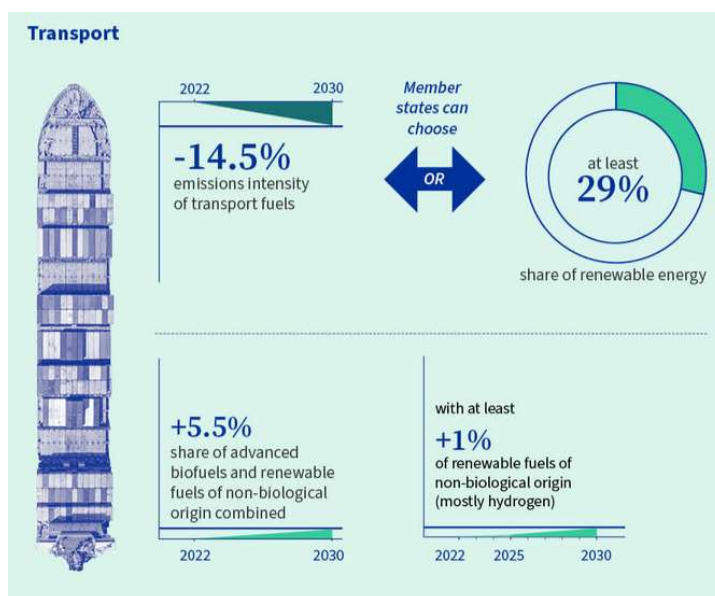


Figure 9 : résumé des obligations liées à la mise en œuvre de la Directive RED III

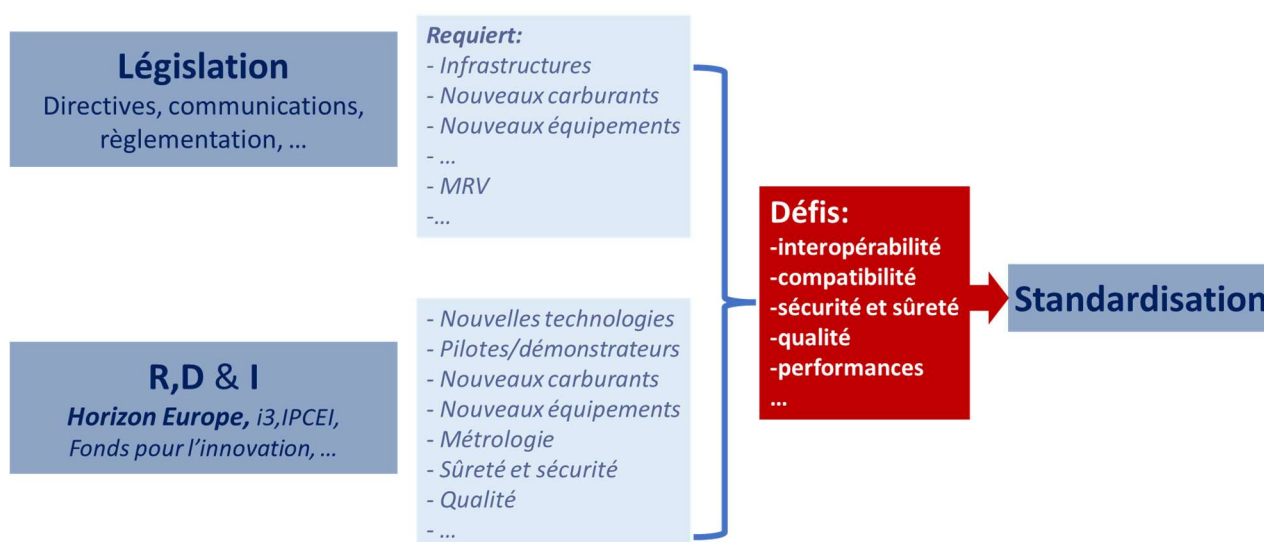
2.4.3.5 Levier Fiscal

Le levier fiscal est le grand absent dans ce contexte européen. Aucun signal positif n'est venu du Conseil permettant de penser que la révision de la directive fiscalité de l'énergie pourrait être adoptée lors de la mandature actuelle (2024-2029). Même constat au plan français, les réflexions des pouvoirs publics (DGEC) semblent au point mort concernant l'élargissement de la TIRUERT au secteur maritime.

2.5 Les défis et opportunités

Les défis industriels	Les technologies émergentes	Les Opportunités 2030-2050
Les obstacles réglementaires et économiques : ambitions réglementaires et engagements de réduction des GES, et coûts élevés de technologies CAPEX – Coûts additionnels très élevés, y compris en rétrofit OPEX – La taxe carbone en paramètre additionnel Nouveaux développements : risques liés à l'innovation (<i>first-mover</i>)	Besoin d'une approche et d'un cadre harmonisés : standards et réglementations internationaux . Besoin de formation notamment lié aux Nouvelles technologies Augmentation des aides publiques de soutien aux investissements industriels dans le domaine des technologies liées à la décarbonation (augmentation de 30%, en 2022 - IEA, 2023-).	Estimation d'un marché de 62 milliards de dollars pour les technologies vertes d'ici 2030 (Laricchia, 2023). De nouveaux marchés liés aux carburants alternatifs décarbonés : production, transport, stockage, alimentation et applications.

2.6 La normalisation en soutien à la mise en œuvre de la feuille de route Européenne



La Commission européenne a identifié le rôle clé de la normalisation dans l'accélération de l'innovation vers les marchés (*Boosting innovation to market*).

Au-delà d'assurer l'interopérabilité et la compatibilité, la standardisation

- est un accélérateur de l'innovation au marché,
- rend possible la réplique et le déploiement de solutions performantes,
- assure la sécurité et la sûreté des équipements et des systèmes,
- garantit les performances,
- assure la cohérence des mesures, du rapportage et de la vérification.

Les standards européens sont communs à 34 pays, dont les Etats membres de l'UE.

La Commission européenne émet régulièrement des mandats de standardisation aux organismes européens de normalisation (CEN, CENELEC, ETSI) pour le développement de standards, en soutien à la législation et/ou aux stratégies de l'UE (*Standardization Requests*).

Dans ce contexte, la Commission européenne a émis plusieurs mandats de normalisation au CEN et/ou au CENELEC (*Standardization Requests*) pour le développement de standards en soutien à la mise en œuvre des actions de la feuille de route « *Fit for 55* », et à la mise en application des directives et réglementations.

En particulier, dans le cadre de la révision de la Directive sur les infrastructures pour les carburants alternatifs (AFI), le mandat de normalisation (M/581) – Décision C(2022)/1710 final – est une demande adressée aux organisations européennes de normalisation concernant les échanges communicationnels, l'alimentation électrique, ainsi que l'alimentation en hydrogène pour le transport routier, le transport maritime et la navigation intérieure, à l'appui de la directive 2014/94/UE et de sa révision prévue dans le cadre du paquet « Ajustement à l'objectif 55 ».



M/581

Brussels, 24.3.2022
C(2022) 1710 final

COMMISSION IMPLEMENTING DECISION

of 24.3.2022

on a standardisation request to the European standardisation organisations as regards communication exchange, electricity and hydrogen supply for road, maritime transport and inland navigation in support of Directive 2014/94/EU and its planned revision under the 'Fit for 55' package

Dans le cadre du secteur maritime, ce mandat adresse les besoins de solutions harmonisées (*unified solution*) pour les infrastructures d'alimentation électrique, ainsi que pour l'avitaillement et le ravitaillement en Hydrogène, sous état gazeux et liquide, l'ammoniac et le méthanol.



Bruxelles, le 24.3.2022
C(2022) 1710 final

ANNEXES 1 to 2

L'annexe au mandat de normalisation M/581, liste les nouvelles normes ainsi que les nouvelles publications à élaborer, telles que visées à l'article 1 du mandat, facilitant la mise en place d'infrastructures assurant l'interopérabilité.

ANNEXES

de la

Décision d'exécution de la Commission

relative à une demande de normalisation adressée aux organisations européennes de normalisation en ce qui concerne les échanges communicationnels, l'alimentation électrique et l'alimentation en hydrogène pour le transport routier, le transport maritime et la navigation intérieure, à l'appui de la directive 2014/94/UE et de sa révision prévue dans le cadre du paquet « Ajustement à l'objectif 55 »

Le tableau 3 concerne la liste des nouvelles normes européennes facilitant la mise en place d'une infrastructure interopérable d'alimentation électrique pour le transport maritime et la navigation intérieure.

Tableau 3: liste de nouvelles normes européennes facilitant la mise en place d'une infrastructure interopérable d'alimentation électrique pour le transport maritime et la navigation intérieure.

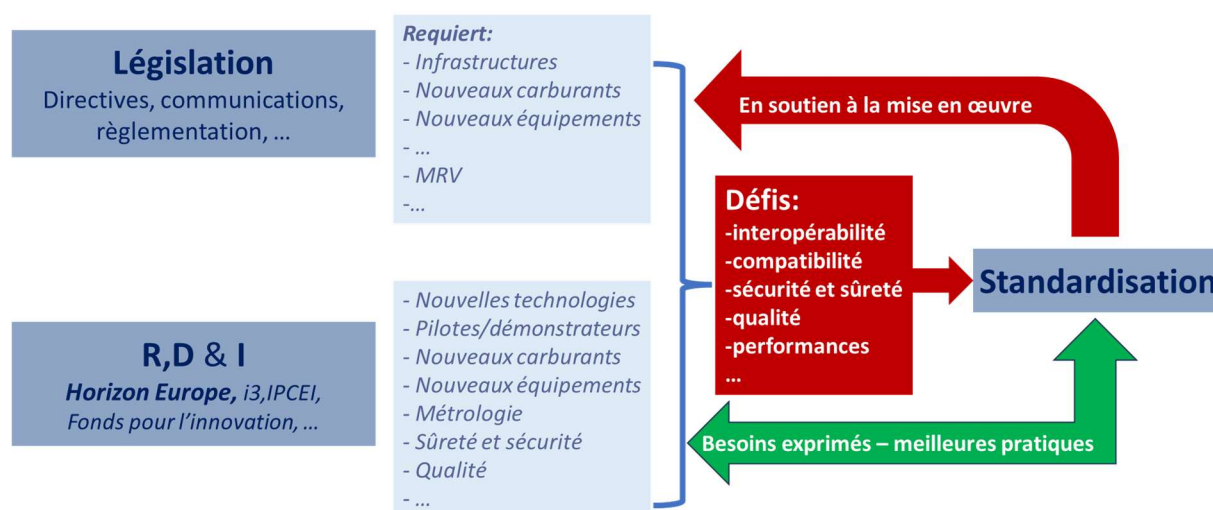
Informations de référence		Délai d'adoption par les OEN
1	Norme européenne contenant des spécifications techniques pour une solution unifiée de points de recharge des batteries à quai pour chaque catégorie technique de navire, y compris l'interconnectivité et l'interopérabilité des systèmes	31.12.2024
2	Norme européenne contenant des spécifications techniques pour une solution unifiée d'interface de communication de navire à réseau portuaire pour chaque catégorie technique de navire pour l'alimentation électrique à quai automatisée et les systèmes de recharge de batteries	31.12.2025
3	Norme européenne contenant des spécifications techniques pour une solution unifiée d'échange et de recharge de batteries aux stations à quai pour bateaux de navigation intérieure	31.12.2026

Le tableau 4 concerne la liste de nouvelles normes européennes facilitant la mise en place d'une infrastructure interopérable de ravitaillement des navires et de soutage d'hydrogène, de méthanol et d'ammoniac

Tableau 4: liste de nouvelles normes européennes facilitant la mise en place d'une infrastructure interopérable de ravitaillement des navires et de soutage d'hydrogène, de méthanol et d'ammoniac.

Informations de référence		Délai d'adoption par les OEN
1	Norme européenne contenant des spécifications techniques pour une solution unifiée de points de ravitaillement et de soutage d'hydrogène (gazeux) comprimé pour navires de mer et bateaux de navigation intérieure fonctionnant à l'hydrogène	31.12.2026
2	Norme européenne contenant des spécifications techniques pour une solution unifiée de points de ravitaillement et de soutage d'hydrogène liquéfié pour navires de mer et bateaux de navigation intérieure fonctionnant à l'hydrogène	31.12.2028
3	Norme européenne contenant des spécifications techniques pour une solution unifiée de points de ravitaillement et de soutage de méthanol pour navires de mer et bateaux de navigation intérieure fonctionnant au méthanol	31.12.2024
4	Norme européenne contenant des spécifications techniques pour une solution unifiée de points de ravitaillement et de soutage d'ammoniac pour navires de mer et bateaux de navigation intérieure fonctionnant à l'ammoniac	31.12.2027

Plusieurs comités techniques du CEN et/ou CENELEC travaillent sur ces sujets, notamment, le comité technique CEN/CENELEC JTC6 « *Hydrogen in Energy Systems* » et le groupe de travail « Hydrogen » du forum sectoriel *energy management-energy transition* du CEN/CENELEC. Ce dernier a organisé, fin octobre 2023, son séminaire annuel sur les vecteurs énergétiques liés à l'hydrogène, hydrogène liquide, ammoniac, méthanol, DME, avec, pour objectif, l'identification des besoins d'évolution du cadre réglementaire, les besoins de soutien à la RD & I pour une montée en maturité des technologies et des systèmes (TRL) – et leur intégration –, les besoins de recherche prénormative, et de standardisation. Ces sujets s'inscrivaient principalement dans le contexte du secteur maritime.



Trois recommandations sont proposées sur ces sujets européens par le groupe de travail :

Recommandation 6 au CMF, à la DGAMPA et à la DGITM

Créer une alliance européenne du secteur maritime, à l'image de l'AZEA pour le secteur aérien (Alliance for Zero Emission Aviation) afin de mieux le structurer face aux enjeux de décarbonation.

La France pourrait être l'initiatrice d'une telle initiative et son « moteur opérationnel ». Ce sujet est jugé très stratégique par le groupe de travail.

Recommandation 7 au SGAE

Obtenir au niveau européen la possibilité de compléter les mesures de décarbonation de la propulsion du secteur maritime par :

- *La production d'hydrogène et de carburant de synthèse à partir d'électricité d'origine nucléaire (Pink Hydrogen)*
- *La propulsion nucléaire lorsque la maturité en sera avérée*

Recommandation 8 au SGAE

Organiser le soutien à la recherche, au développement et à l'innovation au niveau européen, ainsi que le soutien à l'innovation (BEI (Banque européenne d'investissement), PIIEC (projets importants d'intérêt européen commun-IPCEI en anglais)), en garantissant le soutien aux industriels et acteurs européens pour la production et le déploiement de carburants alternatifs.

Annexe au chapitre 2- Réflexions sur les contrôles de l'Etat du pavillon et de l'Etat du port, issues des dispositions OMI et UE en matière de réduction des GES : flotte sous pavillon français et autres flottes

L'une des interrogations que se pose le groupe de travail de l'Académie de marine concernant la décarbonation du secteur maritime est de savoir si l'Etat français pourrait voir sa responsabilité engagée si des navires faisant escale dans ses ports ne respectaient pas ou ne parvenaient pas à respecter les règles adoptées au plan de l'OMI ou au plan européen en matière de réduction progressive des émissions de gaz à effet de serre. En effet des Etats comme la France ont contracté, au titre de l'OMI, des obligations en tant qu'Etat du pavillon, ou au titre de l'UE tant comme Etat du pavillon que comme Etat responsable du contrôle des navires dans leurs ports, les obligations au titre de l'OMI étant réglementées pour les pays concernés de l'Union européenne.

1. obligations internationales fixées par l'OMI au sein de l'annexe VI de la convention Marpol 73/78

Comme présenté ci-dessus aux chapitres 2.1 et 2.4, la convention Marpol 73/78 avait initialement un champ qui se limitait aux impacts des navires sur les eaux marines. Ce champ a été étendu en 2005 avec l'annexe VI qui fixe des règles relatives à la prévention de la pollution de l'atmosphère par les navires (entrée en vigueur le 19 mai 2005). Cette annexe fixe en effet des limites aux émissions d'oxyde de soufre et d'oxyde d'azote provenant des gaz d'échappement des navires, et interdit les émissions délibérées de substances appauvrissant la couche d'ozone ; dans certaines zones désignées comme zones de contrôle des émissions, les normes de contrôle des SOx, des NOx et des particules y sont plus rigoureuses.

Un chapitre de l'annexe VI adopté le 15 juillet 2011 traite des mesures techniques et opérationnelles obligatoires relatives au rendement énergétique visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre provenant des navires : il impose notamment aux navires de plus de 400 tonneaux de jauge brute de disposer d'un certificat international d'efficacité énergétique, celui-ci étant de la responsabilité de l'Etat du pavillon. De plus, un phasage de l'amélioration du rendement énergétique par rapport au certificat initial est mis en place avec un calendrier de réduction des émissions par type de navire, déterminé jusqu'en 2025.

Ces dispositions, complétées en 2016 par une obligation déclarative faite aux armateurs de déclarer la consommation de carburant de leurs navires (DCS ou *data collecting system*), se sont imposées à partir de l'année 2019 aux navires de plus de 5 000 tonneaux de jauge brute, ce qui permet à l'OMI de tenir une base anonymisée des consommations énergétiques annuelles de ces navires. A cette date, les années 2019 à 2022 ont donné lieu à un rapport de l'OMI²³.

Plus récemment, cette obligation conjuguée à la parution de la première stratégie de l'OMI sur la réduction des gaz à effet de serre de 2018, a conduit à de nouveaux amendements à l'annexe VI de la convention Marpol, adoptés en novembre 2022. Au terme de ces amendements, il est devenu obligatoire au 1er janvier 2023, pour tous les navires, de disposer d'un calcul annuel de leur index EEXI (*Energy Efficiency Existing Ship Index*) et de leur indicateur annuel opérationnel d'intensité carbone (CII ou *Carbon Intensity Index*), ce qui a permis l'adoption, le 7 juillet 2023, d'une stratégie plus ambitieuse de l'OMI visant une décarbonation complète du secteur d'ici 2050.

Enfin, l'OMI indique sur son site qu'à la date du 1er novembre 2022, l'annexe VI de Marpol était applicable à 105 parties prenantes qui couvrent 96,81% de la flotte marchande mondiale, si bien qu'on peut considérer que les dispositions s'appliquent, à peu de choses près, à toute la flotte internationale.

2. Obligations européennes

2.1 Règlement UE 2015/757 du 29 avril 2015 concernant la surveillance, la déclaration et la vérification des émissions de dioxyde de carbone du secteur du transport maritime et modifiant la directive 2009/16/CE.

Datant de 2015, donc antérieurement à l'obligation internationale de l'OMI du DCS de 2018, ce règlement vise un objet identique avec une plus grande transparence de l'information. Il s'applique aux navires de plus de 5 000 tonneaux de jauge brute effectuant des voyages en provenance ou à destination des ports de l'Union, sachant qu'ils représentent en nombre 55% de ces navires mais en émissions de GES 90%. Cette obligation est entrée en vigueur en 2018. Il se limite dans un souci de simplification aux seules émissions de CO₂.

L'article 9 du règlement stipule que le plan de surveillance des émissions de CO₂ établi par un vérificateur extérieur agréé pour chaque armateur doit comporter les sept jeux de paramètres suivants :

- a) le port de départ et le port d'arrivée ainsi que la date et l'heure de départ et d'arrivée ;
- b) la quantité consommée et le facteur d'émission de chaque type de combustible consommé, au total ;
- c) les émissions de CO₂

²³ Rapport sur l'intensité carbone annuelle et le rendement énergétique de la flotte existante (années 2019, 2020, 2021 et 2022) -21 Novembre 2023- MEPC 81/6/1

- d) la distance parcourue ;
- e) le temps passé en mer ;
- f) la cargaison transportée ;
- g) le transport effectué.

L'article 19 stipule notamment que « *Sur la base des informations publiées conformément à l'article 21, paragraphe 1, chaque État membre prend toutes les mesures nécessaires afin de s'assurer que les navires battant son pavillon respectent les exigences en matière de surveillance et de déclaration énoncées aux articles 8 à 12. Les États membres considèrent le fait qu'un document de conformité a été délivré, conformément à l'article 17, paragraphe 4, pour le navire concerné comme une preuve de cette conformité.* » Ces exigences sont contrôlées lors de chaque inspection de navire.

L'article 20 stipule que « Les États membres mettent en place un système de sanctions en cas de manquement aux obligations en matière de surveillance et de déclaration énoncées aux articles 8 à 12 et ils prennent toutes les mesures nécessaires pour garantir que ces sanctions sont imposées. Les sanctions ainsi prévues sont effectives, proportionnées et dissuasives. »

2.2 Le règlement UE-2023/1805 du 13 septembre 2023 relatif à l'utilisation de carburants renouvelables et bas carbone dans le transport maritime et modifiant la directive 2009/16/CE (appelé souvent le règlement Fuel-EU Maritime)

Sans entrer dans le détail des nombreuses implications de ce règlement, on peut considérer qu'il impose trois types de mesures :

- **une limitation progressive** en vertu de l'article 4, de l'intensité en GES **de l'énergie utilisée** par les navires qui évolue comme suit par rapport à la valeur de référence de 91,16 grammes d'équivalent CO2 par MJ :

- 2 % à partir du 1er janvier 2025 ;
- 6 % à partir du 1er janvier 2030 ;
- 14,5 % à partir du 1er janvier 2035 ;
- 31 % à partir du 1er janvier 2040 ;
- 62 % à partir du 1er janvier 2045 ;
- 80 % à partir du 1er janvier 2050.

- une **obligation pour les navires d'utiliser, à partir de 2030, l'alimentation électrique à quai** ou une technologie de production d'énergie à émissions nulles, qui vient compléter l'obligation faite aux ports de fournir une alimentation électrique à quai, en vertu du règlement UE 2023/1804 relatif au déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs et abrogeant la directive 2014/94/UE. Le calendrier est aménagé pour certains types de navires, avec des exemptions pour les escales de très courte durée.

- la **mise en place, dès le mois d'août 2024, de plans de surveillance élargis à la production de tous les GES**, avec des données encore plus précises que celles des déclarations MRV, avec les données suivantes :

- a) les ports de départ et d'arrivée, ainsi que les dates et le temps passé à quai pour chacun d'eux ;
- b) pour chaque navire, le raccordement à l'alimentation en électricité à quai, son utilisation, ou, le cas échéant, l'application de l'une des exceptions prévues
- c) la quantité de chaque type de combustible consommé, aussi bien à quai qu'en mer ;
- d) la quantité d'électricité fournie au navire par l'alimentation à quai ;
- e) pour chaque type de combustible consommé à quai et en mer, le facteur d'émission du puits au sillage, les facteurs d'émission du réservoir au sillage du carburant brûlé, et les facteurs d'émission du réservoir au sillage du carburant échappé associés aux différentes unités de consommateurs de carburant à bord, couvrant tous les gaz à effet de serre pertinents ;
- f) la quantité de chaque type de source d'énergie de substitution consommée à quai et en mer.

Ce sont les **compagnies qui sont responsables de la surveillance et de la déclaration** du volume et du type d'énergie utilisée à bord des navires, lors de la navigation et à quai. Ceci permettra à la CE de mettre en place la base de données FuelEU maritime, en s'appuyant sur le module THETIS-MRV et d'établir un document de conformité annuel FuelEU.

A noter également que le considérant 60 du règlement FuelEU maritime introduit un élément fondamental : « *Sans préjudice de la possibilité de parvenir à la conformité grâce aux dispositions en matière de flexibilité et de groupement, les navires qui ne respectent pas les limitations de l'intensité annuelle moyenne en GES de l'énergie utilisée à bord devraient s'exposer à une sanction qui soit dissuasive et proportionnelle à l'ampleur de la non- conformité, et qui annule tout avantage économique tiré de cette dernière, afin de maintenir des conditions de concurrence équitables dans le secteur (ci-après dénommée «sanction FuelEU»).* La sanction FuelEU devrait être basée sur la quantité

et le coût des carburants renouvelables et bas carbone que les navires auraient dû utiliser pour satisfaire aux exigences du présent règlement.

De même, le considérant 61 de l'introduction du règlement ajoute un élément supplémentaire fondamental pour les escales dans les ports : « **Une sanction FuelEU devrait également être imposée pour chaque escale non conforme.** Cette sanction FuelEU devrait être proportionnelle au coût d'utilisation de l'électricité à un niveau suffisant, dissuader d'utiliser des sources d'énergie plus polluantes et être exprimée sous la forme d'un montant fixe en euros, multiplié par la demande totale de puissance électrique établie du navire à quai et par le nombre total d'heures, arrondi à l'heure entière la plus proche, passées à quai en situation de non-conformité avec les exigences en matière d'alimentation en électricité à quai. En l'absence de chiffres précis sur le coût de la fourniture d'une alimentation en électricité à quai dans l'Union, ce taux devrait être fondé sur le prix moyen de l'électricité dans l'Union pour les consommateurs qui ne sont pas des ménages, multiplié par deux pour tenir compte des autres frais liés à la fourniture du service, y compris, entre autres, les coûts de raccordement et les éléments de récupération des actifs. »

Enfin, le considérant 64 de l'introduction du règlement indique : « Le contrôle du respect des obligations liées au présent règlement devrait reposer sur des instruments existants, y compris ceux institués en vertu des directives 2009/16/CE (18) et 2009/21/CE (19) du Parlement européen et du Conseil. En outre, les États membres devraient prévoir le régime de sanctions applicables en cas de violation du présent règlement. Les sanctions prévues devraient être effectives, proportionnées et dissuasives. Afin d'éviter des sanctions indues ou doubles pour les mêmes violations, ces sanctions ne devraient pas faire double emploi avec les sanctions FuelEU appliquées dans le cas où un navire présente un déficit de conformité ou fait des escales non conformes. Il convient que le document attestant le respect par le navire des obligations du présent règlement soit ajouté à la liste des certificats et documents visés à l'annexe IV de la directive 2009/16/CE. »

3. Réponses aux questions des obligations respectives des uns et des autres, moyens de contrôle pour le sujet des émissions, tant pour les flottes française, européenne, ou internationale, ainsi que pour la pêche.

A ce stade, le rôle des Etats du pavillon est de s'assurer que les navires relevant de celui-ci respectent leurs obligations en termes de rapportage dans les systèmes DCS et MRV, ainsi qu'en termes de contrôle de l'état du port. Tous les navires doivent disposer à bord des documents déclaratifs annuels de type DCS ou MRV/Fuel EU maritime et utilisent, à chaque escale, les installations électriques à quai d'ici 2030. Des sanctions sont prévues par les règlements. La question sous-jacente est donc de s'assurer que les ports seront bien dotés des installations d'alimentation électrique à quai requises d'ici 2030 et que l'administration maritime dispose bien des moyens suffisants pour vérifier si les documents de conformité aux déclarations obligatoires existent à bord, mais également de contrôler avec l'AESM que les déclarations respectent les obligations de diminution des émissions unitaires de GES et, dans le cas contraire, d'appliquer les sanctions prévues.

Il apparaît difficile pour le groupe de travail de se substituer aux administrations compétentes (DGITM et DGAMPA) pour répondre sur la question des moyens. Il serait peut-être utile de voir avec ces administrations si des recommandations de notre part pourraient les aider à progresser dans la bonne direction, par exemple en leur suggérant de flécher leurs ressources humaines et financières pour parvenir aux résultats attendus en temps et en heure.

Il semble que d'autres pistes de progrès plus fécondes existent au niveau des carburants décarbonés. En voici quelques exemples parmi d'autres dont le groupe de travail a débattu :

- Faut-il introduire des obligations d'incorporation de bio-carburants et de carburants de synthèse aux carburants marins comme pour le transport aérien ?

Il semble que cette obligation existe pour partie dans le règlement FuelEU Maritime sous la forme d'une réduction d'émission de GES, ce qui revient un peu au même. En outre, si le captage de CO₂ à bord des navires se développe, cette disposition ne revient-elle pas à faire baisser de facto les émissions de GES du navire, indépendamment de l'incorporation ?

- Faut-il que les ports se dotent d'un outil d'évaluation des émissions de GES du transport maritime dans leurs eaux, établi selon une méthodologie commune, de façon à s'assurer qu'ils se situent sur une trajectoire favorable de décarbonation ?

En fait, les ports ont une obligation réglementaire d'établir un BEGES (bilan d'émission des gaz à effet de serre) depuis 2022, et ils sont en train de l'homogénéiser autour de l'inclusion des activités contribuant à la valeur ajoutée portuaire qu'il s'agisse du transport maritime, des autres activités liées au passage portuaire ou des industries et activités logistiques qu'ils accueillent. Ces bilans peuvent en partie inclure l'activité de transport terrestre, comme pour l'autoroute ferroviaire à Calais ou à Sète, à laquelle les deux ports contribuent.

- Comment, en pratique, la conformité des alimentations électriques à quai à chaque escale sera-t-elle contrôlée ?

Le processus de normalisation des systèmes électriques devrait permettre de répondre aisément à cette interrogation. D'ailleurs, le règlement européen 2023/1804 du 13 septembre 2023 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs comporte une annexe II-5 qui donne l'ensemble des spécifications techniques relatives à l'alimentation électrique pour les transports maritimes et la navigation intérieure.

- Comment les sanctions applicables aux navires non conformes seront-elles déterminées ?

Le règlement FuelEU Maritime fixe de façon précise la manière d'appliquer les sanctions aux navires non conformes. Il s'applique aux navires de plus de 5 000 GT et inclut 100 % des émissions lors des voyages entre les ports de l'UE, 100 % des émissions à quai et 50 % des émissions lors des voyages entre un port de l'UE et un port hors de l'UE. La conformité repose sur le respect d'une trajectoire de réduction des gaz à effet de serre (GES) de 2025 à 2050. Les dispositions prévoient que si l'intensité des GES du carburant effectivement utilisé dépasse la limite supérieure d'intensité des GES pour l'année donnée, une amende est encourue par la compagnie maritime. Elle est calculée selon une formule définie dans l'annexe IV-B-a du règlement, le montant étant calculé par rapport à une valeur de 2400€ par tonne équivalent de VLSFO (*Very Low Sulfur Fuel Oil*). L'amende est proportionnelle au dépassement des émissions de GES et à la quantité du carburant utilisée. Le règlement étant applicable à partir du 1er janvier 2025, les compagnies qui ne respecteront pas les objectifs de réduction de GES fixés pour 2025 seront redevables d'une amende à payer en 2026.

Concernant l'incorporation des RFNBO (*Renewable Fuels of Non-Biological Origin*), le règlement Fuel EU Maritime stipule que si leur part d'incorporation volontaire dans l'énergie utilisée annuellement à

bord des navires est inférieure à 1 % pour la période de déclaration 2031, un sous-objectif de 2 % d'incorporation obligatoire de RFNBO sera imposé à partir du 1er janvier 2034.

Dans ce cas, les amendes applicables sont calculées selon des formules figurant dans l'annexe IV-B-b du règlement. Le montant de l'amende sera proportionnel à un facteur de différence de prix, entre les RFNBO et les carburants fossiles. La méthode de calcul de ce facteur sera déterminée par un Acte Délégué. La Commission européenne se réserve cependant la possibilité de ne pas appliquer ce sous objectif de 2 % de RFNBO en cas de capacité de production et de disponibilité insuffisantes, de distribution géographique inégale, ou encore si le prix des RFNBO reste excessivement élevé par rapport aux carburants fossiles (cf. discussion du chapitre 4).

Le groupe de travail attire à ce sujet l'attention des pouvoirs publics sur les conséquences dramatiques d'une telle incertitude réglementaire. En effet, il ressort que d'ici 2034, la Commission pourra décider à tout moment d'appliquer ou non ce sous-objectif, rendant le cadre réglementaire instable et conditionné à la seule volonté du régulateur jusqu'à cette échéance, voire au-delà.

Ceci revient à considérer que jusqu'en 2034, les futurs producteurs et consommateurs de RFNBO ne sauront pas si la réglementation impose l'incorporation de 2% de RFNBO. Ils devront donc attendre cette date pour prendre leur décision d'investir (*Final Investment Decision*) dans les usines de production de RFNBO pour les uns, et dans les navires pouvant utiliser ces mêmes RFNBO pour les autres. Compte tenu du fait que la construction d'une usine prendra entre 5 et 10 ans, et que le contrat de vente de RFNBO doit lui-même avoir une durée d'une quinzaine d'années, aucune goutte de RFNBO ne devrait être disponible avant 2054 ou 2059...

Il est important de clarifier au plus vite ce flou réglementaire, afin de définir un cadre précis pour les futurs producteurs et consommateurs de RFNBO, leur permettant ainsi d'investir et de développer la/les filières de production et leurs logistiques.

Aux termes du règlement FuelEU Maritime, les recettes générées grâce au paiement des sanctions FuelEU Maritime et collectées par les États responsables doivent être utilisées pour promouvoir la distribution et l'utilisation de carburants renouvelables et bas carbone dans le secteur du transport maritime, et pour aider les opérateurs de transport maritime à atteindre leurs objectifs climatiques et environnementaux. Concrètement, les états concernés pourront utiliser ces recettes pour faciliter la construction d'installations de soutage adaptées ou d'infrastructures d'alimentation en électricité à quai dans les ports, ainsi que le déploiement des technologies innovantes permettant d'obtenir des réductions significatives des émissions.

- L'un des obstacles économiques majeurs au changement de carburants étant le différentiel de prix entre carburants carbonés et décarbonés, comment inciter les armements à utiliser plus rapidement des carburants décarbonés ?

Le principal levier d'incitation économique résulte des considérants 60, 61 et 64 du règlement FuelEU maritime. De ce fait, comme presque tous les armements sont soumis à ces réglementations (OMI : 105 parties prenantes, soit 96,81% de la flotte mondiale), le surcoût lié à l'utilisation de carburants moins émissifs de GES est transféré aux chargeurs, qui, eux-mêmes le répercutent à leurs clients, ce qui résulte de l'application du principe pollueur-payeur, particulièrement efficace lorsqu'il s'agit de gérer les externalités des activités polluantes.

Grâce aux obligations réglementaires, sur la durée de vie d'un navire (généralement 20 à 30 ans), le choix d'investir dans des solutions décarbonées plutôt que d'être sanctionné, est économiquement

plus intéressant pour l'armateur. Le réel problème économique posé par la transition du shipping vers des solutions décarbonées, est la nécessité d'amortir les investissements nécessaires à la construction des installations de décarbonation (usines de production de carburants bas carbone, systèmes de production vélique, etc.).

Les pratiques mises en œuvre depuis une trentaine d'années pour décarboner la production mondiale d'électricité peuvent être transposées et adaptées au shipping. Ces pratiques consistent principalement à corriger le déséquilibre des forces entre les entreprises proposant des solutions de rupture et celles, établies de longue date, qui disposent d'une position dominante sur le marché. Ces pratiques supposent, comme pour la décarbonation de l'électricité en son temps, des modifications des comportements et l'intervention des Etats (pas nécessairement par le biais de subventions).

3. Les trois leviers les plus pertinents de la décarbonation du transport maritime : conception et rétrofit des navires ; mesures en exploitation ; changement de carburants ou de système propulsion ; le cas des ports et la situation de la pêche.

Comme nous l'avons vu précédemment, **le transport maritime international** ²⁴ est tenu de respecter les engagements pris par l'OMI, dans sa stratégie de réduction des gaz à effet de serre adoptée en juillet 2023, afin d'aboutir à une décarbonation des navires ²⁵ à l'horizon 2050, avec des paliers de réduction des émissions, par rapport au niveau de 2008 :

- de 20% minimum globalement en 2030 (voire de 30% si possible)
- de 40% en intensité d'émissions pour les navires neufs à cette même échéance,
- de 70% minimum en 2040 (voire de 80% si possible), afin d'obtenir une décarbonation complète du secteur en 2050.

Les **navires faisant escale dans les ports européens** sont tenus quant à eux de respecter le règlement Fuel EU maritime qui impose une réduction progressive de l'intensité émissive des gaz à effet de serre, produits par la consommation des carburants utilisés. A partir d'une valeur de référence de 91,16 grammes d'équivalent CO₂ par MJ, les objectifs sont de réduire l'intensité émissive de 2% en 2025, de 6% en 2030, de 31% en 2040, pour finalement atteindre 80% de réduction en 2050 ²⁶. A cette obligation s'appliquant aux navires en mer s'ajoute celle d'utiliser l'électricité à quai lorsqu'ils accostent au port.

La plaisance, la pêche et le transport maritime domestique relèvent quant à eux de l'article L 100-4-1° du code national de l'énergie qui stipule : « *De réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en **divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six entre 1990 et 2050. La trajectoire est précisée dans les budgets carbone mentionnés à l'article [L. 222-1](#) A du code de l'environnement.*** » ²⁷

²⁴ La question de la décarbonation du transport maritime national relève de chacun des Etats ; pour la France elle est couverte par la réglementation européenne

²⁵ Pour le moment l'OMI porte son attention sur les navires de plus de 5000 tonnes de jauge brute qui couvrent 85% des émissions. Dans un second temps elle devrait être amenée à étendre sa réglementation pour couvrir l'ensemble des flottes

²⁶ Sachant, qu'il existe aussi des paliers de réduction intermédiaires en 2035 et 2045

²⁷ La suite de l'article L 100-4-1° précise ce qu'il faut entendre par « neutralité carbone » : « *Pour l'application du présent 1°, la neutralité carbone est entendue comme un équilibre, sur le territoire national, entre les émissions anthropiques par les sources et les absorptions anthropiques par les puits de gaz à effet de serre, tel que mentionné à l'article 4 de l'accord de*

Pour simplifier, on peut regrouper les leviers de la décarbonation du transport maritime en trois types :

- La conception et le retrofit des navires (3.1)
- Les mesures en exploitation (3.2)
- Le changement de carburant ou de système de propulsion dont le vélique (3.3)

Les leviers relatifs à la décarbonation des ports seront abordés ensuite comme approche complémentaire (3.4), suivis par les spécificités du secteur de la pêche (3.5)

3.1 Conception et retrofit des navires

L'amélioration de la conception des navires pour réduire leur consommation énergétique est un souci constant des constructeurs navals et des armateurs. Sans entrer dans les détails de l'ensemble des améliorations possibles, qui sont au cœur des savoir-faire des ingénieries, chantiers navals et des motoristes, on peut identifier plusieurs leviers :

- l'optimisation hydrodynamique du navire qu'il s'agisse de la forme de la coque, de l'utilisation de pods, ou de la forme des hélices etc...
- l'optimisation aérodynamique des superstructures,
- les motorisations principale et auxiliaire,
- la réduction de consommation d'énergie des pompes et des auxiliaires,
- l'usage de peinture et le nettoyage de la coque.

A titre d'exemple, l'OMI dans sa quatrième étude sur la stratégie de réduction des émissions de GES de 2020, recense et évalue les effets d'une vingtaine de technologies de réduction des consommations d'énergie regroupées en onze groupes²⁸.

	Gr. No.	Abatement technologies and use of alternative fuels and renewable energy
(1) Energy-saving technologies	Group 1 Main engine improvements	Main Engine Tuning Common-rail Electronic engine control
	Group 2 Auxiliary systems	Frequency converters Speed control of pumps and fans
	Group 3 Steam plant improvements	Steam plant operation improvements
	Group 4 Waste heat recovery	Waste heat recovery Exhaust gas boilers on auxiliary engines
	Group 5 Propeller improvements	Propeller-rudder upgrade Propeller upgrade (nozzle, tip winglet) Propeller boss cap fins Contra-rotating propeller
	Group 6 Propeller maintenance	Propeller performance monitoring Propeller polishing
	Group 7 Air lubrication	Air lubrication
	Group 8 Hull coating	Low-friction hull coating
	Group 9 Hull maintenance	Hull performance monitoring Hull brushing Hull hydro-blasting Dry-dock full blast
	Group 10 Optimization of water flow hull openings	Optimization water flow hull openings
	Group 11 Super light ship	Super light ship

Paris ratifié le 5 octobre 2018, sous réserve que celles applicables de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, sans tenir compte des créants internationaux de compensation carbone ».

modalités dans le cadre

²⁸ Page 229- table 75 de la quatrième étude de l'OMI de 2020 sur les GES.

L'OMI a d'ailleurs fixé des objectifs progressifs d'amélioration de l'efficacité énergétique des navires depuis la conception, en définissant un index d'efficacité énergétique nominal pour les navires neufs (EEDI ou *Energy Efficiency Design Index*), par type de navire, et par gamme de tonnage, en prenant comme référence celle des navires construits entre 2000 et 2010. De même, il a ensuite été défini un indice « EEXI » (*Energy Efficiency eXisting ship Index*) pour les navires existants.

Constatant que les navires atteignaient déjà en 2017 ce que le phasage initial leur demandait d'atteindre pour 2025, l'OMI a durci les exigences d'amélioration de l'EEDI en 2018. Ainsi la troisième phase d'amélioration de cette efficacité énergétique vise une amélioration de 30% pour tous les navires avant 2025, et de 50% pour les porte-conteneurs neufs.

En ce qui concerne le retrofit, certaines mesures, comme la modification du bulbe des navires, peuvent prendre une dizaine de jours à réaliser et peuvent donc s'amortir en quelques années. A titre d'exemple, CMA-CGM²⁹ a décidé de rétrofitter neuf porte-conteneurs chez Damen, à Dunkerque, comme l'illustre la photo suivante :



Crédit photo Damen Shipyard

En 2015, DNV-GL estimait que les navires pouvaient améliorer leur efficacité énergétique d'environ 15% en rétrofittant notamment le bulbe, les hélices et la motorisation³⁰. Cette estimation s'appuyait sur l'expérience menée sur 8 navires de l'armateur allemand E.R. Schiffahrt. D'autres sociétés de classification comme le BV proposent des outils de modélisation énergétique pour simuler les flux énergétiques du bord et indiquer ainsi à l'armateur, les gisements de réduction de consommation envisageables par un retrofit.

Le retrofit permet également de diminuer les consommations d'énergie en adoptant une **assistance vélisque** (ce point sera plus développé dans la partie 3-3), ou en ajoutant des **panneaux solaires**. **Toutefois**, l'effet reste faible pour les navires de commerce.

29 JMM du 11 avril 2024

30 DNV GL - Maritime Impact 01-15, *Retrofitting: Where the savings are?*

On peut aussi envisager de prévoir le **captage du gaz carbonique** à bord des navires (cf. 3-3-3) mais l'avancement de ce type de solution reste encore très conceptuel pour les navires, contrairement au secteur industriel, où cette technologie est plus avancée puisqu'elle figure dans les feuilles de route de décarbonation, notamment pour les trois sites industrialo-portuaires de Dunkerque , d'Haropa port et de Marseille-Fos, qui émettent environ le tiers des émissions de gaz carbonique du secteur industriel en France.

Les constructions navales européennes, et françaises en particulier, ont peu de chances de reconquérir une part significative de la construction de grands navires de commerce. L'avance industrielle de la Chine et de la Corée semblent difficilement rattrapable, même dans un contexte de changement majeur de technologies. En revanche, le marché du retrofit, en situation de sous-capacité mondiale, et moins exigeant en infrastructures, peut ouvrir une opportunité de développement.

3.2 Mesures en exploitation

Les mesures d'exploitation permettent également d'obtenir jusqu'à 20% de réduction des consommations d'énergie.

On peut en distinguer cinq familles principales :

- le **routage** des navires, qui prend en compte les courants ou les vents rencontrés, afin d'optimiser la consommation énergétique, et qui tend à se développer fortement d'autant qu'il est indispensable pour la propulsion vélique ;
- l'application du principe « **juste à temps** » (*just in time*) qui suppose une excellente coordination entre navire et port au niveau des ETA (*estimated time of arrival*) pour limiter, autant que possible, les attentes du navire au large ou à quai ;
- la **réduction de la vitesse** des navires, qui est assez controversée si bien qu'elle n'a pas pu être retenue comme mesure impérative au niveau international de l'OMI (en revanche elle peut l'être dans les approches portuaires comme cela a été le cas des ports de Los Angeles et de Long Beach en Californie). En effet, si cette réduction de vitesse devient significative, ce qui serait logique puisque l'énergie consommée par le navire dépend globalement du cube de la vitesse, d'une part, il faut augmenter le nombre des navires assurant une desserte régulière pour faire face aux demandes des chargeurs ; d'autre part, la motorisation du navire devient sous-optimale. Enfin le navire peut perdre en manœuvrabilité ;
- la **réduction des consommations énergétiques** à bord du navire (froid, climatisation, appareillage) ;
- le **recours au branchement électrique à quai**, à condition de recourir à une électricité largement décarbonée, et à un coût abordable, ce qui peut être plus problématique pour les ports français d'outre-mer, qui ne disposent pas de production d'électricité nucléaire comme pour la métropole. Toujours dans son quatrième rapport de 2020 sur les GES, l'OMI a produit le tableau suivant qui donne à l'horizon 2050 les gains obtenus par diverses technologies de réduction dans deux scénarios³¹ :

31 Table 79 page 234, sachant que le potentiel de réduction de coût est donné pour une durée de vie des navires de 25 ans, un taux d'actualisation de 5% et un prix du fioul de 375 USD la tonne

Table 79 – (b) Calculated results for 2050

Code	Technology group	Scenario 1		Scenario 2	
		MAC (USD/ tonne-CO ₂)	CO ₂ abatement potential (%)	MAC (USD/ tonne-CO ₂)	CO ₂ abatement potential (%)
Group 10	Optimization water flow hull openings	-119	3.00%	-119	0.90%
Group 3	Steam plant improvements	-111	2.13%	-111	0.64%
Group 6	Propeller maintenance	-102	3.95%	-102	1.22%
Group 9	Hull maintenance	-91	3.90%	-91	1.24%
Group 12	Reduced auxiliary power usage	-59	0.71%	-59	0.21%
Group 8	Hull coating	-50	2.55%	-50	0.83%
Group 2	Auxiliary systems	-39	1.59%	-39	0.48%
Group 1	Main engine improvements	-34	0.45%	-34	0.14%
Group 13	Wind power	2	1.66%	2	0.50%
Group 16	Speed reduction	10	7.54%	10	8.18%
Group 5	Propeller improvements	18	2.40%	18	0.80%
Group 11	Super light ship	54	0.39%	54	0.12%
Group 4	Waste heat recovery	54	3.09%	54	0.93%
Group 7	Air lubrication	93	2.26%	93	0.77%
Group 15A	Use of alternative fuel with carbons	-	-	249	2.03%
Group 15B	Use of alternative fuel without carbons	416	64.08%	416	20.00%
Group 14	Solar panels	1,048	0.30%	1,048	0.09%

La réduction de vitesse est supposée permettre une réduction comprise entre 7,54% et 8,18%, selon l'un ou l'autre des scénarios, alors que la récupération de chaleur donne une réduction comprise entre 0,93% et 3,09%. La maintenance du système propulsif permet d'obtenir une réduction comprise entre 1,22% et 3,95% et celle de la coque une réduction comprise entre 1,24% et 3,90%.

Le Forum international des transports (FIT), quant à lui, était plus optimiste sur les effets de la mesure de réduction des vitesses. Il estimait dans son rapport de 2018³², dans une version de réduction modérée de la vitesse, qu'on gagnerait 6% pour les porte-conteneurs et 9% pour les vraquiers. Dans une version plus récente, où le FIT examine les conséquences d'une réduction maximale techniquement possible, il serait alors envisageable d'atteindre une réduction de consommation d'énergie de 26% pour les porte-conteneurs, de 30% pour les pétroliers et de 65% pour les vraquiers. Toutefois, cela paraît hors de portée, vu le désaccord persistant au sein de l'OMI sur la généralisation d'une mesure contraignante de réduction de vitesse, d'autant que les variations de prix de l'énergie conduisent, de facto, les armements à adapter leur vitesse pour limiter les coûts d'exploitation.

L'optimisation de l'exploitation, des navires, des flottes et des terminaux fait essentiellement appel aux technologies de l'intelligence artificielle : recueil et synthèse de très grandes quantités de données et optimisation de stratégies multifactorielles. Il existe en France de nombreuses capacités dans ce domaine, qu'il convient de développer, tant par l'ouverture de financements, que de facilités de marché.

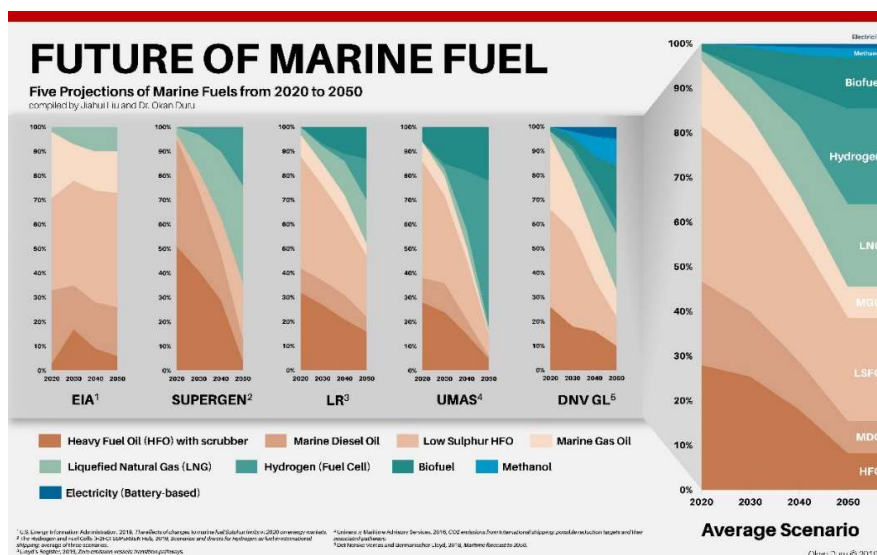
3.3 Changement de carburant ou de système de propulsion

3.3.1 Considérations générales

Compte tenu des décisions prises à l'OMI et au niveau européen, les armateurs se sont largement engagés à changer les carburants qu'ils utilisent en recourant au GNL, au méthanol, à l'ammoniac et aux biocarburants, ainsi qu'à la propulsion électrique, sur de courtes distances, comme les ferries de fjords de Norvège. De nombreuses expérimentations sont en cours avec des bio-carburants et les nouvelles motorisations de type hybride devraient permettre, à terme, de recourir à des carburants de synthèse.

32 FIT-OCDE-2018 *Decarbonizing maritime transport: pathways to zero-carbon shipping by 2035*

Les organismes, qui effectuent des projections aux horizons 2050, divergent beaucoup dans leurs analyses, comme le montre l'infographie suivante³³, qui met en regard les projections faites par cinq entités : l'EIA américaine (*Energy Information Agency*), le forum de recherche britannique *hydrogen and fuel cells* SUPERGEN, la société de classification LR (Lloyd's Register), l'UMAS, consultant britannique lié à l'institut énergie de l'Université de Londres, ainsi que DNV GL, la société de classification norvégienne Det Norsk Veritas qui a absorbé le Germanischer Lloyd:



Même si cette présentation est un peu datée, elle témoigne de l'ouverture possible, et de la grande diversité des solutions applicables à des navires de type extrêmement différents les uns des autres.

Contrairement à l'aviation, et compte tenu de l'incertitude considérable sur les carburants à utiliser à terme, le règlement Fuel EU maritime ne préconise pas dans l'immédiat³⁴ d'obligation d'incorporation de bio-carburant, ou d'e-carburant, et fixe une obligation de réduction d'intensité émissive des navires, sans donner d'indication sur l'usage de tel ou tel carburant, ce qui permet d'assurer la neutralité des choix à opérer par les armements.

33 Jiahui Liu et Okan Duru 2019

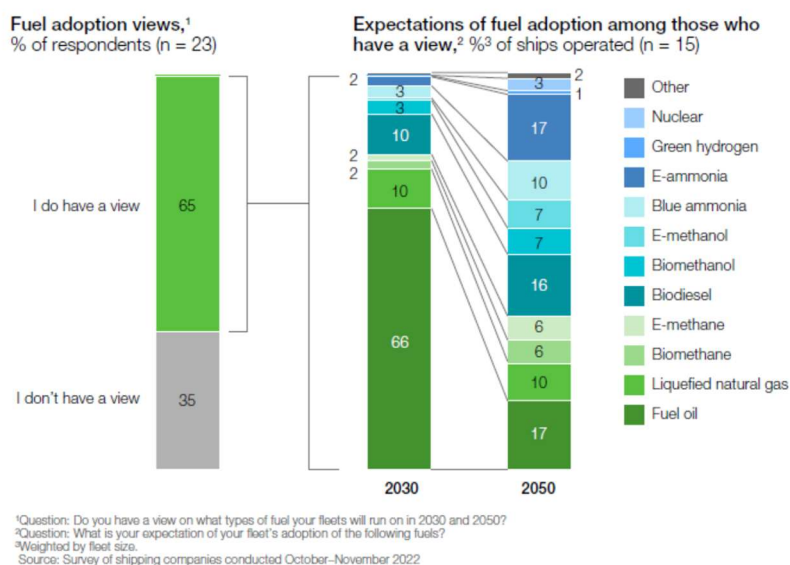
34 Deux mesures concernant directement la consommation de e-carburant et s'appliqueront à partir de 2025.

D'une part, si un armateur consomme des e-carburants sur la période 2025-2033, un facteur de ½ sera appliqué aux émissions du carburant de synthèse pour favoriser son incorporation. Ce facteur réduit les émissions considérées du e-carburant, incitant ainsi les armateurs à utiliser ces carburants alternatifs pour diminuer les émissions de GES de leurs navires.

D'autre part, à partir de l'année 2034, la Commission adoptera un acte d'exécution qui rendrait le taux d'incorporation de 2% de carburants de synthèse obligatoire dans le mix énergétique des navires si le taux d'incorporation est inférieur à 1% en 2031. Ce taux sera appliqué sous réserve que certaines conditions de distribution géographique, de disponibilité des e-carburants et de prix soient remplies. Dans l'hypothèse où ces conditions seront respectées et que les armateurs continuent de consommer uniquement des énergies fossiles, ils devront payer une pénalité correspondant à la différence entre le prix de l'énergie fossile et le prix du carburant de synthèse, sur la part du taux d'incorporation obligatoire non-respectée à partir de 2034. Lors de la révision du règlement Fuel EU Maritime, la Commission pourra proposer des taux d'incorporation augmentant graduellement jusqu'en 2050.

Si l'on en juge par l'enquête réalisée en octobre et en novembre 2022, par le centre Maersk Mac Kinney Moller pour un shipping décarboné ³⁵, auprès de 23 armateurs, et avec l'aide de Mac Kinsey, une quinzaine d'entre eux ont une vision aux horizons 2030 et 2050. Ils considèrent que le fioul marin, le biodiesel, et l'ammoniac de synthèse seront utilisés dans des proportions équivalentes en 2050. Par ailleurs, dans leurs projections, les armateurs considèrent que les carburants carbonés représenteront encore le quart des carburants en 2050 (17% pour le fioul marin et 10% pour le GNL).

Two-thirds of shipping company respondents have views on what their fuel usage will look like in 2030 and 2050, although expectations vary.



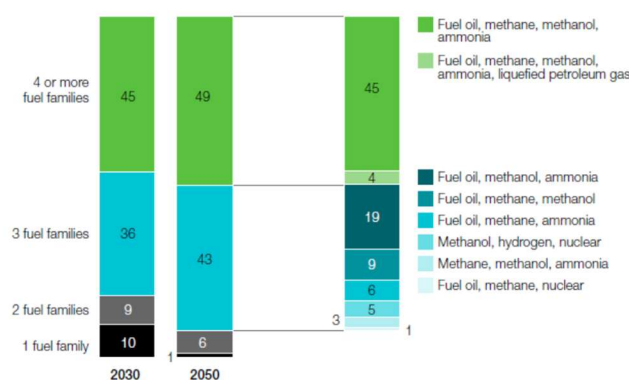
Les armements choisissent aussi de diversifier leurs sources de carburants, comme l'illustre la figure suivante, avec près de 50% d'un mix de quatre carburants en 2050 (fioul, méthane, méthanol et ammoniac). Cela s'explique dans le contexte de la nature des incertitudes qui sont à la fois technologiques, économiques, voire géopolitiques sur la disponibilité des carburants³⁶ :

³⁵ Maersk Mac Kinney Moller Center-Global Maritime Forum: *The shipping industry's fuel choices on the path to net zero*-
https://www.globalmaritimeforum.org/content/2023/04/the-shipping-industrys-fuel-choices-on-the-path-to-net-zero_final.pdf

³⁶ Une annexe à ces considérations générale sur les commandes de navires décarbonés figure à la fin de ce chapitre

By 2030, most shipping company respondents expect to use three or more different fuel families, with a similar picture in 2050.

Expectations of fuel families,¹ by fleet,² %³ of ships operated (n = 15)



¹Fuel families are combinations of interchangeable fuels, such as heavy fuel oil, marine gas oil, marine diesel oil, and biodiesel; liquefied natural gas, biomethane, and synthetic/e-methane; biomethanol and synthetic/e-methanol; green and blue ammonia; green and blue hydrogen; nuclear; liquefied petroleum gas.
²Question: What is your expectation of your fleet's adoption of the following fuels?
³Weighted by fleet size.
Source: Survey of shipping companies conducted October–November 2022

Pour essayer de présenter les différentes alternatives, on peut s'appuyer³⁷ sur l'analyse de l'évolution des coûts unitaires énergétiques des différents carburants, tels que projetée par l'OMI dans sa quatrième étude de 2020 sur les émissions de GES du transport maritime aux horizons 2030 et 2050, :

Table 77 – Future costs fuel at 2030 and 2050

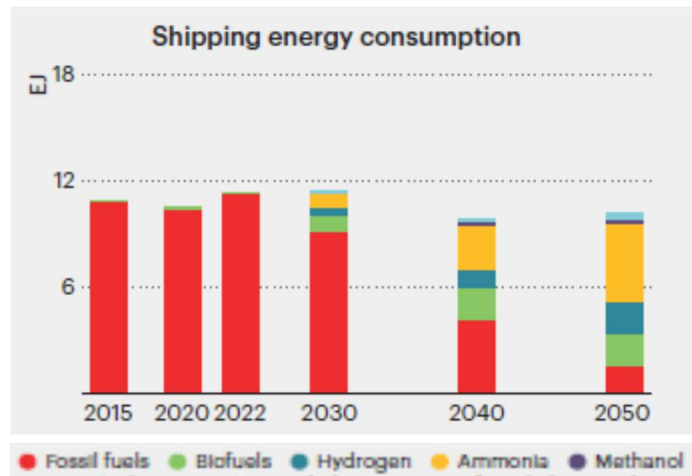
Fuels	Year	
	2030	2050
HFO (VLSFO)	375	375 (9USD/GJ)
LNG	590	590 (12USD/GJ)
Hydrogen	3,300	3,300 (28USD/GJ)
Ammonia	660	660 (32USD/GJ)
Methanol	400	400 (20USD/GJ)
Ethanol	670	670 (25USD/GJ)
Synthetic methane	-	4,500 (90USD/GJ)
Biomass methane	-	2,250 (45USD/GJ)
Synthetic methanol	-	1,500 (75USD/GJ)
Biomass methanol	-	800 (40USD/GJ)
Synthetic ethanol	-	2,600 (97USD/GJ)
Biomass ethanol	-	1,300 (27USD/GJ)

Unit: Unit: USD/tonne, and the cost per Low Calorimetric values are shown in the brackets

On voit ainsi, à l'horizon 2050, que si le fioul marin désulfuré (VLSFO) est estimé à 375 dollars par tonne ou à 9 dollars par GJ, le classement des carburants par coût énergétique croissant serait le suivant : GNL (12 USD/GJ) ; méthanol (20 USD/GJ) ; éthanol (25 USD/GJ) ; éthanol issu de la biomasse (27 USD/GJ) ; hydrogène (28 USD/GJ) ; ammoniac (32 USD/GJ).

L'Agence internationale de l'énergie présente également un scénario de décarbonation dans les transports maritimes au sein de ses rapports « *Energy technology perspectives* » de 2020 et « *Net Zero by 2050 a Road Map for the Global Energy Sector* » de 2021, avec la figure suivante page 94 du second document :

³⁷ Même si de nombreuses autres estimations des évolutions futures des coûts unitaires des différents carburants sont produites par de nombreux organismes



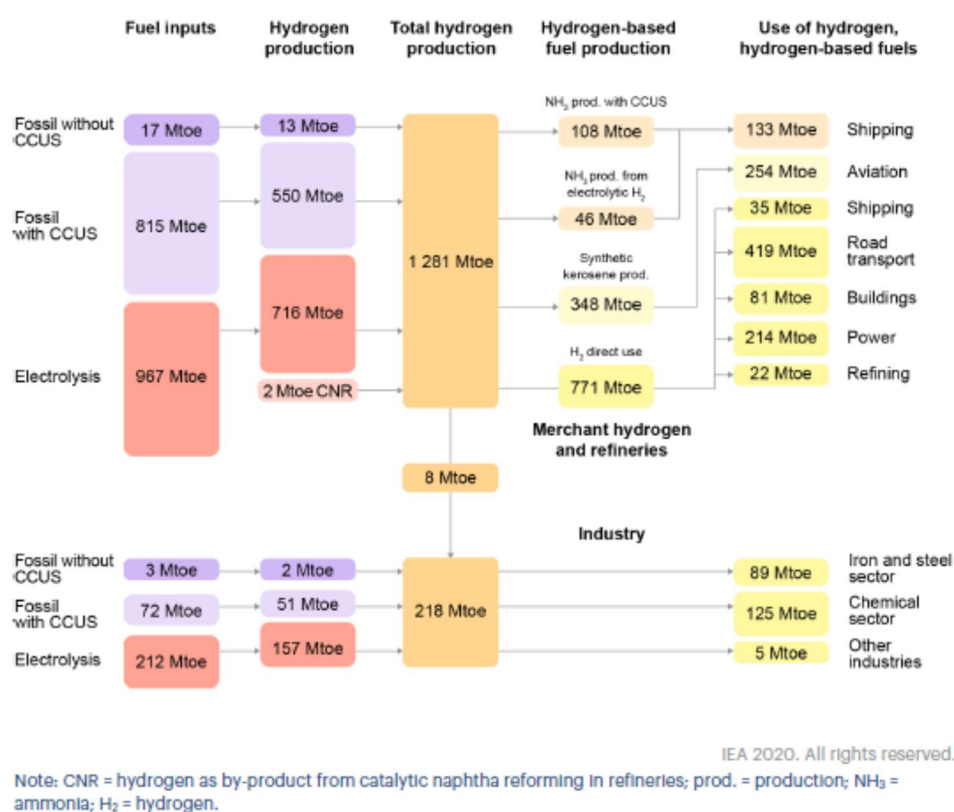
Ce graphique donne pour 2050 une consommation globale de 10.35 EJ, soit 250 Mtep, dont 15% fossiles, 20% bio, 15% hydrogène, 45% e-ammoniac et 5% e-méthanol. Nous constatons donc que le scénario de l'AIE donne une importance majeure à l'e-ammoniac, et une part très faible à l'e-méthanol pour le transport maritime.

Une explication de cette proposition se trouve dans le chapitre 3-3-3 concernant le captage et l'utilisation du CO₂, ainsi que les besoins en CO₂ des différentes productions d'énergie envisagées. Pour produire de l'e-carburant de synthèse, il faut en effet capter suffisamment de CO₂ vert. Ce scénario prévoit la capture de 2.4 Gt de CO₂ à partir de la bio énergie, et de la capture directe dans l'air. 1.9 Gt seront stockées et 0.5 Gt seront utilisées pour le développement d'e-carburants, essentiellement pour l'aviation. Les besoins d'ici 2050 de celle-ci sont estimés entre 0.55 et 0.8 Gt afin de fournir environ 130 Mt de e-kérosène.

Ce scénario ne prévoit pas, en conséquence, d'utilisation importante de CO₂ vert pour le maritime, et propose donc 45% d'ammoniac bleu comme carburant pour le maritime, obtenu en grande partie par production classique avec captage du CO₂/CCS (figure 3.8, page 140 du rapport « *Energy technology perspectives de 2020*). Cette importance donnée à l'ammoniac pour le maritime se retrouve dans plusieurs documents, dont le rapport de l'IRENA³⁸ sur « la décarbonation du shipping ».

Par ailleurs, la note de synthèse sur les e-carburants publiée en février 2023 par EVOLEN mentionne qu'IRENA anticipe qu'en 2050 la production d'e-méthanol passerait à 250 Mt/an et celle de bio-méthanol à 135 Mt/an, dont 30% environ servirait de carburant pour le secteur du transport terrestre et maritime.

Figure 3.8 Global hydrogen production and demand in the Sustainable Development Scenario, 2070



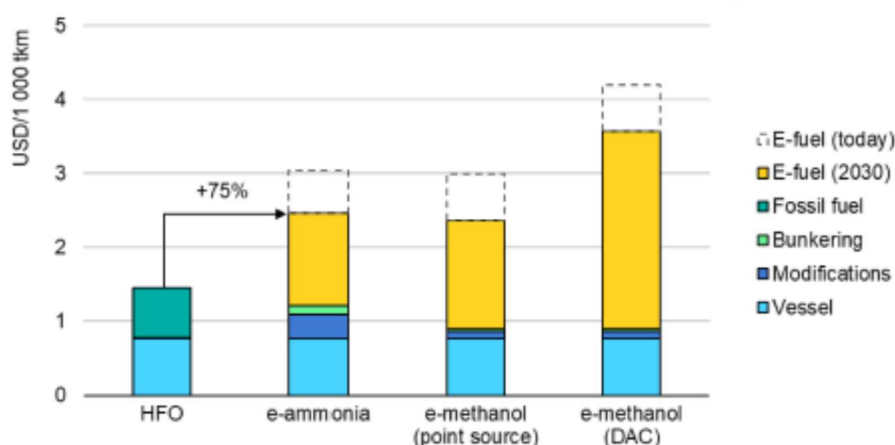
38 IRENA (2021), *A pathway to decarbonise the shipping sector by 2050*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Ces considérations montrent qu'une hypothèse intermédiaire de répartition entre e-ammoniac et e-méthanol semble tout à fait envisageable, en fonction des critères de choix économiques et sécuritaires, et de l'action des acteurs du secteur maritime.

En ce qui concerne le volet économique dans son rapport « *The Role of E-fuels in Decarbonising Transport* », l'AIE fait une comparaison entre e-méthanol et e-ammoniac. En 2030, l'AIE prévoit un coût de production de l'e-ammoniac de 30 USD/GJ, et de e-méthanol de 35 USD/GJ. Pour évaluer le meilleur choix économique entre e-méthanol et e-ammoniac, il ne suffit pas de comparer le prix des carburants, mais il faut également évaluer le coût total pour l'armateur en intégrant le Capex et l'Opex d'un navire.

Par exemple, pour un porte-conteneurs, l'AIE note que les coûts sont très proches avec un surcoût de 75% par rapport au HFO en 2030. Ceci suppose que l'e-méthanol soit produit à partir d'un CO2 biogénique, à faible coût (figure 5.7). Si le CO2 est obtenu par DAC, le surcoût serait de 150%. On peut cependant noter que ces surcoûts n'auront que peu d'influence (<1%) sur le coût des produits transportés.

Figure 5.7 The total cost of ownership of a containership vessel by fuel



IEA. CC BY 4.0.

Notes: Modifications refer to the additional CAPEX and OPEX of the containership compared to the HFO reference. Port charges and handling fees are excluded. Assumptions: 9 600 TEU containership, with a 58 MW engine, travelling at 18 knots, 100 000 nautical miles/yr; Heavy fuel oil USD 15/GJ, levelised cost of ammonia USD 40/GJ (optimised today) USD 30/GJ (2030), levelised cost of methanol USD 47/GJ (optimised today) USD 35/GJ (2030, point source) USD 62/GJ (2030, DAC).

En ce qui concerne les aspects de sécurité, l'e-ammoniac est considéré comme le plus dangereux. Ce point sera développé plus en détail dans le paragraphe 3-3-6 et il faudra envisager pour la propulsion à l'e-ammoniac d'avoir des conditions d'exploitation plus sévères, avec des équipages spécialisés.

Une étude récente³⁹ publiée par le consortium *Together in safety*, compare les principaux carburants alternatifs – GNL, hydrogène, ammoniac et méthanol – face aux risques qu'ils font courir. L'analyse d'identification des dangers, dite Hazid (*hazard identification*), compare les carburants selon une vingtaine de scénarios : perte de manœuvrabilité en mer, très forte houle, collision ou abandon du navire, gîte excessive en mer, ou dans un port, erreur de soutage... Dans cette étude, seul l'ammoniac coche la case orange vif du risque intolérable en cas d'échouement et de collision, entraînant des brèches dans le système de confinement du carburant.

39 *Together in safety: Future fuels risk assessment report-2022*

C'est aussi le cas dans l'hypothèse d'un débordement lors du soutage, avec de manière générale de très gros risques pour toutes les personnes associées à cette opération.

Dans cette étude évaluant les carburants selon trois échelles de risque – largement acceptable, tolérable et intolérable –, c'est le méthanol qui se place le mieux avec 22 classements en risque acceptable, suivi de très près par le GNL carburant, qui compte 19 feux verts.

La coalition « *Together in safety* » associe plusieurs grands noms du shipping mondial, dont Lloyd's register, APM, Euronav, Maersk, Carnival, MSC Ship management, Chevron, Shell, le Forum maritime international des compagnies pétrolières (Ocimf).

La conclusion que l'on peut tirer de ces études de l'AIE est qu'en ce qui concerne l'e-méthanol et l'e-ammoniac, les armateurs auront à choisir en fonction du type de navire, en y intégrant les aspects sécuritaires, et la formation des équipages.

Une autre étude intéressante est celle de MGH Energy sur « l'estimation du potentiel mondial de production de carburants de synthèse »⁴⁰. La présente étude vise à estimer le potentiel mondial de production **de carburants de synthèse renouvelables** et à identifier les pays disposant des ressources primaires les plus importantes et les plus compétitives. Elle sélectionne les surfaces terrestres disposant du meilleur potentiel d'énergie primaire (éolienne et solaire), retranche les zones sur lesquelles il est techniquement impossible (topographie, orographie, urbanisme, conflits d'usage des sols, etc.), d'installer des parcs éoliens et des centrales solaires photovoltaïques, ainsi que les pays présentant des profils politico-économiques inadaptés aux très importants investissements nécessaires à la construction des usines de production de carburants de synthèse. Elle en déduit une estimation du potentiel de carburants de synthèse qu'il est techniquement, économiquement et politiquement possible de produire.

L'étude compare ensuite ce potentiel avec les besoins du transport maritime, ou ceux du transport aérien.

Les procédés étudiés dans cette note sont adaptés à la production d'e-méthanol ou d'e-kérosène, toutefois, en première approximation, les résultats présentés pourraient être extrapolés à d'autres carburants de synthèse (e-ammoniac, e-gazole, e-GPL, e-GNL, etc.).

Les résultats de cette étude montrent que le potentiel estimé de production de carburants de synthèse est équivalent à 13,5 fois les besoins actuels du transport maritime mondial, ou 7,5 fois ceux du transport aérien mondial.

En ce qui concerne les quantités de CO₂ biogénique nécessaires pour fabriquer les carburants de synthèse, qui font partie du chemin critique d'après l'AIE, ce rapport estime que, grâce au développement des systèmes CCUS dans les pays industrialisés, le marché du CO₂ est en passe de devenir une commodité négociée, ce qui donnerait plus de flexibilité.

Une étude complémentaire est nécessaire pour préciser les quantités de CO₂ vert qui seraient disponibles, pour le maritime et l'aérien en 2050, pour la production de carburants de synthèse.

40 Note interne au groupe de travail

Recommandation 9 au SGPE, à la DGEC, à la DGITM

Dans la perspective probable où le CO₂ deviendrait rapidement une commodité négociée, la France devrait mettre en place un système industriel de captage, transport et stockage du CO₂, notamment dans les ports et dans leur hinterland, et œuvrer pour qu'un système de dématérialisation du commerce de CO₂ biogénique (garantie d'origine, quotas, traçage) soit mis en place tant au niveau européen que mondial (voire a minima en périphérie de l'Europe).

3.3.2 Le GNL comme solution de transition

L'utilisation du gaz naturel liquéfié (GNL), à base principalement de méthane, représente à l'évidence la solution la plus simple pour permettre aux armateurs de réduire à court terme leurs émissions, car ce carburant est largement disponible au plan mondial : elle permet en effet de supprimer les émissions d'oxydes de soufre et de particules fines, avec un surcoût modéré par rapport à l'utilisation de fioul désulfuré. De nombreux armateurs, dont CMA-CGM, l'ont largement adopté et plusieurs types de navires l'utilisent, mais aussi des navires de service comme des dragues portuaires. Les émissions de gaz à effet de serre⁴¹ demeurent, même si elles sont en partie réduites d'au plus 20%, à condition que les phénomènes de perte de gaz à la combustion appelée *methane slip* soient bien pris en compte dans la conception des moteurs. Mais comme il s'agit d'une énergie fossile et qu'il est peu probable de supprimer les émissions liées à l'extraction du gaz, cette solution ne peut être que transitoire. La motorisation GNL permet aussi à terme, d'utiliser du bio-GNL, puis à terme du e-méthane, comme le souligne la note de synthèse d'EVOLLEN⁴², qui indique « *La chaîne du gaz, du GNL au biométhane liquéfié, au e-méthane liquéfié, permettrait une transition énergétique progressive et pilotable par incorporation progressive de bio puis de e-méthane, « neutres en carbone », en mélange avec du GNL. Pour de nombreux acteurs industriels, cette chaîne du gaz permettra d'accélérer la transition vers la décarbonation pendant une période transitoire pendant laquelle le passage à l'échelle des e-fuels s'opérerait.* »

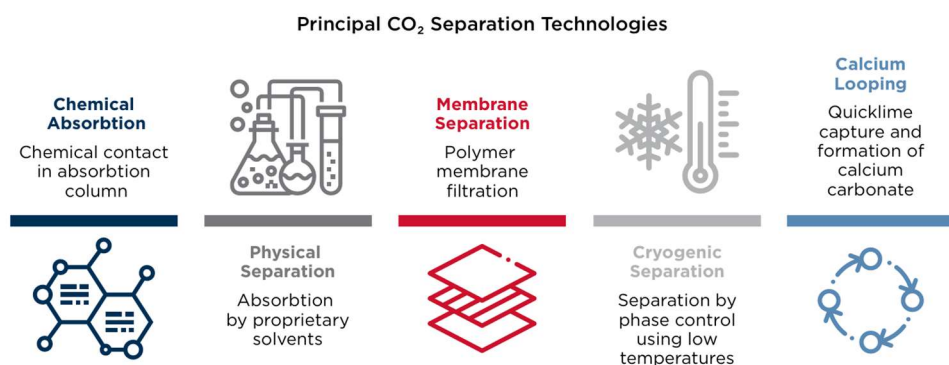
3.3.3 Le captage de CO₂ à bord des navires

Le captage de CO₂ peut se faire à différents stades de la combustion, ce qui conduit à trois grandes familles de technologie pour sa capture : l'oxy-combustion, le captage précombustion, le captage post-combustion. Le captage du CO₂ post-combustion est la technique la plus répandue ; elle est bien maîtrisée dans les installations industrielles à terre, mais pas encore développée à bord des navires, à l'exception de quelques réalisations, et de programmes de tests en cours.

Les principaux procédés de captage à bord, post-combustion, sont les suivants :

41 Bien qu'il ait une durée de vie beaucoup plus courte que le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane est beaucoup plus efficace pour piéger le rayonnement. Par unité de masse, le méthane a un effet de réchauffement 86 fois plus fort que le CO₂ sur plus de 20 ans. Sur une période de 100 ans, le méthane est 28 fois plus fort.

42 EVOLLEN Note de synthèse sur les électro-carburants : cartographie, propriétés, synthèse et usages-Février 2023



Source : ABS Sustainability Outlook 2022

La voie chimique par absorption du CO₂ à base d'amine est la plus répandue. C'est une technologie assez mature (TRL9) et utilisée à terre. Elle permet des taux de capture très élevés avec une bonne pureté du CO₂ capté.

D'autres procédés par adsorption, ou séparation par membrane, sont en développement. Ils présentent pour l'instant des taux de capture et de pureté du CO₂ plus faibles et des niveaux de maturité plus bas.

Tous ces procédés nécessitent de l'énergie et augmentent donc la consommation en carburant du navire. Ils nécessitent également le chargement à bord et le déchargement de produits chimiques. En outre, une fois capté, le carbone doit généralement être liquéfié (ou solidifié) afin de limiter le volume de stockage à bord. La liquéfaction requiert également une consommation d'énergie importante, et des équipements spécifiques à bord.

Les principales difficultés que posent la « marinisation » du captage de CO₂, outre les problèmes de coûts et d'énergie consommée, sont liées au bon fonctionnement des procédés en présence des mouvements du navire, de la place nécessaire dans la machine, et sur pont, pour loger tous les équipements, mais également des risques induits par les procédés eux-mêmes.

Une fois capté, le CO₂ doit ensuite pour voir être déchargé dans des installations portuaires ad hoc, soit dans une solution aqueuse d'amines, soit sous forme liquéfiée pure, ou encore sous forme solide.

Différentes réalisations sont déjà en fonctionnement sur tous types de navires. On peut citer :

- Le système de filtre de nettoyage des fumées (scrubber), de la société Value Maritime, qui intègre un captage du carbone, installé sur plusieurs navires en Mer du Nord.
- Le vraquier Corona Utility de l'armateur Japonais Kline, équipé depuis Aout 2021, d'une unité de captage de carbone, développée par Mitsubishi (sans liquéfaction à bord).
- Le transporteur d'éthylène Clipper Eris, équipé par l'armateur Solvang au troisième trimestre 2024 d'une installation de captage de CO₂ et de liquéfaction à bord, développée par Wartsila.

- L'armateur suédois Stena qui a équipé le transporteur de produits Stena Impero d'un système de captage de carbone, dans le cadre du projet Remarccable, lancé par l'*Oil and Gas climate Initiative* et le *Global Center for Marine Decarbonisation*.

- Le projet de R&D européen (ERA-NET ACT3) EverLonG, qui permet de tester depuis septembre 2023, une installation complète de captage de liquéfaction et de stockage de CO₂ sur le méthanier Seapeak Arwa.

Au total une veille économique et technologique sur ce sujet reste souhaitable.

3.3.4 Biocarburants

3.3.4.1 Les différents types de biocarburants

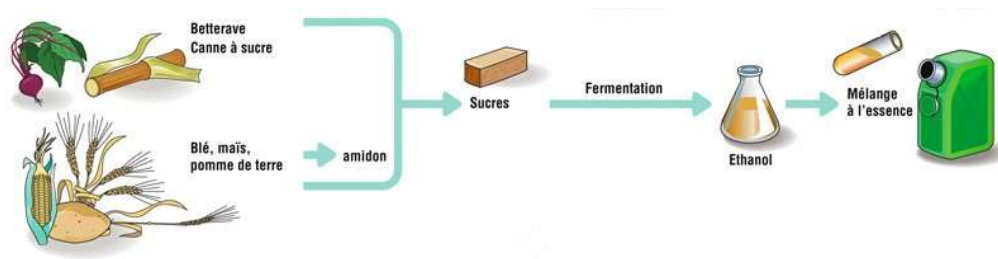
Il est utile de rappeler que les biocarburants sont largement utilisés dans les autres modes de transport et qu'il en existe de trois générations⁴³ :

- 1ère génération : utiliser des plantes riches en sucre (comme la betterave), ou en amidon (comme la pomme de terre)⁴⁴, ou riches en huile (comme le colza ou le tournesol) ;

- 2ème génération : parties non alimentaires des plantes : rémanents forestiers (les parties des arbres non utilisés par l'industrie du bois), résidus agricoles (comme les tiges de maïs), des cultures à croissance rapide (comme le peuplier et l'eucalyptus), ou des déchets organiques (par exemple les boues de stations d'épuration) ;

- 3ème génération : micro-organismes photosynthétiques (cyanobactéries, microalgues...) ;

Les carburants de première génération sont largement utilisés comme additifs, par exemple, dans les carburants routiers, comme l'illustre cette infographie du ministère de la transition écologique pour le bio-éthanol :



Et pour le bio-diesel :



43 CEA-fiche défi énergie-2017

44 <https://www.ecologie.gouv.fr/biocarburants>

Le MTE précise que les éléments suivants ⁴⁵: « Aujourd'hui, la première génération a atteint le stade industriel et la seconde génération est en phase de développement. La réglementation des biocarburants s'effectue également en fonction de la nature de la matière première utilisée : les biocarburants conventionnels élaborés à partir d'une matière première en concurrence avec l'alimentaire et les biocarburants avancés élaborés à partir d'autres matières premières. L'incorporation de biocarburants conventionnels est aujourd'hui plafonnée à 7% de l'énergie contenue dans les carburants. »

Les carburants de troisième génération de type microalgues ne semblent pas avoir répondu aux perspectives envisagées par certaines compagnies pétrolières, comme ESSO, dans la production de microalgues à des fins énergétiques.

De ce fait les carburants de seconde génération donnent lieu à des développements plus prometteurs pour le transport maritime. Ainsi CMA-CGM préconise-t-il le recours à des biocarburants issus des huiles usagées. De même, sur la zone industrialo-portuaire du Havre, Engie étudie la faisabilité de produire du biokérosène pour Air France KLM, à Roissy et Orly, via le projet France Kereauzen.

3.3.4.2 La limitation en quantité des ressources en biocarburants pour le maritime

Les biocarburants, et en particulier les biocarburants avancés, représentent, lorsqu'ils sont disponibles, une solution de court terme attractive pour le transport maritime. Ils sont facilement incorporables aux fiouls fossiles (*drop-in fuels*), et les essais réalisés à ce jour montrent une bonne efficacité énergétique, ainsi qu'une bonne compatibilité avec les moteurs actuels. Il n'y a néanmoins pas encore beaucoup de recul pour juger du comportement des moteurs dans le temps.

La possibilité de les mélanger avec les fiouls conventionnels dans des proportions très variables permet aux armateurs d'accompagner la mise en place progressive de la réglementation. Il y a néanmoins des contraintes strictes dans la réglementation européenne, ou internationale, pour que ces carburants soient pris en compte en tant que fiouls bas carbone (réduction d'au moins 65% et critères de durabilité, ou certification EU Red II par exemple).

Le principal problème réside dans la faiblesse des quantités disponibles et la concurrence d'usage avec les autres moyens de transport. Les secteurs routiers et aériens sont déjà astreints à des taux d'incorporation minimum (ce n'est pas le cas pour le transport maritime), ce qui tire la demande vers ces secteurs alors que l'offre reste limitée. Les carburants de seconde génération (qui n'entrent pas en concurrence avec les cultures alimentaires) sont aujourd'hui particulièrement recherchés, et encore peu développés. Enfin les conditions économiques semblent inciter les producteurs à se tourner d'abord vers le transport routier et le transport aérien, plutôt que vers le transport maritime.

Au niveau français, l'Ademe reconnaît dans son rapport⁴⁶ paru en novembre 2020 sur l'usage des biocarburants « avancés » dans les transports que : « Les volumes de biomasse disponibles sur le territoire national sont limités même si des potentiels additionnels mobilisables à l'avenir sont examinés. Dans ces conditions, il existe et existera une concurrence d'usage entre secteurs. » « La Stratégie Nationale Bas Carbone estime ainsi que les biocarburants liquides devraient contribuer à hauteur de 25 % à la demande énergétique totale des transports à horizon 2050, soit ~50 TWh en volumes consommés »,

⁴⁵ Il convient de préciser que ces éléments concernent l'incorporation des biocarburants pour le transport routier

⁴⁶ Usage des bio-carburants "avancés" dans les transports : quel bilan environnemental et quelles perspectives de développement en France ? Ademe- Réseau Action climat France-Novembre 2020

« Ces évaluations montrent que, sur la base des connaissances et situations actuelles, la capacité d'intensification du recours aux biocarburants « avancés » présentant un bon bilan environnemental et respectant une saine concurrence d'usage, reste largement incertaine à l'horizon 2030. ».

Au plan mondial le DNV⁴⁷ estime la production de biocarburants liquides avancés, tous usages confondus, à 11 millions de tonnes (Mtoe) en 2023, la production pouvant monter à 23 Mtoe en 2026 (*Biofuels in Shipping, White paper*). Rapportées aux besoins globaux de transports, ces quantités restent très faibles. Cette concurrence d'usage devrait persister à long terme et le Bureau Veritas estime, dans son étude des différents scénarios basée sur les données de l'Agence Internationale de l'Energie (*Decarbonization trajectories*, Février 2024), que la part des biocarburants, dans le mix énergétique des transports maritimes, ne dépasserait pas 30% en 2050.

Les biocarburants représentent donc à la fois un atout pour la décarbonation du transport maritime, mais une solution très partielle, voire transitoire.

La disponibilité des biocarburants pour le secteur maritime a fait l'objet d'une analyse approfondie de la part de MGH Energy⁴⁸, portant sur le potentiel de production des biocarburants de première génération (issus de cultures alimentaires) et des biocarburants avancés, en France, en Europe et dans le monde, ainsi que sur les cas particuliers des carburants alternatifs à base de CSR, d'huile alimentaire usagée (HAU) et d'algues.

Sans entrer dans les détails de cette analyse, le potentiel de biocarburant avancé, disponible pour le maritime, exprimé selon la proportion des émissions de GES de ce secteur, est estimé en Mtep au niveau international et européen, aux horizons 2030 et 2050, à l'aide du tableau suivant :

Potentiel de biocarburant avancé disponible pour le maritime	International	Européen
2030	52 Mtep	7 Mtep
2050	142 Mtep	15 Mtep

Cette analyse montre les limites de la contribution des biocarburants avancés, dans la perspective de la décarbonation du secteur maritime. En effet, cette catégorie de biocarburants est fabriquée uniquement à partir de matières premières durables d'origine agricole, forestière et de déchets, dont la liste est incluse dans l'annexe IX de la directive RED (parties A et B)⁴⁹. Mais cette catégorie de carburants soulève des enjeux de mobilisation et de collecte de la biomasse, et pour certaines technologies, de passage du stade de la recherche, ou de démonstrateur, au stade industriel. La préoccupation de durabilité, et les contraintes réglementaires européennes qui s'y rattachent, rendent la production et la collecte de ces matières premières plus compliquées, et pèsent dans le même temps sur les coûts de mise à disposition. Il faut tenir compte également du fait que la biomasse durable

47 DNV - *Biofuels in Shipping, White paper-2023*

48 Note interne du 11 juillet 2024 sur le potentiel de production des biocarburants destinés au maritime

49 Qui ne concurrencent pas directement les cultures vivrières et fourragères. Leur utilisation est limitée par un plafond de 7 % (de la consommation d'énergie des transports) pour les biocarburants issus de ces cultures. L'utilisation de biocarburants conventionnels, produits à partir de cultures vivrières, sera considérablement réduite d'ici 2050

totale, destinée à la bioénergie, pourrait être utilisée dans une certaine mesure pour l'électricité, l'industrie, la construction, les services, l'agriculture et la demande de chaleur résidentielle, ce qui réduirait la disponibilité de matières premières pour la production de biocarburants avancés.

La concurrence des usages accentue donc, la réduction de disponibilité de ces carburants pour le secteur maritime.

De ce fait, comme les biocarburants avancés sont disponibles à court terme, mais en quantité insuffisante, la demande est appelée à être durablement et fortement supérieure à l'offre, si bien que les prix auront structurellement tendance à augmenter dans le temps. Il en résulte que les armateurs qui ont fait le choix des biocarburants (liquides ou gazeux) devront adapter leur stratégie à moyen terme.

3.3.5 Méthanol

Le méthanol est un alcool de formule chimique CH_3OH , dont le point d'ébullition est de $64,7^\circ\text{C}$. Sa production vient essentiellement du gaz naturel, si bien que son utilisation comme carburant à bord des navires présente un potentiel de réduction des émissions de CO_2 d'environ 10 %⁵⁰ par rapport au fioul marin classique (émissions *Tank to Wake*, du réservoir au sillage), de 99% pour les oxydes de soufre, de 60% pour les oxydes d'azote et de 95% pour les particules fines. Néanmoins, la production conventionnelle de méthanol à partir de gaz naturel, ou de charbon, est fortement émettrice de CO_2 . Seules les productions dites « vertes » (à partir de biomasse, de captage de CO_2 ou les productions de e-méthanol) permettent de réduire le bilan global d'émissions de CO_2 lors de l'utilisation de méthanol. Il peut aussi être produit à partir du captage de CO_2 , de déchets industriels, ou municipaux, ce qui réduit son impact en termes d'émission de GES. Son utilisation dans les moteurs à combustion actuels est aisée."

Plusieurs armements ont commencé à l'utiliser : après un pilote suédois, l'armement Stena a d'abord rétrofité le ferry Stena Germanica dès 2014, qui opère entre Kiel et Göteborg, pour lui permettre d'utiliser le méthanol comme carburant. Il envisage, dès 2025, d'étendre cette possibilité à d'autres navires avec l'aide de Wartsila. Maersk a pris livraison en 2023 de son premier porte-conteneurs à propulsion dual fioul/méthanol, et a commandé 24 autres navires à propulsion, dont les premiers ont été livrés début 2024. En outre, début de 2024, Maersk a également annoncé la commande, auprès des chantiers coréens HHI (*Hyundai Heavy Industry*), du premier d'une nouvelle série de 18 porte-conteneurs pouvant fonctionner au méthanol.

Le e-méthanol est un carburant prometteur pour le secteur maritime. De nombreux projets sont annoncés portant sur la voie la plus mature de synthèse catalytique de CO_2 avec de l' H_2 produit par électrolyse de l'eau. Toutefois, le point le plus critique de cette production est la disponibilité de CO_2 « vert » provenant de sources renouvelables (BECCS : *Bioenergy Carbon Capture and Storage*). En 2050, la production de e-méthanol renouvelable pourrait atteindre 250 Mt par an d'après IRENA.

En revanche, le port d'Anvers qui avait annoncé en 2020 un partenariat avec Engie et Fluxys,

⁵⁰ Sources : règlement Fuel EU Maritime annexe II et IFPEN-2025 " *Life cycle assessment of e-/bio- methanol and e-/grey-/blue- ammonia for maritime transport*- VLSO 78,2 g $\text{CO}_2\text{e}/\text{MJ}$ et Méthanol 69,1 g $\text{CO}_2\text{e}/\text{MJ}$

notamment pour installer un site de production de méthanol de synthèse de 8 000 tonnes par an, considère aujourd'hui, que ce projet n'est plus viable en raison de la hausse du prix du gaz.⁵¹

3.3.6 Ammoniac

L'ammoniac partage avec l'hydrogène le fait de ne contenir aucun atome de carbone. Il pourrait être une solution à long terme, mais il n'est pas exempt de risque, compte tenu de sa toxicité. Il peut être utilisé pour remplacer le fioul marin dans les moteurs à combustion, ou pour des piles à combustible.

Bien que l'ammoniac soit largement utilisé pour la production d'engrais, il requiert des navires chimiques très spécialisés et ne peut être aisément généralisé comme carburant pour d'autres types de navire, tant que les quatre sujets ci-dessous n'auront pas été convenablement résolus :

1. La forte toxicité : l'ammoniac est très irritant pour la peau et les voies respiratoires. Une exposition peut entraîner des symptômes tels que des brûlures, de la toux et des difficultés respiratoires.

2. La corrosivité : il peut causer des dommages aux matériaux, équipements et infrastructures, ce qui nécessite des mesures de sécurité renforcées lors de sa manipulation et de son stockage.

3. Les risques d'explosion : sous certaines conditions, l'ammoniac peut former un mélange explosif avec l'air, ce qui représente un danger potentiel dans les installations industrielles.

4. L'impact environnemental : l'utilisation de l'ammoniac comme vecteur énergétique peut entraîner des émissions de protoxyde d'azote, un puissant gaz à effet de serre, ce qui pose des défis majeurs pour le climat.

Cela dit, l'ammoniac semble être une des voies privilégiées à terme de la décarbonation pour plusieurs raisons. Il peut être conservé sous forme liquide à une température de -33,4°C donc bien supérieure à celle de l'hydrogène liquéfié (-252,9°C), voire à température normale sous une pression de 10 bars. Il est déjà largement utilisé pour la réfrigération des navires de pêche, et les motoristes marins le testent avec des mélanges fioul/ammoniac, déjà utilisé lors de la seconde guerre mondiale. De plus, la logistique portuaire de l'ammoniac existe déjà dans de nombreux ports, du fait de son utilisation historique dans la fabrication d'engrais. Avec 180 millions de tonnes par an, c'est la seconde espèce chimique produite et distribuée dans le monde avec les engrais et la réfrigération comme utilisation⁵². Christine Rousselle, dans la conclusion de son chapitre 10 sur l'ammoniac, comme un des futurs e-fuel pour une production d'énergie à zéro empreinte carbone⁵³, considère que si l'usage actuel privilégie celui d'additif aux carburants traditionnels, un des défis à l'avenir sera « *de réussir à fonctionner avec de l'ammoniac pur, ou partiellement décomposé en hydrogène. Il sera aussi nécessaire de trouver le compromis optimal quant aux émissions de NOx et d'ammoniac.* »

Elle résume ainsi les défis technologiques à relever pour y parvenir, pour les moteurs à combustion interne, ou pour les turbines à gaz qui peuvent intéresser le secteur maritime.

51 <https://www.rtl.be/actu/magazine/science-nature/le-projet-dusine-de-methanol-durable-dans-le-port-danvers-annule/2024-02-06/article/635068>

52 Christine Rousselle- Chimie et Energies nouvelles chapitre 10

53 Christine Rousselle- chapitre 10 déjà cité

Tableau 3

L'ammoniac comme carburant/combustible : les défis technologiques.

Technologies	Possibilités testées avec NH ₃	Challenges	R&D focus
Moteurs à combustion interne	- Technologie robuste - Faisable avec d'autres carburants (essence, diesel, H₂, gaz nat, ...)	- Pur NH₃ ou petite quantité H₂ - Rendement - Compromis émissions NOx et NH₃	- Craquage partiel de NH₃ - Améliorer/optimiser les techno de combustion pour NH₃ pur - Développer des techniques de dépollution locales
Turbine à Gaz (TaG) - cycle combiné	- Puissance produite élevée (> 1 MW) - Optimum pour produire de la puissance durant les pics de consommation - Possible avec charbon, méthane (40 %) - Optimisation possible du cycle complet (puissance, + chaleur et refroidissement)	- Pur NH₃ (petite et moyenne TaG) - NH₃ + % H₂ (grande TaG) - Limitation des émissions de NOx - Technologie en développement	- Nouveaux types de brûleurs pour une combustion optimale - Craquage partiel (pour grandes puissances) - Stratégie pour supprimer NOx - Concevoir des unités à forte puissance
Brûleurs et fours	- Technologie très robuste - OK pour faible concentration (max 20 %)	- Augmenter NH₃ % - Compromis NOx/NH₃ - Corrosion très forte selon les gaz ambiants	- Améliorer les techno de combustion, d'injection - Nouveaux systèmes (nouveaux matériaux)

Par ailleurs, l'étude d'évaluation du cycle de vie réalisée par Bicer et Dincer⁵⁴ montre qu'utiliser l'ammoniac comme carburant dans un moteur hybride (*dual fuel*) peut réduire les émissions de 34,5% par tonne kilomètre, ce qui peut donc rendre son utilisation très utile assez rapidement.

D'ailleurs, l'armement MSC s'intéresse sérieusement à l'option ammoniac grâce à un partenariat⁵⁵ entre la société de classification, Lloyds Register, le motoriste Man Energy solutions, et le centre de recherche en conception navale chinois, SDARI (*Shanghai Merchant Ship Design And Research Institute*), afin d'utiliser l'ammoniac comme carburant dans une motorisation hybride, en contribuant à faire évoluer la réglementation de l'OMI pour en permettre l'utilisation.

L'utilisation de l'e-ammoniac comme carburant est envisagée pour le transport maritime. L'AIE en particulier mentionne son utilisation pour décarboner le transport maritime d'ici 2050.

3.3.7 Hydrogène

L'hydrogène produit, soit par électrolyse de l'eau, soit par vaporeformage, du méthane avec capture et stockage du gaz carbonique, pourrait également offrir une piste de décarbonation intéressante. En effet, l'étude de Yusuf Bicer et de Ibrahim Bincer⁵⁶, déjà citée pour l'ammoniac, conduit à estimer que si cet hydrogène est produit par de l'énergie hydraulique, comme c'est largement le cas en Norvège, les émissions de CO₂ sur le cycle de vie en seraient réduites de 90%. De même, utilisé avec du fioul marin, en motorisation hybride (*dual fuel*), il pourrait permettre de réduire de 43% les émissions de CO₂ par tonne kilomètre. Cela étant, les armateurs sont assez réservés sur ce type de carburant pour le moment à cause de son volume, de la nécessité de le maintenir sous forme liquide à très basse température et des conditions de sécurité qui s'y rattachent.

Les aspects réglementaires relatifs à l'utilisation d'hydrogène comme carburant par les navires commencent à être progressivement levés. Ainsi, le Bureau Veritas⁵⁷ a-t-il publié en décembre 2023 les premières règles permettant de valider ce type de carburant pour les navires.

Cela étant, compte tenu du coût de production, il est vraisemblable que l'usage comme carburant en restera limité aux navires de service ou aux navires opérant sur de courtes distances. En effet, sous forme gazeuse comprimé, l'usage de l'hydrogène ne peut se faire que pour un rayon d'action limité.

54 Yusuf BICER and Ibrahim BINCER- *Clean fuel options with hydrogen for sea transportation: a life cycle approach in International Journal of Hydrogen Energy*- 2018 vol 43 n° 2 pp 1179-1193

55 MSC sets sights on ammonia dual fuel ships- *Adis Ajdin* -May 19, 2023 *Splash* 247

56 Yusuf BICER et Ibrahim BINCER- op. déjà cité

57 <https://www.offshore-energy.biz/bureau-veritas-launches-new-rules-for-hydrogen-fueled-ships/>

Une évaluation économique menée par la société de classification Lloyd's Register et l'UMAS⁵⁸ tend à montrer que la solution de production d'ammoniac à partir d'hydrogène neutre en carbone, mais dont la combustion nécessite le traitement des oxydes d'azote produits et dont la toxicité requiert la mise en place de dispositifs de sécurité adaptés, serait moins onéreuse que la solution hydrogène. De ce fait, la Grande Bretagne explore sérieusement l'option ammoniac, tandis que la France s'intéresse davantage à l'hydrogène pour des finalités industrielles, plutôt que comme carburant pour le transport maritime.

3.3.8 Piles à combustible⁵⁹

Les piles à combustible produisent de l'énergie électrique directement via une réaction d'oxydo-réduction grâce à un électrolyte en présence d'un catalyseur. Ces réactions produisent également de la chaleur et de l'eau. Il en existe plusieurs types selon la nature de leur électrolyte. Elles peuvent être utilisées avec différents types de combustible, tels que l'hydrogène, le méthanol, le GNL ou l'ammoniac.

Parmi les six types⁶⁰, les deux types de pile les plus prometteurs sont :

- les PEMFC (*proton exchange membrane fuel cell* ou pile à combustible à membrane échangeuse d'ions) où l'électrolyte acide (les ions H^+ migrent de l'anode vers la cathode) est une membrane solide polymère. Celle-ci transmet sélectivement vers la cathode les ions H^+ formés par oxydation catalytique de l'hydrogène injectée directement sur l'anode. Classiquement, elle fonctionne à basse température de 20°C à 100°C et nécessite un hydrogène très pur, mais elle est aussi développée à haute température de 80°C à 200°C, notamment pour les poids lourds. La technologie correspondante est mature.

- les SOFC (*solide oxyde fuel cell* ou pile à combustible à oxyde solide) où un électrolyte basique (les ions négatifs migrent de la cathode vers l'anode) solide (zircone dopée aux terres rares) pour produire des ions O^{2-} . Son coût est encore relativement élevé mais pourrait baisser en passant à une échelle plus large.

Leur efficacité énergétique est de 50 à 60% pour les PEMFC, de 60% pour les SOFC (85% si l'on y inclut un système de récupération de la chaleur).

Pour le moment, la puissance des piles à combustible est limitée à 1-3 MW⁶¹ si bien que leur utilisation est elle-même limitée aux navires de service, au transport fluvial et aux ferries ou navires opérant le *short sea*, avec des ports rapprochés. Ces piles à combustible supportent mal la présence de sel et de particules dans l'air, si bien que l'enjeu est de fabriquer des piles plus puissantes résistant à ces conditions marines.

Par ailleurs le caractère décarboné de ces piles dépend évidemment de la production décarbonée des carburants utilisés comme combustibles de ces piles. En France métropolitaine, avec un mix d'électricité nucléaire et renouvelable, c'est tout à fait envisageable. Il en va de même en Norvège,

⁵⁸ *Techno-economic assessment of zero carbon fuels-LR-UMAS-March 2020*

⁵⁹ France Stratégie-CGEDD- Prospective des mobilités et des transports 2040-2060- Transports maritimes et ports- rapport thématique de février 2022-Annexe 2 rédigée par Jean-Matthieu Farenc du Cerema

⁶⁰ Connaissance des énergies-fiche pédagogique

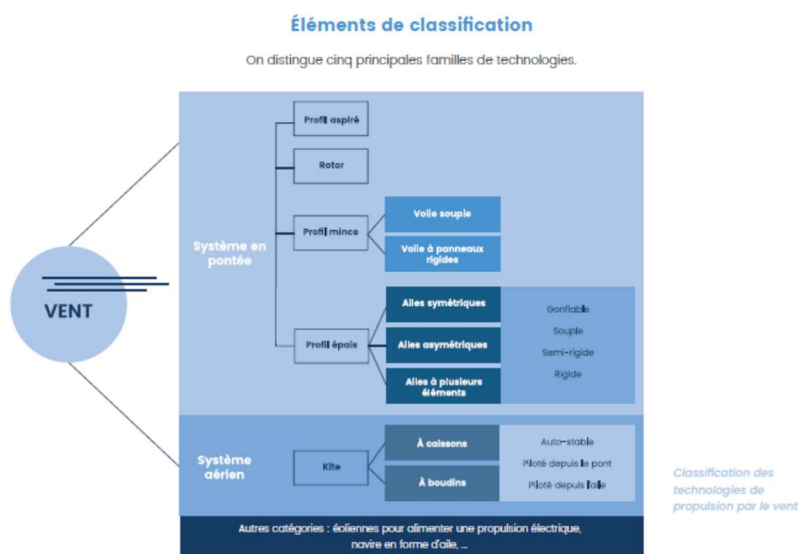
⁶¹ En associant au besoin plusieurs modules de plus petite puissance- cf <https://www.cea.fr/Pages/innovation-industrie/start-up/inocel-piles-combustible-forte-puissance-compactes-performantes.aspx> - 24 janvier 2023

avec sa large production hydroélectrique. Le ferry MF Hydra de l'armateur Norled fonctionne avec 2 piles à combustible PEMFC de 200 KW depuis mars 2023, et le DNV a également donné un accord de principe au constructeur de pile à combustible norvégien Alma Clean Power, pour une pile de type SOFC qui sera mise à bord du navire de service offshore Viking Energy. De même, le projet collaboratif Elemanta (ABB-HDF Energy-Hydrogène naval, Haropa port de Rouen) consiste à mettre au point pour 2027, la première barge zéro émission, grâce à un stockage d'hydrogène et à une pile à combustible de 1,5 MW, déployée au terminal Rubis du grand port maritime d'Haropa port de Rouen.

3.3.9 Propulsion vélique

La propulsion vélique peut être partielle, auquel cas il s'agit d'assistance vélique ou principale, voire complète pour certains navires opérant sur des trajets aux vents favorables, ou sur des marchés de niche. La source d'énergie éolienne utilisée permet de réduire sensiblement les consommations énergétiques. Si l'OMI, dans sa quatrième étude de 2020, ne lui attribue qu'un effet de réduction modeste compris entre 0,50% et 1,66% au niveau mondial, on peut penser que les effets sur la flotte française seront plus conséquents, compte tenu de l'excellence de la maîtrise de la fabrication des différents dispositifs utilisables, et du routage des navires issus des travaux réalisés pour les courses au large.

L'association Windship qui favorise le développement de ce type de propulsion en France a proposé de regrouper les divers systèmes de propulsion vélique en cinq grandes familles comme l'illustre le schéma suivant issu de son Livre blanc de⁶² juin 2022.



Selon Maël Le Garrec et al.⁶³, « quinze grands navires de charge sont équipés grâce à des opérations de retrofit, depuis 2018, de rotors, profil aspiré et profil épais. Le premier navire équipé de 4 rotors, l'E-Ship 1, annonce une économie de 20% de carburant, soit 920t par an (pour une vitesse moyenne de 13 nœuds). Le second navire équipé de 2 rotors, le Maersk Pelican, annonce un gain de 8,2% de consommation par an. »

⁶² Windship association- La propulsion des navires par le vent : des technologies prêtes à décarboner le transport maritime ; une opportunité industrielle pour la France-Juin 2022

⁶³ Article des techniques de l'ingénieur TRP 5024 V1- Les nouveaux usages de la propulsion vélique- avril 2023

Le nombre de navires équipés dans le monde est en constante augmentation. En septembre 2024, environ 50 navires dans le monde étaient équipés. Des navires de toutes tailles utilisent ces systèmes, tels que le vraquier Sea Zoushan de 340 m de long et 325 000 tonnes de port en lourd. Ce qui permet d'obtenir des gains d'efficacité énergétique allant d'environ 10% pour l'assistance vélique avec rotors et jusqu'à 90% pour les voiles conventionnelles avec propulsion vélique prépondérante.

Deux obstacles principaux seront à franchir pour assurer le développement de cette filière : le manque de recul pour disposer d'informations fiables sur les performances en exploitation, la sécurité, la durabilité, les coûts de maintenance ainsi que la difficulté de lever des fonds en particulier dans les phases de construction et de développement de démonstrateurs à grande échelle. Néanmoins, ce dernier obstacle a pu être levé par exemple pour TOWT qui a aujourd'hui 8 navires à propulsion vélique en commande, dont deux navires viennent d'être mis en service après l'achèvement de leur construction par Piriou à Concarneau.

L'exemple très réussi du navire Canopée mérite d'être également cité. En effet, ce roulier de 121 m de long qui transporte des éléments de la fusée Ariane VI pour le compte d'ArianeGroup depuis 2022 et compte plusieurs traversées à son actif. Il a contribué au lancement, avec succès, de la première fusée Ariane VI.

Quelques éléments complémentaires peuvent être trouvés dans le rapport de Franck Cammas⁶⁴.

Compte tenu des savoir-faire industriels et des réalisations en cours sur ce sujet en France, une recommandation peut être faite :

Recommandation 10 à la DGAMPA

Favoriser et encourager financièrement le développement et la structuration de la filière vélique en France, compte tenu des savoir-faire industriels développés à ce sujet et reconnus sur le plan international

3.3.10 Eléments de réflexion sur les e-carburants

Le sujet des carburants de synthèse a donné lieu à une réflexion approfondie du groupe de travail à la fois au niveau mondial (3-3-10-1), et au niveau français (3-3-10-2), dans la mesure où interagissent la possibilité de produire ces carburants en France, ou de les importer, selon le degré de recouvrement de la souveraineté énergétique qui pourrait être envisagée par rapport aux besoins énergétiques du secteur maritime.

3.3.10.1 Disponibilité des e-carburants au niveau mondial

Le groupe de travail a pris connaissance du travail réalisé par MGH Energy⁶⁵ sur la production mondiale de carburants de synthèse, ainsi que de l'étude analogue déjà citée pour les bio-carburants. Alors que le travail sur les biocarburants visait à la fois l'estimation des potentiels de biocarburants avancés mobilisables tant sur le plan mondial qu'européen ou français, le travail réalisé sur les e-carburants vise à estimer le potentiel mondial de production de carburants de synthèse renouvelables, ainsi qu'à identifier les pays disposant des ressources primaires les plus importantes et les plus compétitives.

⁶⁴ Rapport CGEDD n° 013343-01, IGAM n° 2020-066 – Développement d'une filière de transport maritime à la voile, établi par Franck Cammas avec le concours de Denis Mehnert (IGAM) et d'Antoine Pichon (CGEDD)-Octobre 2020

⁶⁵ Note interne de MGH Energy au groupe de travail : « Estimation du potentiel mondial de carburants de synthèse » - Septembre 2024

En s'appuyant sur le fait que selon l'Agence Internationale de l'Energie⁶⁶, d'ici 2050, l'hydrogène nécessaire pour produire les carburants de synthèse sera produit en très grande majorité (de l'ordre de 95%) à partir d'électricité d'origine renouvelable, principalement éolienne et solaire (énergie primaire), l'analyse en conclut que **les carburants de synthèse renouvelables couvrent de fait la quasi-totalité de la production mondiale de carburants de synthèse.**

Par ailleurs, dans le coût de production des carburants de synthèse, le coût de l'électricité représente environ 50% à 70%⁶⁷. Afin de trouver les lieux où les carburants de synthèse renouvelables seront les plus compétitifs à produire, il est donc nécessaire d'identifier les zones disposant des ressources d'énergies primaires (vent et soleil) les plus importantes⁶⁸.

La cartographie des régimes de vent et d'ensoleillement sur toute la surface du globe terrestre (Global Wind Atlas⁶⁹ et Global Solar Atlas⁷⁰) permet de déterminer quelles zones disposent du meilleur potentiel d'énergie primaire, **à la fois éolienne et solaire**, pour la production de carburants de synthèse renouvelables les plus compétitifs. L'analyse à grandes mailles menée au niveau mondial considère les zones où l'ensoleillement est supérieur à 2 200 kWh/an/m² (surfaces horizontales) et celles où la vitesse des vents dépasse 9 m/s en moyenne annuelle (mesurée à 150 de hauteur au-dessus du niveau du sol).

L'analyse distingue un potentiel technique minimum de production d'un potentiel technico-économique et aboutit à deux résultats très significatifs, illustrés dans deux tableaux :

Pour le **Potentiel Technique Minimum** mondial, la surface de production est évaluée à **318 millions ha**, soit l'équivalent d'une capacité de production annuelle de **6 669 Mtep d'e-méthanol** ou **4 865 Mt d'e-kérosène**. Cette production permettrait de couvrir plus de **23 fois les besoins mondiaux du transport maritime**, ou **14 fois ceux du transport aérien**.

Le tableau ci-dessous donne une ventilation continentale du Potentiel Technique minimum mondial :

Ventilation continentale du Potentiel Technique Minimum mondial de production de e-méthanol ou de e-kérosène

Continent	Surface (milliers d'ha)	E-méthanol (Mtep/an)	E-kérosène (Mt/an)	Part de la ressource mondiale
Afrique	285 755	5 995	4 377	89,9%
Océanie	21 166	444	324	6,7%
Asie	8 720	183	134	2,7%
Amérique	2 259	47	35	0,7%
Europe	8	0	0	0,0%

⁶⁶ [Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector - IEA -May 2021](#)

⁶⁷ [Global Hydrogen Review 2023 - IEA & Thomas Fureder, Baclays – Hydrogen hype vs reality](#) [Hydrogen P2X Conference Copenhagen June 2024](#) ; Etude interne de la société MGH Energy

⁶⁸ Une étude interne à la société MGH Energy montre par ailleurs que l'optimum de compétitivité est atteint sur des zones disposant à la fois d'un haut niveau d'énergie éolienne et d'énergie solaire. Ont été considérées les zones où le potentiel éolien terrestre est élevé (vents supérieurs à 9 m/s) et où le potentiel solaire l'est aussi : ensoleillement supérieur à 2200 KWh par m²

⁶⁹ [Global Wind Atlas](#)

⁷⁰ [Global Solar Atlas](#)

Comme on peut le constater, l'Afrique dispose clairement de la majorité du potentiel minimum mondial en termes de surface mobilisable pour produire des carburants de synthèse, et l'Europe se voit dans l'incapacité technique de produire significativement ces carburants.

Le « **Potentiel Economique** » désigne, par définition, la capacité de production des pays, dans lesquels il est possible, avec un **niveau de risque financier et politique « acceptable »**, de financer, construire et exploiter des installations de production de e-carburants.

Sous les hypothèses retenues dans l'analyse le **Potentiel Minimum mondial** de production de e-carburants, peut être estimé à **3 497 Mtep de e-méthanol** ou **2 553 Mt de e-kérosène par an**. Cette production est équivalente à **13,5 fois les besoins actuels du transport maritime mondial** ou **7,5 fois ceux du transport aérien mondial**.

Le tableau ci-dessous donne la ventilation par pays⁷¹ du Potentiel Mondial de production de e-méthanol ou de e-kérosène.

Pays	E-méthanol		E-kérosène		Risque pays
	Potentiel mondial (Mtep/an)	Taux de couverture du transport maritime (%)	Potentiel mondial (Mt/an)	Taux de couverture du transport aérien (%)	Prime (%)
Commonwealth of Australia	444	171%	324	95%	0,00%
Kingdom of Saudi Arabia	82	32%	60	18%	0,86%
Republic of Chile	1	1%	1	0%	1,03%
Libya	448	172%	327	96%	1,95%
Republic of Peru	2	1%	1	0%	1,95%
Republic of Colombia	5	2%	4	1%	2,33%
United Mexican States	3	1%	2	1%	2,33%
Kingdom of Morocco	394	151%	287	85%	3,06%
Sultanate of Oman	45	17%	33	10%	3,06%
People's Democratic Republic of Algeria	523	201%	382	112%	3,67%
Federative Republic of Brazil	17	7%	12	4%	3,67%
Republic of Namibia	15	6%	11	3%	5,50%
United Republic of Tanzania	9	4%	7	2%	5,50%
Republic of Kenya	49	19%	35	10%	7,94%
Republic of Madagascar	9	4%	7	2%	7,94%
Islamic Republic of Iran	7	3%	5	1%	7,94%
Islamic Republic of Mauritania	977	376%	713	210%	8,00%
Republic of Djibouti	9	3%	7	2%	8,00%
Arab Republic of Egypt	459	177%	335	99%	9,16%

On y observe là aussi le poids prépondérant du continent africain (Egypte, Djibouti, Mauritanie, Iran, Madagascar, Tanzanie, Namibie, Algérie, Maroc et Lybie), l'importance relative de l'Australie et dans une moindre mesure du continent américain, ainsi que l'absence de l'Europe.

⁷¹ Rappelons que ce n'est pas parce qu'un pays n'apparaît pas dans la liste du tableau ci-dessous, qu'il sera impossible de développer des projets de production de e-carburant. Dans les pays qui n'ont pas été retenus dans l'estimation du Potentiel Economique Minimum, le potentiel de production y est simplement moins important, les projets y sont moins compétitifs et plus risqués.

Cela étant, cette analyse, dans ses grandes lignes, n'exclut pas la possibilité de produire des carburants de synthèse dans d'autres pays, comme la France notamment, mais avec des conditions économiques moins favorables que pour ces pays.

Il résulte de cette analyse que le potentiel de production de carburants de synthèse au niveau mondial est à la fois très inégalement distribué et que le Nord de l'Afrique représente une zone à privilégier pour compenser le handicap européen. Ce sujet sera débattu au chapitre 4, notamment par rapport à des considérations économiques et financières, ainsi que par rapport à la souveraineté énergétique recherchée par la France.

3.3.10.2 Un focus sur les e-carburants en France

Les e-carburants, dans le secteur maritime sont au cœur des stratégies de réduction des émissions de CO₂. Le but de ce focus est d'analyser les quantités d'e-carburants pouvant être produits en France.

Pour ce faire nous sommes partis de la **feuille de route de décarbonation de la filière maritime (révision 1) et du scénario S3 révisé**. La valeur initiale d'énergie consommée par la flotte est évaluée à 27.7 TWh. Dans ce scénario, la valeur d'énergie consommée en 2050 est de 26.6TWh, dont 19.2 TWh d'e-carburant, 6.4 TWh de biocarburant et 1TWh d'électricité.

Pour produire les 19.2 TWh d'e-carburant, nous devons évaluer les quantités d'électricité et de CO₂ dont nous aurons besoin, et estimer la part qui pourra être produite sur notre territoire.

Une première approche consiste à partir du scénario S3 révisé de la feuille de route, qui évalue les besoins d'électricité à 43.7 TWh en 2050, et de comparer cette valeur aux résultats donnés dans le rapport de RTE de 2021 « *Futurs énergétiques 2050* »⁷².

Cette dernière étude a retenu deux trajectoires :

- une trajectoire de référence, qui se concentre essentiellement sur la décarbonation des usages industriels actuels de l'hydrogène et un développement ciblé sur quelques usages comme le transport routier.

La trajectoire de référence prévoit 35 TWh d'hydrogène (soit environ 50 TWh d'électricité) produit par électrolyse. L'aérien et le maritime sont pratiquement exclus.

- une trajectoire « hydrogène + », qui repose sur un développement plus fort de ce vecteur dans certains secteurs industriels, et qui permet la décarbonation des routes maritimes et aériennes du transport international, via des carburants de synthèse. Cette trajectoire aboutit à une production d'hydrogène d'environ 130 TWh à l'horizon 2050.

Dans cette configuration et dans le cas où l'hydrogène serait produit intégralement en France, la consommation d'électricité totale atteindrait 755 TWh, soit environ 100 TWh de plus que dans la trajectoire de référence.

Dans cette hypothèse, la consommation d'hydrogène, pour l'ensemble maritime et aérien, serait de 44 TWh, dont 38 TWh pour l'aérien, et 6 TWh pour le maritime (rapport RTE chapitre 9 annexe p 927). Pour les besoins en CO₂, les résultats sont les suivants :

- Répartition en e-carburants proposée par l'ADEME, 5.1 Mt de CO₂
- 100% d'e-méthanol, 6 Mt de CO₂

⁷² RTE-Futurs énergétiques 2050- rapport complet-Février 2022

D'après le rapport de l'ADEME d'octobre 2023⁷³, « ELECTRO-CARBURANTS EN 2050, quels besoins en électricité et CO2 ? », ces besoins devraient être satisfaits sans difficulté.

De cette analyse nous pouvons donner plusieurs commentaires :

1/ Une conclusion provisoire est qu'environ seulement 20% des besoins du maritime seraient satisfaits en hydrogène et donc en e-carburants.

2/ Au chiffre de 20%, il faut rajouter la part de biocarburant produite en France sachant que cette production est limitée.

3/ Cette conclusion provisoire doit être corrigée par la publication par RTE du bilan prévisionnel 2023-2035, chapitre 11, « volet hydrogène » en juillet 2024⁷⁴. Ce chapitre précise en particulier un scénario de référence qui prend en compte les réglementations et les besoins associés de façon plus précise, intègre les biocarburants, et donne des résultats nettement plus favorables en 2035 pour le secteur maritime. Cette étude, n'ayant pas été prolongée jusqu'en 2050, l'incertitude existe cependant pour l'horizon 2050, d'autant que RTE indique clairement qu'en fonction des conjonctures nationales et internationales, des scénarios plus pessimistes sont possibles.

Si, pour des raisons de souveraineté, le souhait est que la part produite en France soit supérieure à celle importée, il est indispensable de suivre ces études de très près et de prévoir des solutions de rechange, si les objectifs recherchés ne sont pas atteints, telles que :

- a) Importer davantage d'e-carburants à partir d'usines installées à l'étranger sous contrôle d'industriels français.
- b) Développer sur notre territoire des unités de production intégrant une production d'hydrogène bleu et d'ammoniac bleu comme proposé par l'AIE au niveau du shipping mondial. (fig 3.8 page 140 du rapport « *Energy technology perspectives* de 2020). L'hypothèse b n'est actuellement pas envisagée.

Une deuxième approche consiste à s'appuyer sur « la feuille de route vers la production d'e-carburants pour les secteurs aérien et maritime » de l'Académie des technologies.

L'approche de l'Académie des technologies a l'originalité de combiner la production de SAF et d'e-diesel pour le maritime, de façon à optimiser la production d'e-carburant pour l'ensemble des deux secteurs.

Grace à son parc de centrales nucléaires, la France a l'avantage de produire une quantité importante d'électricité décarbonée. Ceci lui donne l'avantage d'investir dans une filière industrielle pour la production massive de carburants durables, là où d'autres pays doivent mettre en priorité la décarbonation de leur mix.

La feuille de route insiste sur trois engagements fondamentaux :

- i) retrouver rapidement une disponibilité du parc nucléaire aux niveaux atteints dans le passé⁷⁵ ;
- ii) investir activement sur un mix nucléaire et renouvelable robuste
- iii) et œuvrer pour remettre l'Europe sur la voie d'une politique énergétique pragmatique et efficace.

⁷³ Ademe- Electro-carburants en 2050, Quels besoins en électricité et CO2 ? - Octobre 2023

⁷⁴ RTE-Bilan prévisionnel 2023-2035-Chapitre 11 Hydrogène-Juillet 2024

⁷⁵ Ce qui est le cas depuis 2024

D'après son rapport « Futurs énergétiques 2050 », RTE propose dans sa trajectoire H+ une production d'électricité de 63TWh pour l'aérien et le maritime. **Rapporté au maritime, cela permet de répondre à environ 36% des besoins estimés.**

Là encore, il faut ajouter la part de biocarburant produite en France et dédiée au maritime, même si elle est limitée. A ce sujet l'Académie des technologies insiste sur l'importance de l'e-biocarburant, produit avec apport d'hydrogène, qui permet d'accroître la production de carburant pour une même biomasse.

Cette approche proposée par l'Académie des technologies semble intéressante pour une production sur notre territoire, mais encore faut-il vérifier que les coûts pour le maritime soient acceptables.

De ces deux approches nous pouvons conclure qu'une production d'e-carburants/e-biocarburants de 50% sur le territoire national semble possible, sur la base de la nouvelle courbe de référence de RTE, sous réserve d'études complémentaires à l'horizon 2050, bien que les moyens à mettre en œuvre restent importants.

À la lumière des résultats de cette étude, il est possible d'émettre la recommandation suivante au sujet des e-carburants :

Recommandation 11 au SGPE

Orienter la répartition de l'offre d'e-carburant maritime de façon que la part importée soit inférieure à la part produite en France, grâce à l'émergence d'une filière française, pour atteindre une forme de souveraineté énergétique.

Cette recommandation pourrait se développer de la façon suivante :

- Planifier les besoins en électricité, en hydrogène et en CO2 Vert pour une production de e-carburants sur notre territoire et s'assurer de leur disponibilité. Dans ce cadre, il faudra prendre en compte les scénarios de RTE, les analyses de l'ADEME sur ce sujet et les propositions de l'académie des Technologies.
- En fonction des résultats obtenus, définir les types et pourcentages de carburants qui seront produits sur notre territoire.
- En déduire la part des importations nécessaires et planifier leur origine en conséquence.
- Planifier et développer les filières de production, d'importation, de stockage et de distribution en conséquence.

3.3.11 Recours à la propulsion nucléaire des navires

Des pays et des armateurs recommencent à s'intéresser à la propulsion nucléaire des navires après quelques tentatives sans lendemain dans les années 1960 et 1970. Le regain d'intérêt actuel est favorisé par la convergence de plusieurs facteurs :

- De nombreux projets de petits réacteurs dits modulaires sont à l'étude (SMR : *small modular reactor*), d'architectures classiques, de 4^{ème} génération ou plus innovants encore.
- La multiplication par 4 en 20 ans du prix du fioul et, dans un même facteur, celle de la taille des plus grands navires marchands rend réaliste l'intégration d'un réacteur à un grand navire, y compris de modèles existants ou adaptés.

L'amortissement de l'investissement initial d'un réacteur par l'économie du fioul sur une durée de vie d'une vingtaine d'année du navire devient envisageable, à condition cependant, que le combustible nucléaire soit facilement accessible et à un coût raisonnable.

Or, aujourd'hui, les grands navires (brise-glace, porte-avions...) comparables en taille et en taux d'usage à des porte-conteneurs sont en nombre limités (l'ordre de grandeur est la vingtaine en service dans le monde). Ils s'appuient sur des filières combustibles particulières qui sont incapables de fournir une flotte de porte-conteneurs un tant soit peu conséquente. C'est d'ailleurs pourquoi la propulsion nucléaire française en service dans la marine nationale, une exception, a fait un pari, il y a 50 ans, d'arriver à fonctionner avec le même combustible faiblement enrichi que le parc électrogène, d'une surface industrielle et financière bien plus importante. C'est ce pari technique très ambitieux et réussi qui a fait de la propulsion nucléaire française, la plus abordable au monde en l'état actuel des choses, car elle économise un cycle industriel dédié du combustible.

Ce point apparaît essentiel. Comme pour les carburants de nouvelle génération, il convient de considérer le sujet de la propulsion nucléaire comme une filière industrielle dans son ensemble. Celui de la flotte des brise-glaces russes illustre la prééminence de l'action de l'état dans un modèle pourtant rodé, particulièrement pour ce qui concerne la mise à hauteur des infrastructures portuaires (presque deux fois le coût du renouvellement des brise-glaces eux-mêmes). En comparaison, côté occidental, force est de constater que la question préalable de l'accès des ports aux navires civils à propulsion nucléaire est restée réglementairement non résolue depuis 1960, sans capitaliser l'exemple quotidien du savoir-faire de marines militaires.

Les recommandations du groupe de travail prennent en compte ces constats et s'adressent aux acteurs de ce potentiel domaine d'activité pour lequel, la volonté des états restera certainement décisive. Une annexe spécifique à ce paragraphe donne des éléments d'analyse complémentaires de ce sujet.

3-3-11-6 Recommandations du groupe de travail

Le groupe de travail de l'Académie de marine émet les recommandations suivantes :

Recommandation 12 à l'Etat sur la propulsion nucléaire

12-1 Se fondant sur l'expertise française sur la propulsion nucléaire navale, procéder aux analyses systémiques nécessaires (réglementaire, sécurité, sociétal, etc...) des implications de cette propulsion aux navires civils et à leur accueil dans les ports et dans leur navigation en haute mer.

12-2 Participer activement à l'élaboration des règlements au niveau européen et mondial.

Recommandation 13 à la DGITM, à l'UPF, à l'APMT ainsi qu'au SID sur l'accueil des navires dans les ports

Initier une étude de faisabilité visant à évaluer les conditions et la faisabilité d'un accueil de porte-conteneurs à propulsion nucléaire en associant notamment CEA-Tech dans un port civil, ou dans une installation flottante dédiée offshore.

3.4 Les leviers propres à la décarbonation dans les ports

Pour les ports, le périmètre de la décarbonation varie selon les approches retenues. Il peut inclure, côté maritime, les émissions propres au seul transport maritime (zones d'approche, accès portuaires et à quai, postes d'attente au large, services aux navires et aux marchandises en transit, dont ceux qu'exerce l'autorité portuaire, comme par exemple les dragages), les transports terrestres associés à

la desserte de leur hinterland , ainsi que les activités industrielles ou logistiques menées sur des espaces portuaires dont l'autorité portuaire a la responsabilité en termes de gestion domaniale.

A titre d'illustration de l'importance des niveaux d'émission dans chacun des sous-périmètres du périmètre de décompte retenu, on peut citer l'exemple du GPM de Bordeaux (GPMB).

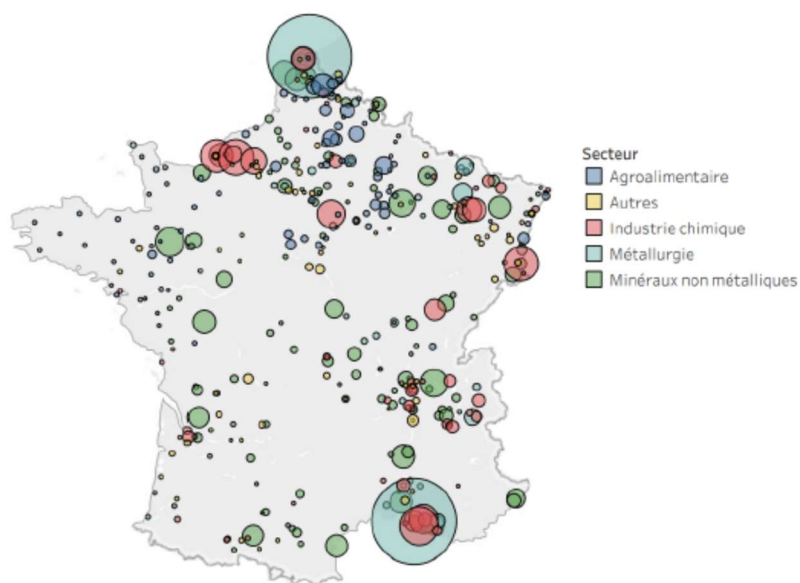
En 2022, les émissions directes de GES du GPMB s'élevaient à **26 837 tonnes** équivalent CO₂.

Au sein de ces émissions directes, le poste "énergie de process" représenté à 100% par le dragage, est évalué à 14 504 tCO₂, soit plus de 54% du total des GES directs. Le deuxième poste est celui des achats, qui compte pour 7 190 tCO₂, soit 27% du total, puis viennent les infrastructures, les immobilisations, pour 12%, soit 3 224 tCO₂. Le reste est composé des postes déplacements, déchets, bâtiments et transport.

Les émissions totales directes et indirectes ont été estimées à **208 291 tonnes Co2e**, dont les 26 837 tCO₂ décrites plus haut, et de façon indirecte, le bilan CO₂ des activités commerciales du port en raison des navires et camions qui y transitent, **soit 181 454 tCO₂e**, ou 87% du bilan global.

Actuellement, les ports français doivent produire à partir du 1^{er} janvier 2023 des bilans d'émissions de gaz à effet de serre pour tenir compte de l'obligation réglementaire qui leur est faite par le décret 2022-982 du 1^{er} juillet 2022, relatif aux bilans d'émission des gaz à effet de serre (BEGES). Ces bilans sont synthétisés sur le site de l'Ademe, sur la plateforme publique suivante : <https://bilans-ges.ademe.fr/>. Début 2024, la consultation de cette base montrait que, pour les grands ports maritimes d'Etat en 2022, les trois seuls grands ports maritimes à avoir produit un BEGES étaient ceux de Marseille, de Nantes Saint-Nazaire et de La Réunion, selon des méthodologies assez différentes les unes des autres. Il est clair que la décarbonation des grands sites industrialo-portuaires représente de loin l'enjeu majeur : les trois plus importants d'entre ces sites, que sont Dunkerque, Haropa et Marseille-Fos, émettent en effet à eux seuls, le tiers des émissions industrielles de GES en France⁷⁶.

Cartographie des principaux sites émetteurs de l'industrie manufacturière



Source : Données EUTL⁷⁶. La taille des cercles est proportionnelle aux émissions vérifiées pour l'année 2019. Seules les installations ayant émis plus de 0,01 MtCO₂e en 2019 sont représentées. Les deux plus gros cercles bleus correspondent aux sites métallurgiques d'ArcelorMittal de Dunkerque et de Fos-sur-Mer équipés de hauts fourneaux alimentés par du charbon.

76 Les Thèmes de la DGE n° 8 mars 2023. A noter que les données EUTL mentionnées comme source de données d'émissions sont celles de l'European Transaction Log, registre comportant l'ensemble des transactions du marché du carbone européen

Les émissions du secteur industrialo-portuaire ne relèvent pas du périmètre à considérer pour la décarbonation du transport maritime et de la pêche. Il en va de même des émissions liées aux transports de pré et post-acheminement qui relèvent de la décarbonation des modes de transport terrestre : route, fer et fluvial.

Pour les émissions du seul transport maritime dans les ports, l'ordre de grandeur est celui de 6% des émissions du transport maritime, comme le précise le rapport Thetis MRV de 2020. Mais les émissions sont très variables⁷⁷ selon le type de navire, et selon que le navire utilise, ou non, ses propres moyens de déchargement, ou de chargement, comme ce peut être le cas pour les vrac liquides.

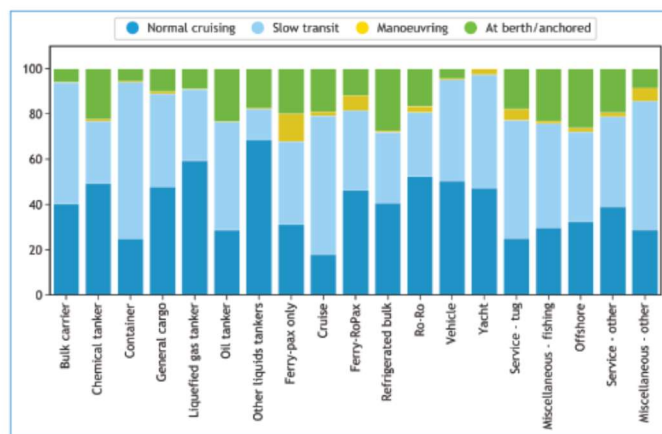


Figure 6 – Proportion of international GHG emissions (in CO₂e) by operational phase in 2018, according to the voyage-based allocation of emissions. Operational phases are assigned based on the vessel's speed over ground, distance from coast/port and main engine load (see Table 16)

Source: UMAS.

Les leviers utilisés pour la décarbonation du transport maritime et de la pêche dans les ports peuvent être regroupées en trois grandes catégories : l'électrification à quai ; l'amélioration énergétique des opérations portuaires, avec notamment la réduction de vitesse dans les approches portuaires ; la fourniture de nouveaux carburants.

3.4.1 Electrification à quai

Le recours à l'électricité à quai permet de réduire significativement les émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre des navires à quai, à condition que l'électricité produite soit largement décarbonée. C'est le cas pour celle produite par le réseau électrique interconnecté en France métropolitaine, avec l'utilisation d'énergie nucléaire, ou d'origine renouvelable (hydraulique, solaire, éolienne, etc...), ou avec une production dédiée d'énergies renouvelables par le port ou dans son voisinage. Pour l'outre-mer, il faut que les ports accèdent à un mix énergétique à partir d'énergies renouvelables associé à des unités de stockage d'électricité. A ceci s'ajoute la nécessité pour le port de faire face aux pointes de la demande électrique que suppose l'alimentation électrique simultanée de plusieurs navires en cours de transbordement.

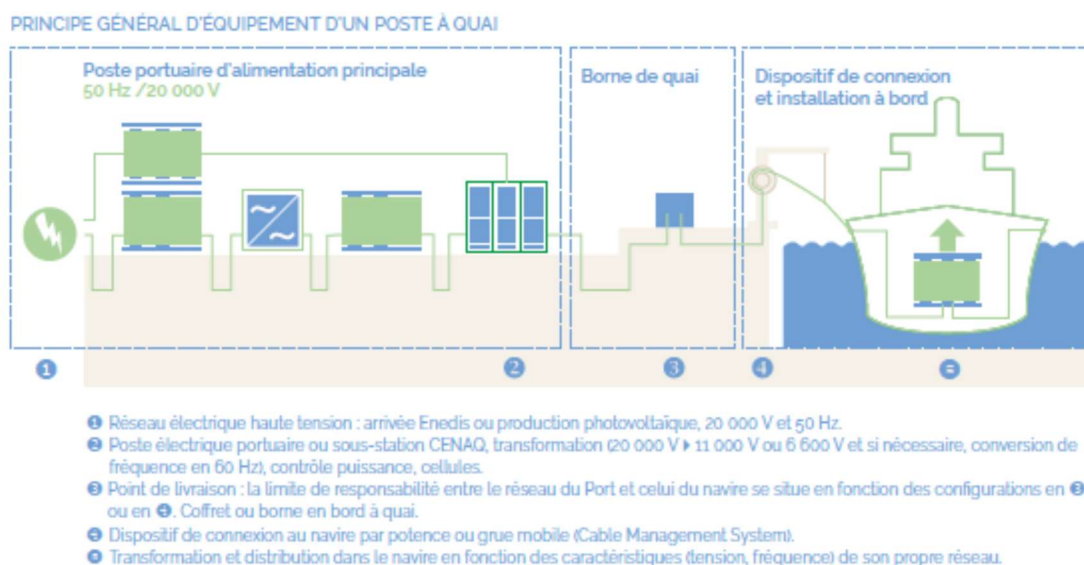
L'utilisation d'électricité à quai qui permet aux navires de couper leurs moteurs existe de longue date⁷⁸ pour des navires militaires, ou depuis quelques décennies, pour des navires des garde-côtes, pour des ferries interinsulaires, des remorqueurs ou des brise-glaces de petite taille, avec de faibles puissances

⁷⁷ Figure 6, page 9 Executive Summary of the 4th IMO GHG study 2020

⁷⁸ SSPA-Connecting vessels to shore electricity in Sweden-Nicole Costa and al. February 2022

appelées. Ce n'est que plus récemment que se sont développées des applications de plus forte puissance : il a fallu en effet équiper ports et navires de connections normalisées⁷⁹, mettre en place des convertisseurs de fréquences de courant 50 Hz et 60 Hz adaptés aux navires de commerce et, bien souvent, comme le coût d'investissement pour l'armateur est élevé ce qui ne favorise pas le modèle économique de ces utilisations à quai, compléter la réglementation par des aménagements de taxe sur l'électricité.

A titre illustratif, voici le schéma explicatif proposé sur ce sujet par le grand port maritime de Marseille⁸⁰ :



La Suède, notamment avec le port de Göteborg qui a été précurseur en ce domaine dès le début des années 2000 et, de façon plus large, les pays scandinaves sont en train de se doter rapidement d'installations adaptées⁸¹. L'*International Council on Clean Transportation (ICCT)* a recensé 15700 escales de navires dans 489 ports en Europe en 2019 et a estimé à 5,9 TWh le besoin correspondant en énergie et à 4,4 Mt les émissions de CO₂ correspondantes. Le besoin annuel en énergie pour la France est estimé à 536 GWh pour les navires de plus de 400 TJB⁸².

En France, un inventaire illustrant les avancées avait été mené lors de la préparation du rapport du Gouvernement au Parlement pour répondre à l'article 81 de la LOM sur la décarbonation de l'aérien et du maritime⁸³.

Cet inventaire montre que le port de Marseille-Fos s'est intéressé à ce sujet de longue date et qu'il poursuit un programme d'équipement destiné à faire passer la puissance installée de 18 MW à 78 MW entre 2018 et 2025, avec successivement l'équipement des cargos mixtes vers la Corse en 2017, des

⁷⁹ International Standards Organisation (ISO). (2019). IEC/IEEE 80005-1: 2019 Utility connections in port- Part 1. This standard describes high-voltage shore connection (HVSC) systems, onboard the ship and on shore, to supply the ship with electrical power from shore.

⁸⁰ La Connexion Electrique des Navires A Quai : CENAQ en 10 questions - février 2024 - <https://www.marseille-port.fr/projets/cenAQ>

⁸¹ On Shore Power Supply in the Nordic Region project report- A situation analysis of the existing cold ironing infrastructure in the Nordic region. September 2021- cf : <https://www.nordicinnovation.org/2022/shore-power-supply-nordic-region-project-report>

⁸² ICCT working paper October 2023)

⁸³ Rapport CGEDD n° 013277-01 de février 2021 « La décarbonation et la réduction des émissions atmosphériques polluantes des transports aériens, maritimes et fluviaux »

ferries vers le Maghreb en 2023, puis des postes de croisière à l'horizon 2025. De même, le grand port maritime de Dunkerque a équipé le quai de Flandres pour alimenter les navires porte-conteneurs. Quant au port de Sète, établissement public régional d'Occitanie, il a passé une convention avec Enedis pour déployer l'électricité à quai en 2023 : quatre connexions sur trois de ses quais sont opérationnelles pour des ferries et une dernière phase d'électrification permettra aux navires de croisière de se brancher également à quai.

De même, le port envisage dans le cadre du projet Green Harbour la réalisation d'une barge multi-services portuaires fournissant de la puissance et de l'énergie électrique, à tout navire en escale, grâce à une pile à combustible hydrogène.

Le rapport prospectif France Stratégie/CGEDD déjà cité⁸⁴ mentionne quant à lui l'adoption de deux mesures de nature fiscale :

- la création d'un tarif réduit de la TICFE (taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité) de 0,5€/MWh⁸⁵ au lieu du tarif commun de 12,5 €/MWh, mesure validée par le Conseil de l'UE en octobre 2020 pour la période 2021-2026

- la mise en place d'un certificat d'économie d'énergie propre au branchement à quai des navires de plus de 1 MW (et des bateaux fluviaux), d'une durée de vie de seize ans, et d'un montant égal au produit de la Consommation en kWh par infrastructure d'alimentation électrique sur 6 mois maximum par 13,4 kWh cumulé actualisé par kWh d'électricité consommée à quai (45 pour le fluvial).

3.4.2 Amélioration énergétique des opérations portuaires

Les principaux leviers permettant de réduire les émissions des navires dans les ports sont la réduction de vitesse dans les approches et la fiabilisation des temps d'arrivée estimés (ETA ou *estimated time of arrival*). L'ensemble des opérations portuaires, qu'il s'agisse de la localisation des ports, de l'optimisation logistique, de la fluidification des opérations, des améliorations énergétiques des équipements portuaires, comme la récupération d'énergie électrique dans les portiques, des réductions d'émissions de l'ensemble des moyens de pré et post-acheminement a donné lieu à une publication de l'AIPCN qui décrit les bonnes pratiques.⁸⁶

Les ports de la baie de San Pedro, avec ceux de Los Angeles et de Long Beach en Californie, sont sans doute ceux qui ont initié au niveau mondial, ces réductions de vitesse pour des raisons environnementales de limitation des émissions polluantes dans un premier temps, et de réduction des GES. Le dispositif s'est mis en place de façon volontaire dès 2001. La vitesse limite autorisée est de 12 nœuds dans des périmètres de 20 et de 40 nautiques du phare de la Pointe Fermin, comme l'illustre la vue suivante qui donne les trois routes d'accès maritime au port de Los Angeles.

⁸⁴France Stratégie-CGEDD Prospective des mobilités 2040-2060-Rapport thématique Transports maritimes et ports-février 2022

⁸⁵ Circulaire du 22 octobre 2021 Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité (TICFE) NOR : CCPD2123347C

⁸⁶ EnviCom 188-219 *Carbon management for port and navigation infrastructure*



En France, le rapport sur la décarbonation des secteurs aérien et maritime⁸⁷ relate l'expérience du port de Marseille : « en matière opérationnelle, la principale mesure envisagée est de portée locale : celle de la réduction de vitesse dans les approches portuaires à l'instar des dispositions adoptées au GPM de Marseille (cf. règle 4 de la charte Bleue Croisière Marseille Provence du 17 octobre 2019 ⁸⁸, qui s'apparente aussi aux dispositions existant de longue date aux abords des ports de Californie, mais elle se heurte souvent à des limitations relatives à la manœuvrabilité en sécurité des navires, aux règles de circulation des navires dans le port (croisement de navires transportant des marchandises dangereuses), aux contraintes de circulation dans le port liées au marnage et au tirant d'eau des navires, si bien que son effet devrait rester faible. De plus, elle peut parfois se révéler contre-productive au regard des courtes distances à parcourir pour rejoindre les quais d'exploitation dans certains ports depuis l'entrée dans leur zone maritime et fluviale de régulation. » Autrement dit cette mesure ne peut être utilisée que pour certaines configurations portuaires.

La fiabilisation des ETA (*Estimated Time of Arrival*) des navires, qui peut être obtenue grâce à une meilleure interopérabilité des échanges d'information sur les navires, avec plus d'anticipation, permet de mieux coordonner l'heure de début des opérations de manutention avec l'arrivée sur rade des navires et donc, d'optimiser la vitesse sur une plus longue durée ; cette mesure peut aussi être complétée par une mesure d'optimisation plus locale telle que l'éco-pilotage des navires mis en place par le GPM de Marseille.

Dans une certaine mesure, cette optimisation du routage interportuaire qui s'opère sur des trajets hauturiers, et qui est appelée à se développer avec un plus grand recours à l'assistance vélique, pourrait aussi être utilisée sur des rangées portuaires.

⁸⁷ Rapport CGEDD n° 013277-01 de février 2021- op déjà cité

⁸⁸ Règle numéro 4 : Maintenir une vitesse maximale de 10 nœuds dans la zone pilotée en entrée et en sortie, sauf instructions contraires de la vigie (VTS) nécessaires pour assurer la sécurité du navire ou la sauvegarde des vies en mer ou pour des raisons de régulation du trafic, en privilégiant les bonnes pratiques répondant aux exigences en matière de respect de l'environnement mises en place, en collaboration avec l'autorité portuaire et le service de pilotage. Une veille efficace et une supervision permanente des machines au cours des manœuvres, de l'accostage et de l'escale sera entreprise afin d'anticiper tout dysfonctionnement des groupes électrogènes, moteurs principaux, chaudières ou incinérateurs, ou tout autre source d'émissions de polluants.

3.4.3 Fourniture de nouveaux carburants pour souler les navires de commerce ou de pêche

Nous avons évoqué au 3-3-1 la faisabilité de la production de carburants de synthèse et au 3-3-3 le fait que le CO₂ devient en fait une *commodité* utile à la production de certains de ces carburants de synthèse. Il en résulte que si les ports français souhaitent être en mesure de souler ces carburants, ou de les produire en partie localement, il faut qu'ils puissent s'équiper en conséquence, d'où la recommandation suivante :

Recommandation 14 à la DGITM et à la DGAMPA

Tout en prévoyant le déploiement d'équipements de liquéfaction, de stockage tampon et de regazéification du CO₂, envisager de façon plus large leur adaptation aux installations des différents types de carburants alternatifs (e-méthanol, e-ammoniac, e-GNL, e-GPL).

En effet, certains ports européens (en Suède) ou américains anticipent le CO₂ comme commodité et il en va de même en France des ports de Fos, de Bordeaux ou de Bayonne. De même, le port d'Anvers-Bruges s'est positionné pour l'adaptation des ports aux carburants alternatifs.

Le sujet de la fourniture de GNL dans une phase transitoire, et ultérieurement de biocarburants ou d'électro-carburants, tout comme celui de l'électrification à quai, pose à l'évidence la question du modèle économique qui dépend de multiples facteurs : position du port par rapport aux concurrents qui offrent les mêmes possibilités ; élargissement des soutages au-delà des besoins portuaires stricts ; conditions de stockage ; évolution des prix ; certificats d'origine pour les bio-carburants, sans parler des conflits d'usage en cas de limitation de l'offre par rapport à la demande.

Ces questions ont été abordées dans le rapport conjoint CGEDD-CGE de décembre 2021⁸⁹. Sans apporter de réponse définitive, ce rapport illustre la complexité des approches et invite la DGEC, la DGITM et la DGE à clarifier la vision française de l'après-GNL. Il demande également à la DGITM de doter les ports de modèles et d'outils d'analyse permettant d'évaluer l'importance du coût de raccordement électrique à quai par rapport à l'ensemble des coûts de passage portuaire, dans un contexte concurrentiel mais aussi, en matière de soutage, d'établir des éléments de comparaison. Il peut être utile de rappeler une des tentatives de ce rapport de synthétiser les données utiles pour comparer ces différents carburants alternatifs.

Type de carburant	HFO	MGO	GNL fossile	Bio-GNL	E-méthane	Hydrogène vert	Bio-méthanol	Ammoniac vert
Prix USD/GJ	6 à 12	10 à 16	7 à 11	20 à 30	39 à 81	25 à 50	40	30 à 42
Enjeux disponibilité	-			Biomasse	CO ₂ et H ₂ décarbonés	Electricité décarbonée	Biomasse	H ₂ décarboné
Conditions de stockage	-	7 à 8 bars	- 162° C	- 162° C	- 162° C	- 253°C	10 bars	- 33°C
Energie massique	40,5 MJ/kg	42,7 MJ/kg	50,0 MJ/kg	50,0 MJ/kg	50,0 MJ/kg	120 MJ/kg	19,9 MJ/kg	18,6 MJ/kg
Energie volumique		35,7 MJ/l	21,2 MJ/l	21,2 MJ/l	21,2 MJ/l	8,5 MJ/l	14,9 MJ/l	12,7 MJ/l

Pour les prix, ceux-ci diffèrent pour partie de ceux mentionnés par l'OMI dans sa quatrième étude sur les GES du maritime qui indique 9 USD/GJ pour le HFO, 12 USD/GJ pour le GNL fossile, 45 USD/GJ pour le bio-GNL, 90 USD/GJ pour le e-méthane, 40 USD/GJ pour le bio-méthanol.

⁸⁹ Rapport CGEDD n° 013781-01 et CGE n° 2021/06/CGE/SG établi respectivement par François Marendet et Philippe Gratadour pour le CGEDD et par Claude Nahon et Simon Liu pour le CGE en décembre 2021 avec comme titre « Modèle économique de la fourniture de carburants alternatifs dans les ports »

HFO (*Heavy Fuel Oil* ou fioul lourd) : son prix est celui mentionné par le motoriste Man

MGO (*Marine Gas Oil* ou gazole marin) : prix mentionné par Man

GNL (gaz naturel liquéfié) : prix mentionné par Man

Bio-GNL : la fourchette de prix correspond aux tarifs de rachat d'EDF pour le biométhane en France calculés à partir des formules de l'arrêté du 23 novembre 2011, fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel : de 64 à 95€/MWh.

Hydrogène vert : d'après S&P Global Commodity Insights ([Green hydrogen costs need to fall over 50% to be viable : S&P Global Ratings | S&P Global Commodity Insights \(spglobal.com\)](#)), les prix varient entre 3 et 6 dollars par kg d'hydrogène produit par électrolyse selon la région du monde

Bio-méthanol : projection du prix par l'OMI en 2050 selon sa quatrième étude déjà mentionnée

Ammoniac vert : prix mentionné par Man

Il est utile en complément de ces données de rappeler quelques-uns des éléments indiqués à la mission décarbonation⁹⁰ par l'Union des Ports de France en septembre 2020 :

*« En outre, avant de définir une obligation de branchement des navires à quai lorsque le navire et le port sont équipés, il convient de regarder plus précisément **la question de l'abonnement au réseau électrique lorsque la prise n'est pas utilisée**. Le port ou son opérateur ne peut et ne doit supporter le coût d'un abonnement pour des installations qui ne seraient pas utilisées alors que les réserves de puissances peuvent, selon les types de navires, atteindre des niveaux très élevés, par exemple de l'ordre de 15 à 20 MW. Aussi, le développement ou l'adaptation d'infrastructures de carburants alternatifs et d'électricité pour les navires à quai, ou de toutes autres solutions permettant d'atteindre les mêmes objectifs, devrait être favorisé par des démarches locales collectives, associant l'ensemble des acteurs (ports, terminaux portuaires, armateurs, énergéticiens, industriels, collectivités, ONG,...), s'appuyant sur des études d'impacts, permettant de définir les solutions appropriées et répondant à un modèle économique propre à chaque port. »*

Ce souhait exprimé par l'UPF doit être mis en regard d'une évolution possible des tarifs de transport de l'électricité qui donnerait plus d'importance à la puissance des installations raccordées : c'est en effet la puissance qui dimensionne le réseau de transport et de distribution. Ce sujet est particulièrement prégnant pour l'alimentation électrique à quai des porte-conteneurs.

3.5 Les spécificités de la décarbonation du secteur de la pêche

Bien que le secteur de la pêche en France ait été fortement impacté par les conséquences du Brexit, notamment par la diminution des zones de pêche, ainsi que par une forte augmentation des prix de l'énergie, le recensement des émissions effectué par le Citepa, cohérent avec celui réalisé de façon indépendante par France Filière Pêche, et plus récemment celui de la CNUCED (comme présenté au chapitre 1), conduit à penser que la contribution de ce secteur en 2018, estimée par le Citepa, au

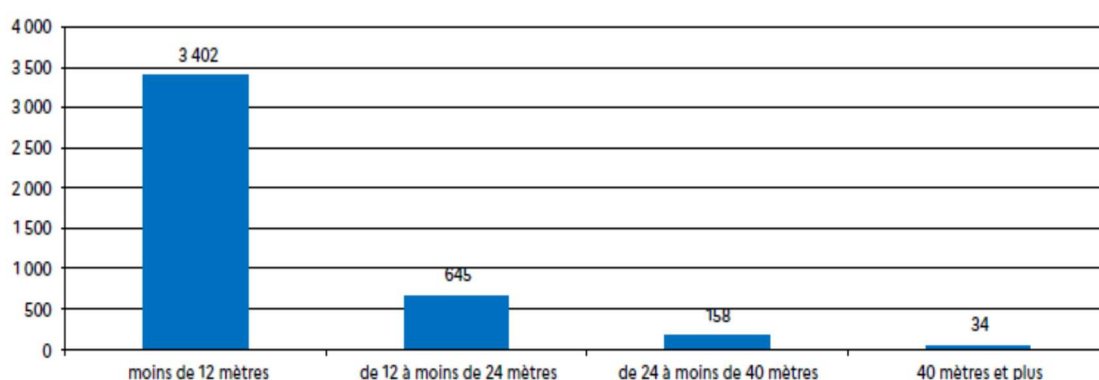
90 Pages 62 et 63 du rapport CGEDD n° 013277-01 de février 2021 déjà cité

niveau de 0,981Mt n'était pas négligeable (elles ont atteint 1,17 Mt en 2021), et appelait également quelques considérations spécifiques. Pour ce faire, le groupe de travail s'est efforcé de rappeler quelques données recueillies pour la réalisation du rapport du Gouvernement au Parlement sur la décarbonation des secteurs aériens et maritimes en les actualisant si possible⁹¹.

Il est utile, en préambule, de rappeler quelques données sur la flotte de pêche en France, issues des chiffres clefs publiés par France Agrimer ⁹² en 2023.

En nombre de navires, on dénombrait en 2021, 6 178 navires, dont 1 939 dans les Outre-mer et 4 239 en métropole dont les longueurs se répartissaient de la façon suivante :

Nombre de navires par longueur en 2021 (métropole)



Par ailleurs, le secteur distingue quatre types de pêche :

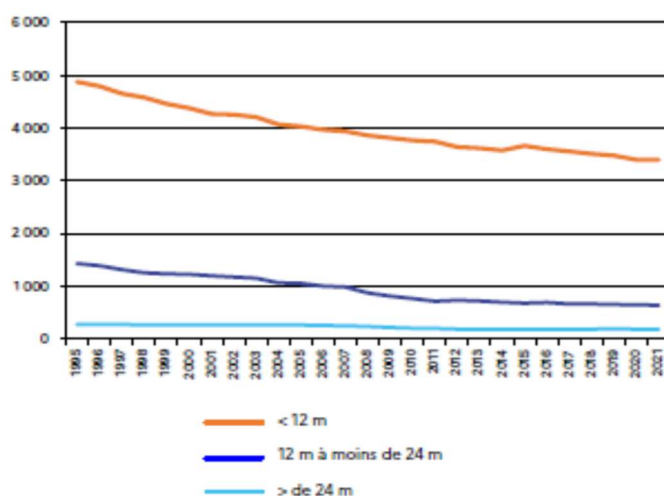
- la petite pêche où l'absence du port est de moins de 24 heures
- la pêche côtière où l'absence du port est comprise entre 24 et 96 heures
- la pêche au large si l'absence du port dépasse 96 heures, sans correspondre à la grande pêche
- la grande pêche opérée par des navires de plus de 1000 tonneaux de jauge brute ou par des navires de plus de 150 tonneaux de jauge brute absents du port plus de 20 jours

La réduction progressive de la flotte de pêche est significative en nombre de navires comme l'illustre le graphique et le tableau suivants pour la flotte métropolitaine :

91 rapport CGEDD n° 013277-01 de février 2021 au titre de l'article 81 de la LOM sur la décarbonation et la réduction des émissions atmosphériques polluantes des transports aériens, maritimes et fluviaux

92 France Agrimer- Chiffres-clés des filières pêche et aquaculture en France en 2023

Évolution du nombre de navires de pêche en métropole



Source : fichier flotte IFREMER 2020

	moins de 12 m	12 à moins de 24 m	24 m et plus
1995	4 878	1 434	281
1996	4 795	1 395	285
1997	4 656	1 318	279
1998	4 583	1 258	277
1999	4 461	1 239	271
2000	4 380	1 233	270
2001	4 271	1 201	272
2002	4 256	1 179	275
2003	4 209	1 155	277
2004	4 069	1 068	274
2005	4 034	1 057	269
2006	3 967	1 006	259
2007	3 939	991	257
2008	3 862	876	241
2009	3 815	817	225
2010	3 769	773	209
2011	3 747	721	207
2012	3 645	741	192
2013	3 621	724	192
2014	3 580	704	188
2015	3 665	683	185
2016	3 603	697	186
2017	3 562	670	185
2018	3 512	668	193
2019	3 480	660	196
2020	3 403	649	191
2021	3 402	645	192

Dans la partie du rapport de 2021⁹³ répondant à l'article 81 de la LOM, l'UAPF (Union des armateurs à la pêche en France) soulignait les contraintes limitant les possibilités de décarboner au-delà des efforts de productivité déjà réalisés depuis 1990 :

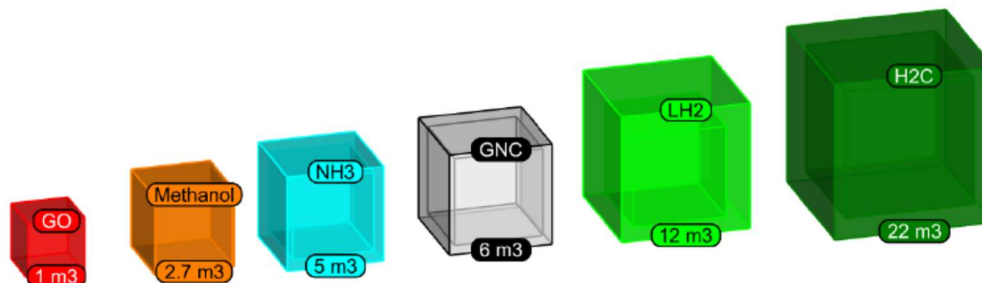
- la prédominance du chalut de fond liée aux espèces pêchées et aux droits de pêche
- un parc de navire âgé impossible à renouveler rapidement
- l'absence de technologies spécifiques à la pêche
- l'incompatibilité de la contrainte communautaire de jauge avec l'accroissement de volume des réservoirs de carburants alternatifs et de certaines motorisations

Pour illustrer les difficultés que pose, pour le secteur de la pêche, l'accroissement prévisible de volume lié à l'utilisation de carburants alternatifs, on peut se référer au comparatif établi par la DGAMPA dans le cadre d'une de ses présentations⁹⁴ sur ce sujet devant le Parlement Européen.

⁹³ Rapport CGEDD 013277-01 de février 2021 - opus déjà cité

⁹⁴ Présentation du 24 octobre 2022 au Parlement européen sur la feuille de route de décarbonation de la pêche établie en vertu de l'article 301 de la loi « Climat et résilience »

Comparatifs de volumes à iso-capacité énergétique



GO : gazole marin de base

NH3 : ammoniac

GNC : gaz naturel comprimé

LH2 : hydrogène liquéfié

H2C : hydrogène comprimé

En effet, si la petite pêche et la conchyliculture peuvent adopter des solutions électriques, la pêche au large et la grande pêche ne disposent pas pour le moment de solution technologique qui s'impose rapidement, contrairement à la flotte de commerce.

Dans ce contexte, le groupe de travail de la DGAMPA s'oriente vers une méthodologie de décarbonation qui peut être décrite, dans ses grandes lignes, de la façon suivante :

- *passage progressif de la flotte des vieux navires (plus de 30 ans, voire plus de 20 ans) au **biocarburant** en attendant leur renouvellement progressif par des navires neufs*
- *rétrofit progressif des navires les plus récents pour y intégrer des technologies de décarbonation (>plus 10 ans et après analyse précise pour certains navires de 10 à 20 ans d'âge)*

Annexe 1 au 3.3.1 sur l'évolution des commandes de navires à propulsion décarbonée

Evolution des commandes décarbonées.

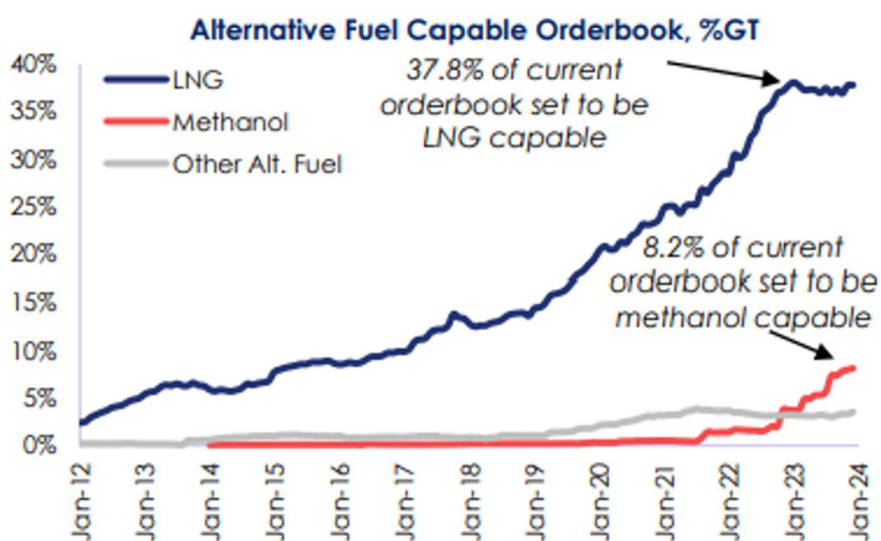
Les armateurs cherchent aujourd'hui à décarboner leurs flottes, et de nombreuses commandes de navires s'appuient sur des combustibles autres que le fioul lourd.

Les alternatives au fioul lourd, ou au diesel d'origine fossile, existent depuis longtemps. Ainsi, les navires méthaniers ont utilisé leur cargaison de gaz comme combustible depuis leur origine. Les motoristes ont ensuite développé différents moteurs qui permettent des propulsions au GPL, à l'éthane, ou au méthanol. Initialement développés pour utiliser la cargaison des navires transporteurs de ces mêmes produits, comme combustible, les moteurs dual fioul sont maintenant largement utilisés comme solution de décarbonation, puisque ces fiouls alternatifs ont une empreinte carbone inférieure à celle du fioul lourd.

On a vu ainsi depuis une dizaine d'années le développement de navires de tous types à propulsion GNL. Plus récemment, principalement à partir de 2021, les armateurs se sont également tournés vers la propulsion au méthanol, notamment dans le domaine des porte-conteneurs.

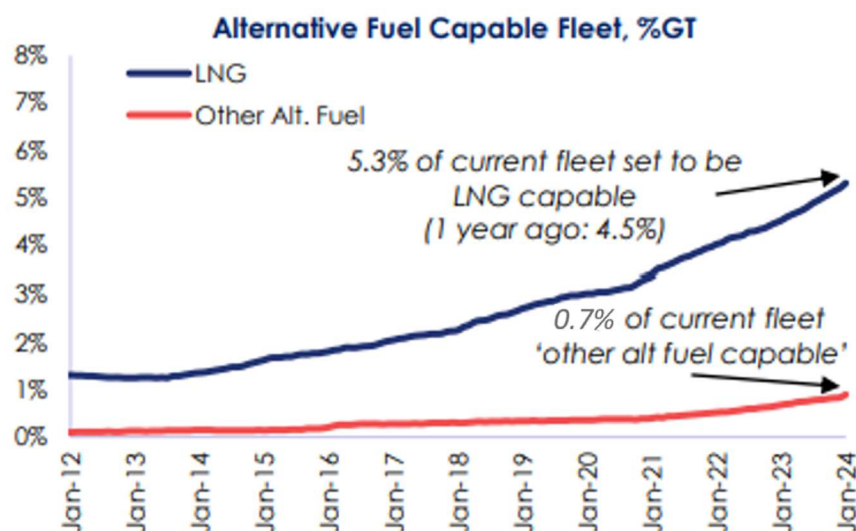
Les moteurs à ammoniac ne sont pas encore disponibles pour les grands navires, mais les armateurs anticipent un usage de ce type de propulsion (toujours dual fioul). On voit ainsi apparaître des commandes de navires neufs à propulsion ammoniac sous réserve de la disponibilité des moteurs.

Le graphique ci-dessous illustre la croissance rapide des commandes de navires à propulsion dual fioul GNL, qui représentaient, en tonnage, près de 40% du carnet de commandes mondiales début 2024. La croissance plus récente, mais également très significative, des navires à propulsion dual fioul méthanol représentent un peu plus de 8% du carnet de commandes mondiales. Au total, les navires capables de brûler un fioul alternatif au fioul lourd conventionnel représentent près de 50% du carnet de commandes.



Source: Clarksons research

Compte-tenu du délai qui sépare la commande des navires de leurs livraisons sur le marché (quelques années), l'impact sur la flotte en service est encore très limité, que ce soit en nombre de navires ou en tonnage. Début 2024, les navires à propulsion GNL représentaient un peu plus de 5% de la flotte mondiale alors que ceux à propulsion dual fioul méthanol représentaient 0,7%.



Source: Clarksons research

Le tableau ci-dessous répertorie l'état des commandes, à fin mai 2024, par types de navires et par type de fioul (en nombre de navires) et des navires en service (*Trading fleet*) capables de brûler des fiouls alternatifs. La décarbonation touche tous les types de navires. Le segment le plus en avance étant celui des porte-conteneurs.

Alternative-fuel capable fleet (no. of ships)							
Orderbook							
Propulsion type	Dry Bulk	Tanker	Container	LNG	LPG	PCTC	Total
LNG	21	92	191	346	-	171	821
LNG-Ready	13	78	20	-	-	-	111
LPG	-	-	-	-	120	-	120
Ethane	-	-	-	-	42	-	42
Ammonia	11	3	1	-	4	-	19
Ammonia-Ready	24	4	42	-	15	40	85
Methanol	44	38	174	-	-	4	256
Total	113	215	428	346	181	215	1,454
Trading fleet							
Propulsion type	Dry Bulk	Tanker	Container	LNG	LPG	PCTC	Total
LNG	47	136	110	457	-	34	750
LPG	-	-	-	-	124	-	124
Ethane	-	-	-	-	24	-	24
Ammonia-Ready	13	32	19	-	9	-	73
Methanol	-	28	5	-	-	-	33
Total	60	196	134	457	157	34	1,004

*'Ready' denotes ships that have a strengthened deck, a reserved space on the deck for fuel tanks and have space in the engine room for extra machinery components

**LNG excludes steam turbines running on boil off gas

Source : Braemar shipping services

La propulsion électrique sur batteries a également progressé avec de nombreux systèmes hybrides installés. Elle est cependant réservée aux courtes distances, principalement ferries et navires de servitudes.

Les piles commencent timidement à faire leur apparition en utilisant soit de l'hydrogène (piles à membranes échangeuses de protons PEM,) soit un combustible porteur d'hydrogène, tel que l'ammoniac ou le méthanol (piles à combustible à oxyde solide – en anglais SOFC *solid oxide fuel cells*).

Enfin la propulsion vélique, ou l'assistance vélique, connaît depuis quelques années un renouveau avec les rotors types Flettner, les profils aspirés, les voiles rigides, ou les *kites*. La France a, dans ce domaine, fait l'objet de développements remarquables et plusieurs cargos à voiles sont déjà en service, ou en construction, avec des capacités de transport en croissance.

Annexe 2 au 3.3.11 Propulsion nucléaire pour les navires civils

Alors que le groupe de travail menait ses réflexions, la question de la propulsion nucléaire pour les navires civils est apparue comme une alternative à analyser, dans la mesure où de nombreux pays commencent à la considérer. Ainsi le Lloyd's Register, associé à CORE POWER et à AP Moller Maersk, a lancé une étude de faisabilité d'un porte-conteneurs utilisant une propulsion nucléaire de quatrième génération⁹⁵. Le groupe de travail a donc, dans un premier temps, interrogé la DGAMPA sur ce sujet (1), puis a fait appel à un expert, afin de nourrir les réflexions sur cette question. Divers éléments ont donc été repris dans les paragraphes 2 à 5.

Les obstacles à la mise en œuvre d'une propulsion nucléaire civile restent importants et les écueils à éviter, nombreux. A ce stade, un modèle sans rôle économique des états reste difficile à imaginer.

1 Point de vue exprimé par la DGAMPA concernant la propulsion nucléaire civile

Le nucléaire, de façon générale, ne peut se développer qu'avec l'acceptation du public. Il est donc essentiel de veiller à l'information et à sa diffusion de façon claire et transparente, d'autant qu'il s'agit d'une obligation légale dans notre pays, et plus généralement, dans les pays occidentaux.

La DGAMPA, questionnée à ce sujet par le groupe de travail, affiche une position ouverte et prudente sur le sujet de la propulsion nucléaire civile, formulée dans les termes suivants par Madame Caroline Neuman :

« Le levier nucléaire apparaît progressivement. En raison de notre neutralité technologique défendue à l'international, nous allons l'intégrer dans la version actualisée de la FdR, tout en mettant en avant le fait qu'il ne s'agit pas d'ouvrir la porte à une énergie sans limite car les premiers leviers restent la sobriété, l'efficacité énergétique des navires.

Nous sommes approchés par un certain nombre de porteurs de projets et suivons les discussions de l'OMI pour éventuellement mettre à jour les guidelines existantes concernant les navires.

Pour le moment les escales dans les ports ne sont pas à l'ordre du jour mais on pourrait envisager des hubs logistiques sur des îles artificielles en mer permettant à ces navires de décharger leurs marchandises avant qu'elles ne soient reprises par d'autres navires conventionnels. »

Cette position exprime toutefois une forme de statu quo sur le point essentiel de l'accès de ces navires dans les ports. Il convient de rappeler que ce statu quo est aussi vieux que la propulsion nucléaire elle-même : il date du début des années 1960 et était alors exprimé dans les mêmes termes.

Concernant ce sujet réglementaire structurant, rien n'a évolué depuis. De fait, la mise en œuvre civile de la propulsion nucléaire nécessite, au-delà du seul aspect réglementaire, que des investissements d'infrastructures très importants soient préalablement effectués pour établir des hubs portuaires en mer, ou des îles artificielles, en cohérence avec une réglementation d'accès à définir. Cela renvoie, en conséquence, à la possibilité d'accueillir de tels navires à un horizon lointain, en tout cas en Europe.

Au-delà de cette première appréciation de la DGAMPA, il en découle que le sujet de l'examen des conditions de faisabilité de l'accueil de tels navires dans un port existant civil ou militaire reste à réaliser (cf. recommandation 6 au 3-3-11-5), tant sur le plan réglementaire que sur le plan du financement des infrastructures à réaliser.

⁹⁵ Lloyds Register-Communiqué de presse du 15 août 2024-<https://www.lr.org/en/knowledge/press-room/press-listing/press-release/2024/lr-and-core-power-to-conduct-next-generation-nuclear-container-ship-regulatory-study/>

Par ailleurs, si certains armateurs s'intéressent à la filière complète, nécessaire à une propulsion nucléaire civile, ils estiment, pour beaucoup, que le réacteur ainsi que son carburant devraient être traités comme une boîte noire (physiquement un module) gérée par une entité spécialisée externe avec un contrat spécifique, incluant le management du réacteur, du carburant, mais également des déchets⁹⁶.

Cela signifie que les armateurs ne se positionnent pas en investisseurs dans une filière ou dans une infrastructure. Ils préféreraient recourir à un service, ce qui implique que d'autres acteurs prennent en charge les investissements nécessaires et que l'on identifie ou l'on mette en place des prestataires de service capables d'exploiter des modules nucléaires.

Au total, cela fait beaucoup de conditions, dont certaines anciennes, mais toujours d'actualité, qui dépassent, de très loin, le seul aspect technique du réacteur.

2 Historique rapide du recours à la propulsion nucléaire des navires

Depuis son origine en 1955, la propulsion nucléaire a été envisagée pour de grands navires civils et pour des unités flottantes.

Pourtant, le Savannah (USA), le Mutsu (Japon) et le Otto-Hahn (Allemagne), les navires marchands prototypes, qui ont existé dans les années 1960 et au début des années 1970, n'ont pas eu de successeurs.

La seule exception civile qui s'est perpétrée, est celle de la flotte arctique russe de brise-glace, une capacité soigneusement entretenue depuis le précurseur Lénine, lancée en 1957. On remarquera cependant que cette flotte d'une quarantaine de brise-glaces n'en comprend qu'une demi-douzaine, et un seul cargo, à propulsion nucléaire. Cette flotte qui opère depuis les années 2010, ne semble pourtant pas avoir de renouvellement prévu.

Du côté militaire, seul une demi-douzaine de marines, dont la France, disposent de la propulsion nucléaire. Cet état de fait prouve que cette technologie reste difficile à acquérir et que les savoir-faire acquis sont soigneusement protégés.

Côté barges flottantes, une première unité a été déployée très tôt par les USA à Panama, mais il faudra attendre 2020 pour voir arriver une barge russe de nouvelle génération, de la puissance d'un brise-glace, pour alimenter une petite ville, isolée dans le grand nord sibérien.

Les tentatives de propulsion nucléaire civile sont ainsi restées très largement sans lendemain.

Côté réglementation (ce qui rejoint le sujet de l'accès au port précédemment évoqué), la Convention de Bruxelles de 1962, relative à la responsabilité des exploitants de navires nucléaires, n'a jamais été ratifiée. Aujourd'hui, il y a un besoin de mettre en place une convention de responsabilité révisée et moderne pour permettre l'assurabilité des nouvelles technologies nucléaires utilisées dans le civil.

Le chapitre VIII de la réglementation SOLAS précise les règles de base pour les navires à propulsion nucléaire et fournit un cadre pour la conception, la construction, les opérations, la maintenance et le démantèlement de ces navires. Ce chapitre a été complété par la résolution A 491, adoptée en 1981 et intitulée « code de sécurité pour les navires marchands nucléaires ». Aujourd'hui, ces normes ne sont plus adaptées et doivent être refondues pour une application aux nouvelles technologies nucléaires.

Cependant, la question des règlements et de l'acceptabilité ne doit pas occulter les fondamentaux techniques et économiques que sont la technologie (3) et le modèle économique (4).

⁹⁶ La question de la responsabilité de l'exploitant de l'installation nucléaire à bord se pose clairement

3 La Technologie

Depuis une quinzaine d'années, le regain d'intérêt pour la propulsion nucléaire civile est réel. Une propulsion nucléaire, que l'on imagine plutôt adaptée aux fortes puissances, réapparaît comme une alternative potentielle, suivant en cela l'évolution du haut du spectre de la flotte marchande : la taille maximale des navires porte-conteneurs a été multipliée par 4 en 20 ans. Cette augmentation de la taille des navires à propulser participe manifestement au regain d'intérêt constaté.

En ce qui concerne les technologies possibles, on cite régulièrement les réacteurs nucléaires modulaires de petite taille, SMR (*small modular reactor*), comme une avancée qui serait due à leur modularité même, leur plus grande flexibilité d'utilisation, autant à terre et embarquée, et enfin leur sécurité accrue par des dispositions architecturales intrinsèquement sûres, ce qui limiterait les compétences nécessaires à leur conduite.

Certes, mais ce terme SMR recouvre une très large gamme de projets de réacteurs dans un grand intervalle de puissance entre les réacteurs de propulsion nucléaire de l'ordre de 50 à 250 MW thermiques, puissances déjà adaptées à la propulsion de navires, et les réacteurs électrogènes classiques de 3000 à 4500 MW thermiques, c'est-à-dire 20 à 60 fois plus puissants.

La technologie qui s'est largement imposée à ces deux extrémités du spectre est celle des REP (réacteurs à eau pressurisée). Pour la propulsion nucléaire, c'est le cas depuis quasiment l'origine pour des raisons de rapidité d'accès à la maturité.

Dans le foisonnement actuel des projets, les réacteurs de 4^{ème} génération sont souvent mis en avant. A base de sels ou de métaux fondus, ces solutions avaient déjà été testées pour la propulsion nucléaire dans les années 60 par les Russes et les Américains. Elles ont été abandonnées à l'époque, la comparaison avec les projets développés en parallèle, basés sur des REP, se révélant défavorable.

40 ans plus tard, une petite dizaine d'annonces de tels réacteurs de 4^{ème} réaction pour la propulsion navale ont été diffusées. Très certainement, ces difficultés du passé seront résolues, mais il n'en reste pas moins que ces réacteurs nécessitent des combustibles particuliers, qui doivent être fournis par une filière industrielle à mettre sur pied.

Concernant la sécurité, la propulsion nucléaire a montré son efficacité, en tout cas en Occident. Pour la France, c'est 50 ans sans incident sur les réacteurs embarqués de la marine nationale. Les USA revendiquent 5 000 années de fonctionnement de leurs réacteurs embarqués sans incident.

Sans être exhaustif, les informations sur les programmes potentiels des pays asiatiques étant moins fournies, trois technologies de REP pour la propulsion nucléaire qui ont maintenant plus de 50 ans peuvent être comparées :

- **La propulsion nucléaire navale militaire anglo-saxonne**, à base de REP et de cœurs à uranium fortement enrichi, à plus de 90%.

- a) Outre les caractères proliférant et très protégé, il faut à cette propulsion nucléaire un cycle du combustible particulier pour alimenter ces navires, c'est-à-dire des usines particulières. Le recyclage des cœurs usés nécessite également une filière dédiée.
- b) Du point de vue de l'exploitation, le but est de disposer de cœurs qui durent autant que possible toute la vie du navire, affichée aujourd'hui jusqu'à 50 ans. Cela exige une gestion fine du potentiel énergétique pour respecter une durée de vie imposée et la transition avec le navire successeur. En fait, le réacteur, et donc le navire, n'est pas fait pour être rechargé, en tout cas fréquemment, et un rechargement à mi-vie est l'occasion d'un grand carénage.
- c) Cette filière est totalement séparée du secteur civil électrogène.

- **La propulsion nucléaire de la flotte civile russe** est à base de REP qui utilise de l'uranium plus faiblement enrichi, les chiffres affichés allant de 13 à 20%, 20% étant la limite dite de prolifération.

- a) Les liens avec la propulsion nucléaire militaire sont évidents, tant en termes d'enrichissement que de technologie des réacteurs, que de base arrière (la base arrière des brise-glace est à Mourmansk). Le brise-glace Lénine a précédé le premier sous-marin nucléaire russe, la filiation des réacteurs montre des points communs.
- b) En termes de synergie, la flotte de brise-glace est nettement plus petite que celles des sous-marins. En termes d'exploitation, on parle de rechargement des cœurs sur des rythmes entre 4 et 7 ans, ce dernier chiffre étant cité pour un facteur d'exploitation de 65%, certainement très supérieur à celui des sous-marins et plus proches de besoins civils pour des navires marchands. Les rechargements peuvent être effectués en mer.
- c) La filière électrogène russe s'est développée sur d'autres concepts de réacteurs (tels que les RBMK et des enrichissements plus faibles, y compris de 2%).

- **La propulsion nucléaire militaire française**, basée sur des REP qui utilisent de l'oxyde d'uranium, d'un enrichissement comparable à celui des centrales électrogènes.

- a) Malgré le faible enrichissement, des cycles entre grands carénages, d'une dizaine d'années, sont devenus courants, la limite étant en fait que l'on s'impose un examen réglementaire à peu près décennal du réacteur.
- b) Les assemblages de combustibles sont particuliers, mais ce choix technique d'un même combustible de base économise une filière amont particulière, une économie considérable en regard du besoin limité par rapport au parc électrogène. La douzaine de réacteurs embarqués de la marine nationale représente une puissance totale d'une fraction d'une centrale et un besoin en uranium tout à fait marginal en regard de toute la filière électrogène.
- c) En termes d'exploitation, ces choix techniques se révèlent un bon compromis pour des navires et des réacteurs dont on a appris à étendre la durée de vie par un apprentissage patient de leur maintenance sur une quarantaine d'années : s'il faut prolonger la durée de vie du navire, ou faire face à une utilisation plus intensive, recharger un cœur faiblement enrichi pour un cycle supplémentaire est une décision aisée (c'est beaucoup plus facile que de gérer des cœurs fortement enrichis sur des cycles de 25 ans ou plus).

A cette liste, il faudrait ajouter ce que font les Chinois et les Indiens, mais on constate :

1) qu'il n'y a que des REP,

2) *que d'une même technologie (ici de REP) peuvent résulter des différences de modèles considérables.*

L'examen du modèle est donc aussi important, sinon plus, que la technologie du réacteur.

La propulsion nucléaire anglo-saxonne apparaît peu adaptée à un usage civil, du fait d'un combustible peu accessible, et de son caractère proliférant. Cela contribue certainement à alimenter toutes les études américaines sur d'autres types de réacteurs.

Compte tenu de son expérience, la France dispose d'une vraie crédibilité pour examiner les possibilités d'une application civile, d'autant que sa technologie de propulsion nucléaire est la seule qui fasse appel à du combustible nucléaire faiblement enrichi, plus facile à approvisionner. Par ailleurs, la France maîtrise l'accueil des navires nucléaires dans les ports militaires et les zones habitées, comme en témoigne la performance quotidienne que constituent les complexes portuaires militaires de Brest et de Toulon.

La propulsion nucléaire civile russe, un exemple unique et incontournable, est à examiner plus en détail. Elle fait l'objet d'un paragraphe plus loin pour en comprendre les fondements en termes techniques, économiques et d'intervention de la puissance publique russe.

4 Adaptation d'une technologie civile existante à un navire marchand de grande capacité

Un calcul rapide a été réalisé pour la réalisation d'un porte-conteneur de 16000 EVP avec les hypothèses suivantes : 30 MW par ligne d'arbres pour une vitesse maximale d'environ 20 nœuds et adapter la technologie d'un réacteur RITM-200 de brise-glace russe (qui en compte deux chacun).

Le coût du marché du porte-conteneurs neuf, de l'ordre de 200 M\$, serait doublé, voire peut-être triplé (si on installe deux réacteurs pour passer d'une vitesse de 20 nœuds à 25 nœuds).

Le prix du neuf n'est pas la seule question pour un modèle économique à créer. Les navires d'occasion sont un marché en soi auquel pourront difficilement s'intégrer les navires nucléaires, dont la durée de vie des réacteurs est de l'ordre du double de celle des navires marchands eux-mêmes.

En faisant abstraction de cela, vu l'évolution du prix des soutes de 100 à 400 \$ par tonne, on peut envisager l'amortissement sur une vingtaine d'années d'un tel navire, avec un réacteur russe (intégré au prix de production russe) :

- grâce à l'augmentation d'un facteur 4 de la taille du haut du spectre des navires depuis 20 ans,
- grâce à l'augmentation considérable d'un facteur 4 du prix du fioul, à condition d'utiliser un combustible nucléaire suffisamment accessible.

Ce calcul grossier montre un espoir de faisabilité, à condition de parvenir à économiser le prix du fioul, c'est-à-dire que le prix du combustible nucléaire soit bien plus faible que le fioul. Supposons que l'on ait pu adapter le réacteur russe pour qu'il se satisfasse, comme la propulsion nucléaire française, d'un combustible comparable à celui des filières électrogènes, alors :

- la production de masse de combustible électrogène permet un faible coût du combustible,
- l'utilisation par une propulsion nucléaire civile d'un combustible électrogène pourra espérer se faire au prix marginal de production, sans l'investissement d'une filière particulière,
- le traitement des combustibles usés pourra également être effectué par la filière électrogène.

Toute utilisation d'un combustible nucléaire particulier augmente considérablement son coût et met à mal ce raisonnement.

Concernant les investissements portuaires, qui ne sont pas pris en compte par ce raisonnement, l'exemple russe permet de recueillir quelques données supplémentaires.

5- Le cas unique de la flotte nucléaire des brise-glace russes

Ce développement montre que la flotte de brise-glace russes est une flotte d'état et un système stratégique. Les sources ouvertes fournissent des données économiques intéressantes, non seulement sur les navires et leurs réacteurs, mais aussi sur les infrastructures et la part financière de l'état.

1) *La flotte de brise-glace nucléaire russes est une flotte d'état.*

2) *L'aspect système du nucléaire est essentiel, les investissements sur 2010-2035 le montrent.*

3) *La mise à niveau des infrastructures représente 66% des coûts cités dans les sources.*

4) *Le renouvellement de la flotte des navires nucléaires représente 34% dont la moitié pour les réacteurs une fois intégrés aux navires.*

Les réacteurs en eux-mêmes comptent pour 7 à 8 % du total.

La Russie cherche à ouvrir toute l'année le passage maritime du nord-est avec une flotte de brise-glace nucléaires qui permettra le passage de navires de 200 000 tonnes. La stratégie est multiple : au-delà d'établir une route maritime arctique alternative à d'autres routes, en particulier Suez, cela permet de nouveaux développements de sa côte nord et renforce sa présence prédominante en Arctique.

La carte ci-dessous résume la situation géographique et, par là-même, éclaire la stratégie.



Hiver à gauche, été à droite – les brise-glace nucléaires de 33000 t permettent la route 9 mois sur 12.
L'ouverture permanente nécessiterait un brise-glace de 60 000 t.

La carte physique d'extension de la banquise peut être mise en parallèle d'une seconde carte, celle de la planification de l'expansion russe vers l'est de la flotte de brise-glaces :

Mourmansk est la base arrière, l'embouchure de l'énisseï est le point ouest avant les glaces.

En parallèle des brise-glaces, une centrale flottante de 21 000 t, avec 2 réacteurs de 35 MW (150-175 MW thermiques) alimentent en électricité et chauffent Pevek depuis 2020, en remplacement d'une petite centrale à terre de 4 petits réacteurs datant des années 1970.

Le développement du trafic de la route maritime nord a été lent et sujet aux changements politiques :
1987 : le trafic de la route est de 5,6 Mt et tombe à 1,3 Mt en 1999,

2011 : le trafic a repris (27 grands navires), en 2020 le trafic est de 33 Mt, en 2021 de 35 Mt.

Le trafic reste modeste au niveau mondial (3% du trafic du canal de Suez, 10% du tonnage des marchandises qui transitent dans les ports français). Au niveau local, la capacité de trafic du port d'Arkhangelsk a été multipliée par 10. Les projections des acteurs russes, peut-être volontaristes, varient de 100 à 150 Mt entre 2030 et 2035.



Planned Rosatom icebreaker fleet positioning by 2035 with 100 million tons of cargo. (Source: Courtesy of Rosatom)

La flotte de brise-glaces est un système complet de 7 unités nucléaires et 34 unités diesel, avec :

- Atomflot, 1000 à 2000 personnes, filiale de Rosatom à Mourmansk, exploite les navires,
- Un unique cargo à propulsion nucléaire de 60 000 t datant des années 1980 reste en service. Il n'est pas prévu d'être remplacé : **la propulsion nucléaire civile russe est d'abord réservée au besoin stratégique de permettre l'accès de l'Arctique, avant de motoriser des cargos ;**
- Une logistique en mer est assurée depuis 1980 par un navire usine, chargé de la gestion du combustible à propulsion nucléaire. Un navire de 23 000 t, cofinancé à 50% par l'état russe et Rosatom, prendra le relais en 2029, avec pour missions :
 - de recharger en mer les navires en combustibles neufs,
 - de décharger et entreposer le combustible usagé,
 - de le conditionner pour un transfert à terre,
 - de gérer les effluents radioactifs et les déchets.

50% du financement des 7 brise-glaces nucléaires de nouvelle génération est assuré par l'état russe et 50% par l'entreprise Rosatom lui appartenant. Leur prix est le double de celui d'un brise-glace diesel. Le prix de chaque réacteur de 175 MWth, intégré au navire, est de 200 à 300 MUS\$ pièce.

Le taux entre Rouble et \$ est variable, mais la construction des 7 unités montre un prix à peu près constant, d'environ 65 000 équivalent salaires de l'industrie russe. Au prix des derniers commandés, le renouvellement de la flotte de brise-glace se chiffre à un peu plus que 400 Milliards de roubles (5,7 Md\$).

En comparaison, Rosatom indique que l'investissement planifié des infrastructures de la route du nord est de 735 Md de roubles sur la période 2025-2030 (11,4 Md\$). Outre une contribution de 1/3 de l'état russe, 2/3 sont à la charge d'investisseurs, dont Rosatom évidemment, mais aussi des sociétés intéressées par l'usage et le développement de la route. Au final, 80% de l'investissement est étatique.

Ce coût d'infrastructures représente 1,8 fois celui du renouvellement de la flotte des brise-glaces en lui-même. Pourtant, l'infrastructure a été patiemment mise en place depuis les années 60 et la Russie est maîtresse de sa réglementation nucléaire, mais il faut la renouveler et l'adapter. Outre les infrastructures de Mourmansk, une demi-douzaine de ports-bases le long de la route sont concernés.

4. Considérations économiques et financières sur la décarbonation du transport maritime

Le rythme de la transition énergétique du transport maritime est lié en grande partie à la capacité des membres de l'OMI à converger sur le type de réglementation à mettre en place, tant au niveau des navires futurs, que des navires existants, pour les contraindre à diminuer leurs émissions de GES, voire à les supprimer en deux à trois décennies. Comme on a pu le constater, pour le moment les décisions de l'OMI portent davantage sur des ambitions stratégiques de réduction, qui certes ont été accrues en juillet 2023, mais ne donnent pas encore lieu à une réglementation contraignante telle que l'Europe ou les États-Unis ont pu les mettre en place récemment. Par ailleurs, les solutions technologiques de production des carburants décarbonés ou neutres en carbone sont nombreuses et ne permettent pas encore leur déploiement industriel international. Une incertitude économique pèse donc sur les armateurs et sur les producteurs de ces carburants, qui craignent pour la rentabilité de leurs investissements.

Pour réduire ces incertitudes, un des leviers économiques efficace consiste à instaurer par voie réglementaire, un mécanisme visant à réduire l'écart de coût entre le fioul marin désulfuré classique (VLSFO- *very low sulfur fuel oil*) et le coût de ces carburants, qu'il s'agisse de biocarburants ou de carburants de synthèse. Les théories économiques relatives à la tarification du carbone, ou celles proposées pour examen à l'OMI, proposent des méthodes qui ont été largement décrites par le FIT et par la Banque Mondiale en 2022 (cf. 4-1 ci-dessous).

L'OMI⁹⁷ n'ayant pas encore mis en place une telle réglementation, le groupe de travail de l'Académie de Marine s'est proposé d'explorer les mécanismes mis en place en Grande Bretagne (4-2), d'utiliser une comparaison réalisée par le Centre Maersk Mac Kinney Moller pour zéro carbone dans le transport maritime entre le système européen et le système des États-Unis (4-3), de se placer du point de vue d'un investisseur privé (4-4) et de débattre des possibles financements issus de la réglementation européenne applicable aux navires touchant les ports français (4-5).

4.1 Éclairage du FIT et de la Banque Mondiale de 2022

4.1.1 Eclairage du FIT sur la tarification du carbone dans le transport maritime

Le Forum international des transports a publié en 2022 un rapport spécial⁹⁸ sur la tarification du carbone dans le transport maritime. Ce travail a d'abord mis en évidence qu'en 2022, 68 mécanismes de tarification du carbone existaient au niveau mondial, couvrant environ 23 % des émissions. Ces mécanismes pouvaient être supranationaux, nationaux ou infranationaux. Parmi l'ensemble de ces mécanismes, seul celui de la Norvège s'appliquait au transport maritime par le biais d'une taxe carbone nationale. Le rapport a notamment examiné les mécanismes proposés à l'étude de l'OMI. Sans entrer dans les détails de l'analyse réalisée dans le rapport, on relève six propositions :

⁹⁷ Voir note informative ultérieure à la rédaction du présent rapport, au chapitre 2, pages 19 et 20

⁹⁸ ITF (2022), "Carbon Pricing in Shipping", *International Transport Forum Policy Papers*, No. 110, OECD Publishing, Paris.

- Une **proposition de 2021 des îles Marshall et Solomon, pour instaurer une taxe carbone** de 250 à 300 USD par tonne de CO₂e à l'horizon 2030, avec un taux de 100 USD par tonne dès 2025. La taxe serait prélevée au lieu de soutage. Ceux qui utilisent des carburants moins carbonés paient globalement moins que ceux qui continuent de consommer des carburants traditionnels, tel que le VLFSO.

- Une **proposition similaire de l'ICS (*International Chamber of Shipping*) et d'Intercargo qui vise à instaurer une taxe carbone** destinée à réduire l'écart entre carburants carbonés et décarbonés mais sans indication de niveau de taxation.

- Un **système de taxation-remise (*feebate*)** proposé par le Japon : une taxe est imposée aux utilisateurs de carburants carbonés, laquelle sert à financer une remise aux utilisateurs de carburants décarbonés. Le niveau de taxe est choisi pour équilibrer le différentiel de coût entre carburants carbonés et décarbonés. Comme le nombre de navires pouvant utiliser des énergies carbonées est faible au départ, le niveau de taxe initial est modéré. Selon les modélisations effectuées, leur niveau se situerait entre 56 et 73 USD par tonne en 2025 et pourrait atteindre la fourchette de 135 à 176 USD par tonne en 2030. Ce dispositif pourrait être combiné avec des spécifications telles que des obligations d'incorporation ou de recours à des carburants décarbonés.

- Un **système international proposé par l'Argentine et d'autres pays, qui s'apparente à un système de taxation et de remise**. Ce système présente l'avantage de reposer sur les index CII de l'OMI. Les navires des catégories D et E paient pour les remises des navires de catégorie A et B. Pour le FIT, le système présente des biais dans la mesure où il repose sur la moyenne annuelle des émissions actuelles du navire.

- Le **système de plafonnement et d'échange de quotas d'émission de la Norvège (*emissions cap and trade system*)** : il requiert une trajectoire de réduction des émissions à définir et compatible avec la stratégie de réduction des émissions de GES de l'OMI. Le plafond d'émissions (*emissions cap*) a une trajectoire pré-déterminée jusqu'en 2050, qui permet d'attribuer des quotas d'émission par navire (*ship emissions unit*).

- L'**Autriche et un autre groupe de pays** associés proposent une **norme mondiale sur les combustibles** exigeant que tous les navires utilisent des combustibles ou des sources d'énergie dont l'intensité en GES est inférieure à une valeur limite spécifique. Il conviendrait ensuite de durcir progressivement la norme d'émission au fil du temps pour aboutir à une décarbonation complète en 2050.

Depuis, d'autres options sont en cours de discussion au sein de l'OMI.

4.1.2 Éclairage de la Banque Mondiale sur l'utilisation des fonds provenant de la tarification du carbone pour le transport maritime

En avril 2022, La Banque Mondiale a publié un rapport technique⁹⁹ sur la façon d'utiliser les ressources financières induites par une tarification mondiale du carbone définie en appliquant le principe

99 Dominioni, G. and Englert, D. - 2022 *Carbon Revenues from International Shipping: Enabling an Effective and Equitable Energy Transition - Technical Paper*. World Bank, Washington, DC. © World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/37240> License: CC BY 3.0 IGO.

pollueur-payeur. La Banque Mondiale évalue la ressource annuelle à 60 milliards de dollars US. Le rapport éclaire trois sujets :

- **l'utilisation des ressources financières issues de la taxation du carbone dans le transport maritime.** Sept possibilités sont identifiées : financer des mesures internes d'atténuation des GES ; renforcer l'infrastructure de transport maritime et sa capacité ; financer des objectifs climatiques plus larges ; utiliser les fonds pour d'autres actions de développement ; alimenter le budget général des états, couvrir les charges financières administratives et les coûts induits par cette tarification ; mise en place d'un schéma de taxation-remise équilibré.

- **la recherche des bénéficiaires possibles de ces ressources financières.** Trois types de bénéficiaires sont identifiés : les états, l'industrie du shipping (les armateurs principalement) et l'industrie privée. La Banque Mondiale plaiderait pour une solution équilibrée entre secteur public, notamment pour soutenir les pays en développement, et secteur privé, afin de « dérisquer » les activités.

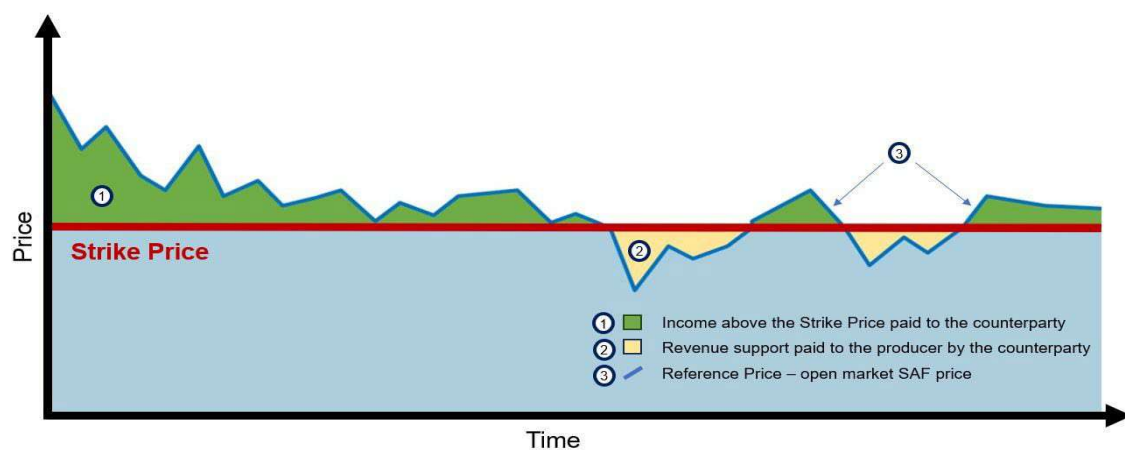
- **la gouvernance de ces ressources financières.** Une analyse assez détaillée de la proposition ICS-Intercargo est fournie. Ces deux organisations ont proposé en 2019 de piloter ces ressources financières à l'aide de trois composantes : la création d'un conseil international R&D du secteur (IMRB- *International Maritime Research and Development Board*) ; la création d'un fond international pour la recherche maritime (IMRF- *International Maritime Research Fund*) ; un organe de supervision relevant de l'OMI. Ces propositions ont donné lieu à d'intenses débats, par exemple sur le fait que 87 % des investissements se feront à terre, pour seulement 13 % à bord des navires, ou sur le fait qu'il est difficile d'attribuer les fonds perçus sur un navire opérant entre deux ports d'un État A à un État B, pour un navire enregistré sous le pavillon d'un État C appartenant à une compagnie maritime relevant de l'État D.

4.2 Mécanisme mis en place en Grande Bretagne

Le secteur aérien est plus avancé que le secteur maritime pour la mise en place d'un mécanisme qui favorise le recours progressif à des carburants de synthèse (SAF ou *sustainable aviation fuels*) à base d'électricité renouvelable. En témoigne la consultation¹⁰⁰ menée par le ministère des Transports britannique sur les options permettant de faire croître progressivement la demande de SAF, réduire les émissions du transport aérien de 2,7 Mt CO₂e en 2030 et de 6,3 Mt CO₂e en 2040, et envoyer un signal de long terme permettant aux producteurs d'investir.

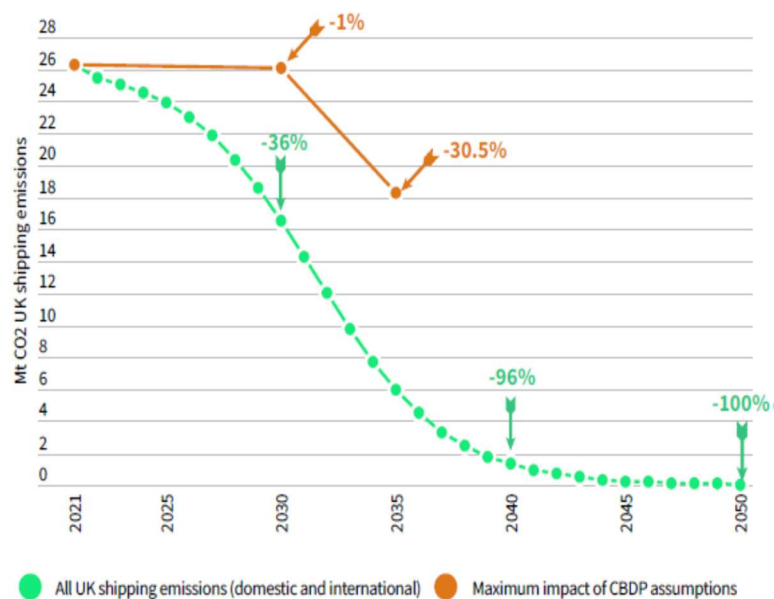
Un des exemples développés est celui du prix d'exercice (*strike price*). Le producteur de SAF convient avec le Gouvernement d'un prix de référence du marché accessible et reverse le surplus, s'il parvient à vendre au-dessus de son prix de production par rapport au prix du marché. Inversement, il reçoit la différence si son prix de production est supérieur au cours du marché.

¹⁰⁰*Sustainable Aviation Fuels Revenue Certainty Mechanism- Revenue certainty options to support a sustainable aviation fuel industry in the UK- © Crown copyright 2024*



La transposition de ce type d'option de l'aérien vers le maritime est fortement encouragée par des associations comme Transport et Environnement¹⁰¹, par exemple en mesurant l'écart existant entre les objectifs de réduction globaux assignés au secteur par la trajectoire du budget carbone à 2050 (CDBP : *carbon budget delivery plan*)

How UK shipping emissions must reduce to zero (and impact of CDBP assumptions)



¹⁰¹UK shipping needs a renewable fuel mandate- Transport and Environment- June 2023

4.3 Éléments de comparaison des systèmes de tarification carbone du transport maritime de part et d'autre de l'Atlantique

Le Centre Maersk Mac Kinney Moller pour zéro carbone dans le transport maritime est une fondation créée au Danemark par l'armateur Maersk. Elle a entraîné dans son sillage un cluster complet d'acteurs internationaux qui partagent l'objectif de parvenir à décarboner l'industrie du shipping. Ce centre a publié une comparaison des tarifications mises en place de part et d'autre de l'Atlantique, en vue de faciliter la trajectoire de décarbonation du transport maritime. Le groupe de travail a pris connaissance de ce travail¹⁰² qui compare le système mis en place par les Etats-Unis d'une part et celui de l'Union européenne de l'autre. Le Centre Maersk Mc Kinney Moller les considère comme complémentaires, le système américain tendant à réduire les coûts de production des carburants de synthèse, tandis que le système européen vise à introduire des coûts additionnels aux carburants carbonés.

4.3.1 Mécanisme mis en place au niveau des États-Unis d'Amérique

L'IRA (*Inflation reduction act*) introduit par le président Biden en août 2022 visait à accélérer le rythme de production de carburants de synthèse grâce à une combinaison de deux crédits d'impôts : l'un appelé 45 V, de 3 USD par kg d'hydrogène pour favoriser la production décarbonée d'hydrogène (*clean hydrogen*) et le second, appelé 45 Q, de 50 USD à 85 USD par tonne de carbone stockée pour favoriser le captage et stockage permanent de CO2. Les carburants de synthèse ainsi produits à partir d'hydrogène sont respectivement les e-ammoniac, e-méthane et e-méthanol. Le centre a ensuite calculé¹⁰³ l'effet de ces crédits d'impôt sur les trois types de carburants de synthèse moyennant certaines hypothèses sur la durée de ce dispositif et sur celle de l'amortissement de l'investissement.

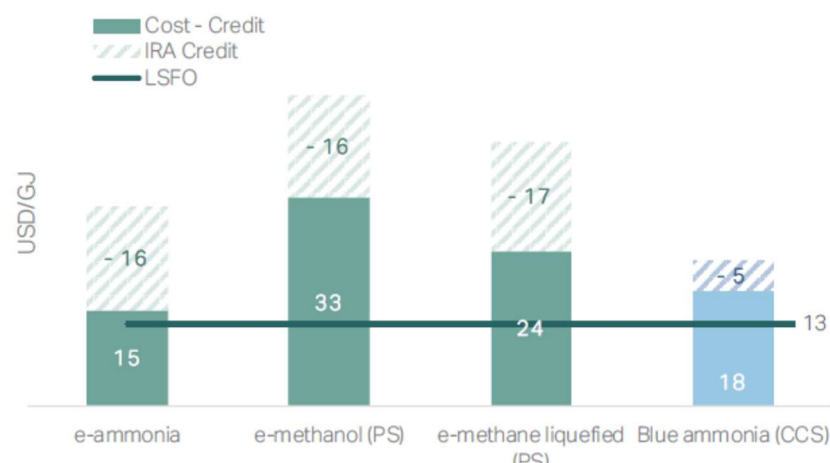
Maritime fuel	Tax credit	Value	Fuel content qualified for credit	Fuel credit [USD/GJ]	Credit length [years]	Levelized benefit over 30-year lifetime [USD/GJ]
e-ammonia	45V	USD 3/kg H ₂	9.6 kg H ₂ /GJ	USD 29	10	USD 16
e-methanol			9.5 kg H ₂ /GJ	USD 29		USD 16
e-methane			10 kg H ₂ /GJ	USD 30		USD 17
Blue ammonia	45Q	USD 85/tonne CO ₂	0.1 tonnes CO ₂ /GJ	USD 8	12	USD 5

L'étude estime ensuite l'impact de ces crédits d'impôts par rapport au VLFSO à l'horizon 2030¹⁰⁴.

102Transatlantic Testing ground: Assessing impacts of EU and US policies on accelerated deployment of alternative maritime fuels -January 2024- Maersk Mc Kinney Moller Center for zero carbon shipping

103 Tableau 2 page 8 du document de la note infrapaginale précédente

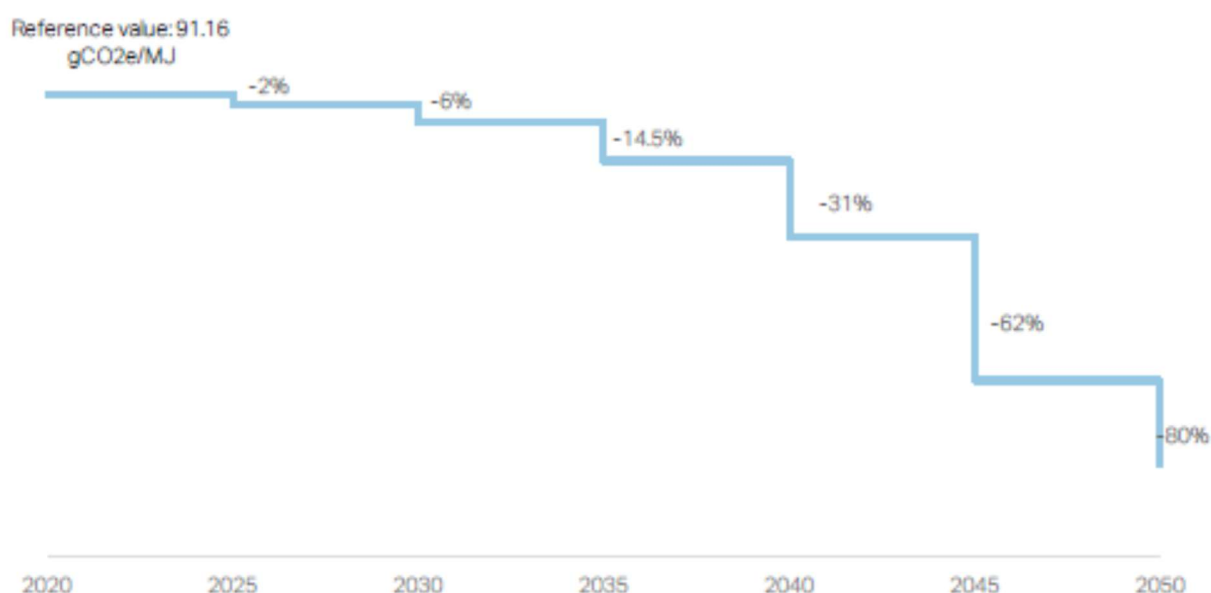
104 Figure 4 - page 14 op cité



Ce mécanisme est donc un mécanisme d'incitation destiné à développer l'offre (nationale) de carburants de synthèse décarbonés plutôt que de pénaliser la consommation.

4.3.2 Mécanisme mis en place au niveau européen

Le mécanisme européen a deux composantes, comme nous l'avons rappelé au chapitre 2 : un système d'échanges de quotas d'émissions (SEQUE) et le règlement Fuel EU maritime. Pour analyser les effets du SEQUE appliqué au maritime, une estimation de l'évolution du prix des allocations de quotas est donnée : on passerait de 100 USD en 2025 à 400 USD en 2050 afin d'obtenir une réduction des émissions de 55% en 2030 compatible avec Fitfor55 et complète en 2050¹⁰⁵. De même, pour le règlement Fuel EU maritime, la trajectoire de réduction de l'intensité émissive de GES des carburants est rappelée à l'aide du graphique suivant, en partant de la référence de 91,16 g CO₂e/MJ :



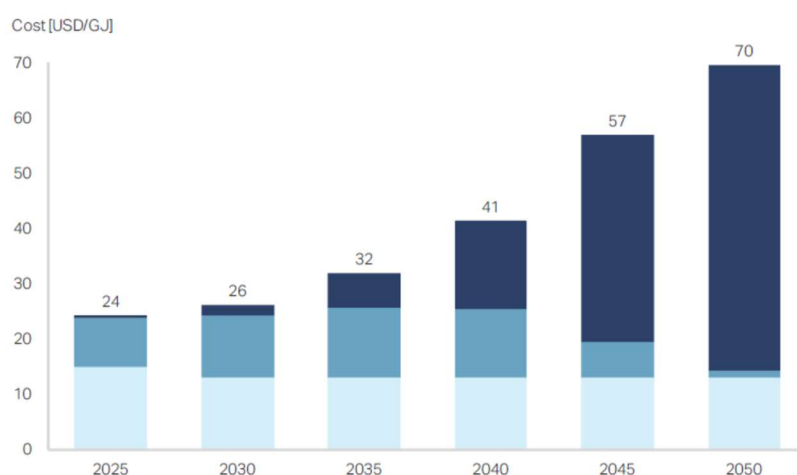
¹⁰⁵ Pietzcker, R. C., Osorio, S. & Rodrigues, R. *Tightening EU ETS targets in line with the European Green Deal: Impacts on the decarbonization of the EU power sector.* *Applied Energy* 293, 116914. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116914> (2021).

De même les coûts additionnels applicables au VLSFO dans le temps sont estimés dans le tableau suivant¹⁰⁶ :

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
LSFO costs (Europe)	USD 15	USD 13	USD 13	USD 13	USD 13	USD 13
Non-compliance penalty costs	USD 2	USD 4	USD 10	USD 22	USD 43	USD 56
Additional biofuel blend costs	USD 1	USD 2	USD 6	USD 16	USD 38	USD 55

L'analyse rappelle qu'il existe dans le règlement Fuel EU maritime un mécanisme de mutualisation (*pooling*) autorisant un armement à mettre en commun un navire vert et des navires dépassant les limites autorisées par celui-ci en termes d'émissions. Ce dispositif vise à limiter les pénalités qui résulteraient d'une application séparée ainsi qu'à favoriser une plus rapide mise en service de navires verts.

De même l'impact des deux dispositifs SEQUE et Fuel EU maritime est estimé pour l'évolution des prix du VLSFO jusqu'en 2050¹⁰⁷ :



Les transporteurs maritimes opérant la route Transatlantique Nord pourront donc tirer parti de ces deux approches complémentaires pour accélérer leur transition énergétique.

4.4 Financement des installations de production des carburants de synthèse

Au chapitre 3, nous avons vu que dans le cadre de la décarbonation du transport maritime, les carburants de synthèse se présentent comme l'un des leviers importants pour atteindre à terme les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) des navires. Un large consensus

¹⁰⁶ Op déjà cité tableau 3 page 9

¹⁰⁷ Op déjà cité tableau 5 page 15

international considère en effet que les carburants alternatifs devraient permettre d'atteindre un pourcentage important (jusqu'à 70% selon certaines études) de la décarbonation du transport maritime mondial. Cependant, alors que quelques projets de production de e-carburant sont déjà en construction dans le monde, **le développement à grande échelle des installations de production est encore rare.**

Pourtant, les réglementations internationales (voir chapitre 2) en vigueur ou en cours d'élaboration, véritables « colonne vertébrale » de la transition énergétique bas carbone du transport maritime, offrent aux futurs producteurs un cadre opérationnel qui devrait leur permettre de se lancer dans la construction de vastes usines de production de carburants de synthèse, permettant de satisfaire les besoins considérables fixés à moyen et long terme par ces mêmes réglementations.

La réglementation européenne FuelEU Maritime, par exemple, grâce à son mécanisme de sanctions « effectives, proportionnées et dissuasives », permet de fixer un **prix d'équilibre** des carburants de synthèse. Ce **prix d'équilibre** est calculé par le régulateur de manière à inciter les acheteurs à consommer des carburants alternatifs et les producteurs à les produire.

Aussi opérationnelle soit-elle, la réglementation européenne ne permet cependant pas de garantir la pérennité des investissements de production de carburants de synthèse. En effet, comme dans toute transition industrielle, les positions acquises par les technologies existantes (ici les produits pétroliers), dont les investissements sont amortis de longue date, bénéficient d'un avantage concurrentiel dans un marché où la plupart des transactions peuvent être conclues à court terme, voire à « prix spot ».

A contrario, les nouvelles usines de production de carburants alternatifs nécessitent de lourds investissements, immédiats et dont les revenus sont différés dans le temps. La construction de ces infrastructures fait typiquement appel à des capitaux propres et à de la dette dans des proportions variables. Pour ce type d'infrastructures, la dette est en général amortie sur une quinzaine d'années. Les bailleurs de fonds exigent des garanties sur la capacité du projet à assurer le service de la dette. Au regard des importants volumes d'investissement en jeu, ces projets ne sont pas garantis par le bilan des sociétés qui les portent. Les garanties apportées aux banques par les investisseurs sont prises sur le projet lui-même dans le cadre de « financements de projets » sans recours, ou à recours limité. **Ces garanties sont en grande partie apportées par la preuve que la production de l'usine sera achetée durant toute la période d'amortissement de la dette.** Ce sont donc les contrats de vente de la production qui assurent la solidité financière du projet. Précisément, la « bancabilité » d'un projet repose essentiellement sur la pérennité des contrats d'*offtake* durant toute la période d'amortissement de la dette bancaire, soit une quinzaine d'années.

Lors de l'analyse du risque d'un projet, parmi de nombreuses investigations, les banquiers vérifient en particulier deux choses, (i) l'engagement de l'acheteur dans la durée et (ii) la solvabilité de celui-ci.

i) Engagement de l'acheteur :

L'engagement de l'acheteur est matérialisé par un contrat d'achat¹⁰⁸ qui arrête, sur une durée suffisamment longue (service de la dette) les conditions auxquelles la production est achetée. Il fixe, entre autres, les caractéristiques techniques de carburant livré (qualité, quantité, dates de livraison, etc.) et les paramètres financiers de la transaction, notamment le prix, qui peut varier d'année en année, et les éventuels indices de variation du prix sur la durée contractuelle.

¹⁰⁸ Dans les faits, le contrat d'achat est précédé par des lettres d'engagements (*Letter of Interest* en anglais ou LOI) progressifs entre les parties. C'est au moment de prendre la décision d'investir (*Final Investment decision* en anglais ou FID) que les LOI se transforment en engagements fermes et irrévocables sous la forme d'un contrat d'achat.

Si la durée du contrat d'achat est inférieure à celle du remboursement de la dette, le projet ne peut être financé. On conçoit donc que la pratique actuelle de la vente des produits pétroliers à court terme ou au prix spot, est antinomique avec le développement des carburants de synthèse.

L'idée d'allonger la durée des contrats est d'abord apparue comme une difficulté insurmontable pour le monde maritime qui est habitué aux transactions de court terme. Mais les contraintes réglementaires font évoluer les positions, même celles des entreprises établies de longue date sur le marché des carburants. Les objectifs d'obligation d'incorporation de carburants issus d'installations nouvelles et très coûteuses, conduisent en effet les parties prenantes à considérer la réalité qui s'impose à elles.

De fait, l'introduction de contrats de long terme dans une industrie en transition est une pratique courante. Pour ne citer que la plus récente et l'une des plus importantes dans le monde, la décarbonation de la production d'électricité, grâce en particulier aux contrats privés de long terme, investit chaque année environ 500 milliards d'euros dont environ 400 milliards de dette¹⁰⁹ à long terme. Autre exemple en France, pour relancer les investissements dans les installations nucléaires, EDF propose aux entreprises grandes consommatrices d'électricité une contractualisation sur le long terme, les contrats d'allocation de production nucléaire (CPAN). Ces CPAN réservent une part de la production nucléaire d'EDF à un prix déterminé sur le long terme (10 à 15 ans) en échange d'une avance payée pour réserver une capacité de production et d'un partage du risque financier.

Les mêmes causes engendrant les mêmes effets, il est possible de transposer aux carburants maritimes les pratiques de la production d'électricité. A minima, la préconisation de l'utilisation des contrats de long terme, inspirée des modèles utilisés pour les investissements dans la décarbonation de l'électricité, est une démarche facile à mettre en œuvre et peu coûteuse, notamment pour les états qui en feront la promotion. Permettant de structurer des investissements privés, ces contrats présentent de plus le grand avantage de soulager ces mêmes états d'un fardeau financiers qu'ils ne sont pas à même de porter.

ii) Solvabilité de l'acheteur :

S'assurer de la solvabilité d'un acheteur est aisé lorsqu'il s'agit d'une assurance de court terme, de l'ordre d'une à deux années. Cela se complexifie, voire devient impossible, lorsque cette solvabilité doit être acquise pour une longue période, sur une durée de 15 ans, par exemple.

A long terme, il est en effet difficile de savoir comment évoluera la solidité de tel marché ou la qualité de la signature de telle entreprise. Une manière classique de se prémunir contre ce risque dit de « contrepartie », consiste à le mutualiser en créant un fonds de garantie auquel souscrivent les différentes parties prenantes d'un même marché, ici les producteurs et les acheteurs de carburant, des compagnies d'assurances, des banques, des états, etc. Le risque de contrepartie d'un acheteur ayant conclu un contrat de long terme avec un producteur sera pris en charge par ce fonds dont la définition et la gestion, qu'il soit privé, publique ou hybride, ne sont pas étrangères aux méthodes des sociétés d'assurance.

¹⁰⁹ Pourtant, ce secteur d'activités, avec ces immenses régies électriques, généralement entreprises d'état, n'était pas habitué aux contrats d'achat/vente d'énergie privés et de long terme.

En particulier, pour les carburants de synthèse, un tel fonds peut être mis en place par des partenaires privés internationaux, soulageant de ce fait les ressources des états.

Il est à noter que la préfiguration de tels fonds apparaît déjà dans la réglementation européenne. En effet, les revenus des pénalités payées par les acteurs contrevenant aux obligations de diminution des émissions de gaz à effet de serre et d'incorporation des carburants alternatifs, sont affectées aux actions d'amélioration et aux entreprises vertueuses. Il semble qu'une partie de ces revenus pourrait être affectée à l'abondement d'un fonds de garantie du risque de contrepartie.

REMARQUE : nous nous sommes placés du côté du producteur et avons traité de la solvabilité de l'acheteur. Le problème est le même pour l'acheteur qui peut trouver nécessaire de se couvrir contre le risque de défaillance d'un producteur. Tout ce qui vient d'être dit sur la solvabilité de l'acheteur s'applique au vendeur (producteur). Le fonds de garantie peut donc couvrir le risque de contrepartie de toutes les parties prenantes à une transaction, acheteurs comme producteurs.

Ces deux mécanismes, propres à tous les investissements d'infrastructures de nouvelles technologies, permettraient aux carburants alternatifs de franchir la « barrière à l'entrée » du marché des carburants fossiles. C'est la raison pour laquelle nous souhaitons appeler l'attention des pouvoirs publics sur leur importance et formuler la recommandation suivante.

Recommandation 15 à l'Etat

1/ Etudier ou faire étudier la mise en place d'un modèle de contrat de long terme (15 ans) pour les transactions sur les carburants. Ces contrats pourraient être de type « take or pay » dont les prix sont fixés par les parties durant 15 années, assortis de conditions contractuelles spécifiques aux parties. Assurer la promotion du principe d'un contrat de long terme auprès des partenaires institutionnels de la France (union européenne, OMI, etc.)

2/Etudier ou faire étudier la mise en place d'un fonds de garantie (international ?) couvrant le risque de défaillance des parties signataires de ces contrats de long terme (couverture du risque de contrepartie). Assurer la promotion d'un fonds de garantie auprès des partenaires institutionnels de la France (union européenne, OMI, etc.)

4.5 Recommandations pour la situation du transport maritime touchant les ports français

Pour reprendre le cours de l'introduction à ce chapitre 4, qui s'interrogeait sur les moyens destinés à favoriser la transition énergétique en vue de la décarbonation du transport maritime et des ports, le groupe de travail de l'Académie de Marine s'est intéressé aux deux dispositifs européens mis en place par le SEQE et par les pénalités Fuel EU maritime.

4.5.1 Financement possible par les ressources financières issues du SEQE

MGH Energy a présenté avec précision¹¹⁰ les deux dispositifs d'aide au déploiement des projets d'e-carburants, qui sont désormais opérationnels. Le premier, porté par l'Union européenne, est alimenté par le Fonds Innovation, lequel dispose de 40 Milliards d'euros provenant du SEQE sur la période allant de 2020 à 2030. Le second, créé par le gouvernement allemand, est doté d'environ 5 Milliards d'euros et pourrait être rejoint par le gouvernement autrichien pour un montant plus faible de 400 Millions d'euros.

Les premiers appels d'offres pilotes permettent à l'Union Européenne (UE) et à l'Allemagne de collecter des données fiables sur le portefeuille de projets d'hydrogène renouvelable (et dérivés) de l'UE, le niveau de concurrence pour ce type de soutien, les coûts de production d'hydrogène renouvelable (et produits dérivés) et son prix de marché.

Ces dispositifs ne sont pas spécifiques au maritime, si bien que, là comme ailleurs, pour la disponibilité en bio-carburants, par exemple, ou pour la demande d'électricité non carbonée accessible pour produire des carburants de synthèse, les autres secteurs d'activité entrent eux aussi en compétition, ce qui ne permettra de satisfaire qu'à la marge les besoins propres à la décarbonation du transport maritime et de la pêche opérant avec des navires touchant les ports français.

Dans un même état d'esprit on peut citer le fonds décarbonation de l'industrie géré par l'Ademe, qui fonctionne avec des appels à projet, ou avec des appels à manifestation d'intérêt. Là aussi l'objectif est principalement à destination des industries existantes.

4.5.2 Financement issu des pénalités du règlement Fuel EU maritime

Le financement issu des pénalités du règlement Fuel EU maritime offre des possibilités pour le cas du transport maritime touchant les ports français mais elles sont relativement encadrées par celui-ci.

Le règlement Fuel EU Maritime fixe de façon précise par quels moyens les sanctions sont appliquées aux navires non-conformes. Il s'applique aux navires de plus de 5 000 GT et inclut 100 % des émissions lors des voyages entre les ports de l'UE, 100 % des émissions à quai et 50 % des émissions lors des voyages entre un port de l'UE et un port en dehors de l'UE. La conformité repose sur le respect d'une trajectoire de réduction des gaz à effet de serre (GES) de 2025 à 2050. Les dispositions prévoient que si l'intensité des GES du carburant effectivement utilisé dépasse la limite supérieure d'intensité des GES pour l'année donnée, une amende est encourue par la compagnie maritime. Elle est calculée selon une formule définie dans l'annexe IV-B-a du règlement, le montant étant calculé par rapport à une valeur de 2 400€ par tonne équivalent de VLSFO (*Very Low Sulfur Fuel Oil*). L'amende est proportionnelle au dépassement des émissions de GES et à la quantité du carburant utilisé. Le règlement étant applicable à partir du 1er janvier 2025, les compagnies qui ne respecteront pas les objectifs de réduction de GES fixés pour 2025 seront redevables d'une amende à payer en 2026.

110 Note interne MGH Energy du 21 mars 2024

Concernant l'incorporation des RFNBO (*Renewable Fuels of Non-Biological Origin*), le règlement Fuel EU Maritime stipule que si leur part d'incorporation volontaire dans l'énergie utilisée annuellement à bord des navires est inférieure à 1 % pour la période de déclaration 2031, un sous-objectif de 2 % d'incorporation obligatoire de RFNBO sera imposé à partir du 1er janvier 2034. Dans ce cas, les amendes applicables sont calculées selon des formules figurant dans l'annexe IV-B-b du règlement. Le montant de l'amende est proportionnel à un facteur de différence de prix, entre les RFNBO et les carburants fossiles. La méthode de calcul de ce facteur sera déterminée par un Acte Délégué.

La Commission européenne se réserve cependant la possibilité de ne pas appliquer ce sous objectif de 2 % de RFNBO en cas de capacité de production et de disponibilité insuffisantes, de distribution géographique inégale et d'un prix trop élevé des RFNBO par rapport aux carburants fossiles.

Cette réserve est essentielle : la Commission européenne est consciente d'une possible envolée des prix des RFNBO, si bien qu'elle se réserve de continuer à autoriser les carburants fossiles pour peser sur le prix de RFNBO.

Cela étant, le groupe de travail appelle l'attention des pouvoirs publics sur les conséquences dramatiques engendrées par le fait que la commission se réserve le droit de ne pas appliquer ce sous-objectif. On comprend en effet que d'ici à 2034, la Commission peut décider à tout moment d'appliquer ou non ce sous-objectif. Le cadre réglementaire concernant celui-ci n'est donc pas fixé et peut varier de la seule volonté du régulateur, jusqu'à 2034 voire même plus tard. Ceci revient à considérer que jusqu'en 2034, les futurs producteurs et consommateurs de RFNBO ne sauront pas si la réglementation impose l'incorporation de 2% de RFNBO. Ils devront donc attendre 2034 pour prendre leur décision d'investir (*Final Investment Decision*) dans les usines de production de RFNBO pour les uns et dans les navires pouvant utiliser ces mêmes RFNBO pour les autres. Tenant compte du fait que la construction d'une usine prendra de l'ordre de 5 à 10 ans et que le contrat de vente de RFNBO doit lui-même avoir une durée d'une quinzaine d'années, aucune goutte de RFNBO ne devrait être disponible avant 2054, voire 2059... Il est donc essentiel que la France puisse faire valoir au niveau de la Commission européenne que le cadre réglementaire puisse évoluer pour que le choix soit opéré le plus rapidement possible d'où la recommandation du groupe de travail :

Recommandation 16 au SGPE et au MEAE

Obtenir de la Commission européenne le plus rapidement possible la décision finale d'appliquer ou non le sous-objectif de 2% d'incorporation de RFNBO sans attendre 2034.

Par ailleurs, aux termes du règlement Fuel EU Maritime, les recettes générées grâce au paiement des sanctions Fuel EU Maritime et collectées par les États responsables¹¹¹, doivent être utilisées pour promouvoir la distribution et l'utilisation de carburants renouvelables et bas carbone dans le secteur

111 A ce sujet, la DGAMPA précise dans un message à l'attention des membres du groupe de travail du 23 juillet 2024 : « Les revenus des pénalités Fuel EU, contrairement aux revenus issus du segment maritime du marché carbone européen, représenteront probablement des flux faibles et variables, voire même potentiellement nuls dans les premières années où les cibles du règlement sont relativement modestes à atteindre. En tout état de cause ils seront difficilement quantifiables. Ces revenus seront reversés aux États membres.

Le point n'est pas arbitré à ce jour, mais l'administration considère souhaitable d'instituer un mécanisme analogue à celui des revenus du marché carbone et en tout cas de garder une vision globale et cohérente sur les deux sources de revenus, qui serviront à atteindre le même objectif : la décarbonation des flottes maritimes.

Plusieurs solutions sont à l'étude à ce jour, telles que l'utilisation d'un fonds qui serait géré par un opérateur à désigner (et mobilisé par exemple via des appels à projets) ou la sanctuarisation dans le budget général de ressources équivalentes à celles générées par les pénalités »

du transport maritime ¹¹², mais également pour aider les opérateurs de transport maritime à atteindre leurs objectifs climatiques et environnementaux.

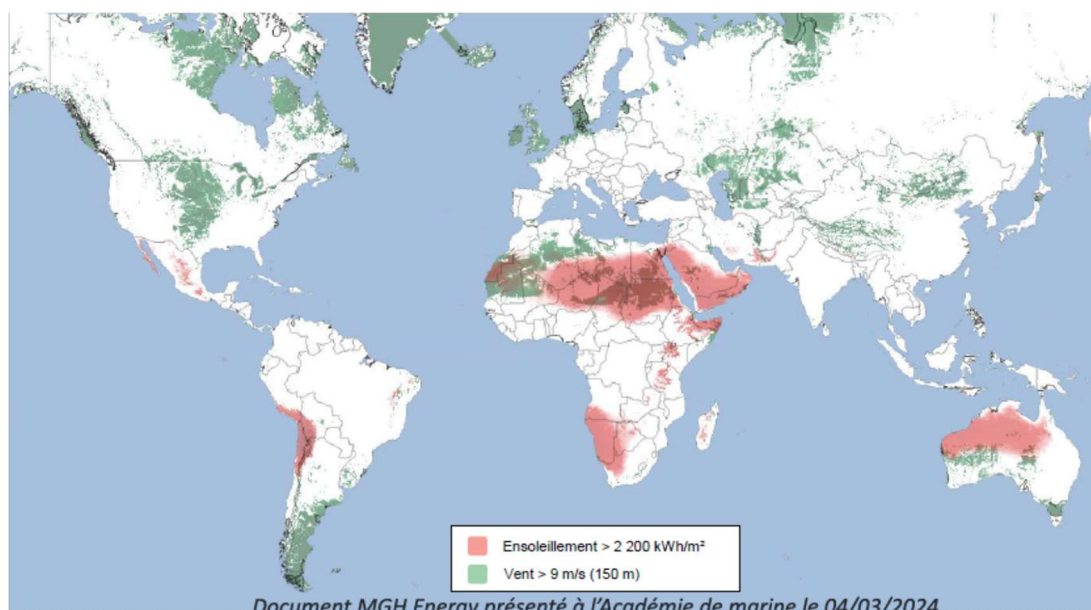
Il s'agit là, contrairement au dispositif IRA, d'une aide à la consommation qui ne distingue pas l'origine des carburants de synthèse. De ce fait, le dispositif, si le montant des pénalités collectées était élevé, pourrait d'une certaine manière contribuer à offrir une rente aux pays exportateurs (cf. 3-3-10-1 et annexe au chapitre 4 sur les pays possibles) car ceux-ci vendraient leurs carburants de synthèse à un prix relevé du fait des pénalités croissantes. Dans ce cas, il conviendrait que les revenus des pénalités puissent subventionner les producteurs européens de carburants de synthèse, ce qui fera baisser le prix des e-carburants produits en France et en Europe et équilibrera la compétitivité des productions européennes par rapport aux productions concurrentes extra-européennes.

Enfin, les Etats européens concernés pourront utiliser ces recettes pour faciliter la construction d'installations de soutage appropriées ou d'infrastructures d'alimentation en électricité à quai dans les ports, ainsi que le déploiement des technologies innovantes permettant d'obtenir des réductions significatives des émissions.

¹¹² Lors des assises de l'économie de la mer qui se sont déroulées à Bordeaux, le ministre de la Mer Fabrice Loher a confirmé que les recettes du SEQE dévolues à la France estimées aujourd'hui entre 170 et 400 M€ par an seront en partie affectées à la décarbonation du secteur- source : Adeline Descamps JMM du 21 novembre 2024

Annexe au chapitre 4

MGH a présenté au groupe de travail une carte qui illustre les zones géographiques dans le monde qui disposent soit d'un fort potentiel éolien terrestre (vent supérieur à 9m/s), soit d'un potentiel d'énergie solaire (ensoleillement supérieur à 2200 KWh/m²). Cette carte est à interpréter avec précaution, car elle est à très petite échelle, et des pays au potentiel prometteur, comme nombre des pays d'Afrique mentionnés au 3-3-10-1, ne figurent pas dans cette vision très globale.



5. Les atouts de la France comme puissance maritime

5.1 Un littoral et une zone économique exclusive de tout premier plan

Le littoral français métropolitain mesure environ 5 850 km, auxquels s'ajoutent 14 500 km pour les DROM (départements et régions d'Outre-mer) et les COM (Collectivités d'Outre-mer) confondus. La France est présente sur tous les continents et océans grâce à ses territoires ultramarins, avec une zone économique exclusive (ZEE) de plus de 11 millions de km², soit la deuxième au monde derrière les États-Unis.

Le territoire français est accessible grâce à un ensemble portuaire qui comporte trois portes d'accès internationales (Haropa port, Marseille-Fos et Dunkerque), ainsi que sept autres grands ports maritimes (GPM), trois en métropole (Nantes Saint-Nazaire, La Rochelle et Bordeaux) et quatre en Outre-mer (La Martinique, La Guadeloupe, La Réunion et La Guyane), maillés avec un ensemble de plus de 500 ports décentralisés (notamment Boulogne-Calais, Dieppe, Fécamp, Ports Normands associés, les ports bretons de Saint-Malo, de Saint-Brieuc, de Brest, et de Lorient, de Bayonne, de Toulon et de Sète...).

5.2 L'industrie navale

Le territoire français compte aussi des chantiers navals très performants sur des marchés de niche, comme ceux des navires de croisière, ou des membranes cryogéniques pour le GNL.

L'industrie navale trouve sa force dans la dualité de ses marchés civils et militaires, ainsi que dans la diversité des usages maritimes (course au large, plaisance, pêche, commerce, service, énergies marines renouvelables). Les marchés militaires sont en effet un apport important pour les chantiers navals.

En 1980, 80% des navires sous pavillon français étaient construits en France. En opposition, en 2020, c'est moins de 10 % qui ont été construits en France.

La récente publication de la cartographie des zones prioritaires pour l'éolien en mer a confirmé l'ambition de l'État d'atteindre 18 GW en 2035. Il y aura une association entre la technologie des éoliennes « posée » et « flottante ». Le développement dans les Energies Marines Renouvelables (EMR) va profondément impacter l'industrie navale française, avec l'arrivée, déjà entamée, d'une nouvelle flotte et de nouveaux armateurs sur nos côtes. Les Chantiers de l'Atlantique se sont positionnés sur la fabrication de sous-stations électriques et les ports français seront sollicités pour participer à l'installation et à la maintenance de ces installations en mer.

L'industrie parapétrolière française et celle étrangère, présentes en France, ont développé des savoir-faire sur les travaux offshore qui les placent en situation favorable pour développer l'éolien offshore. Les innovations irriguent l'ensemble des marchés et des synergies se créent notamment pour relever le défi de la décarbonation, et pour accroître la production corrélative d'hydrogène.

5.3 Le réseau des ports français et leurs zones industrialo-portuaires

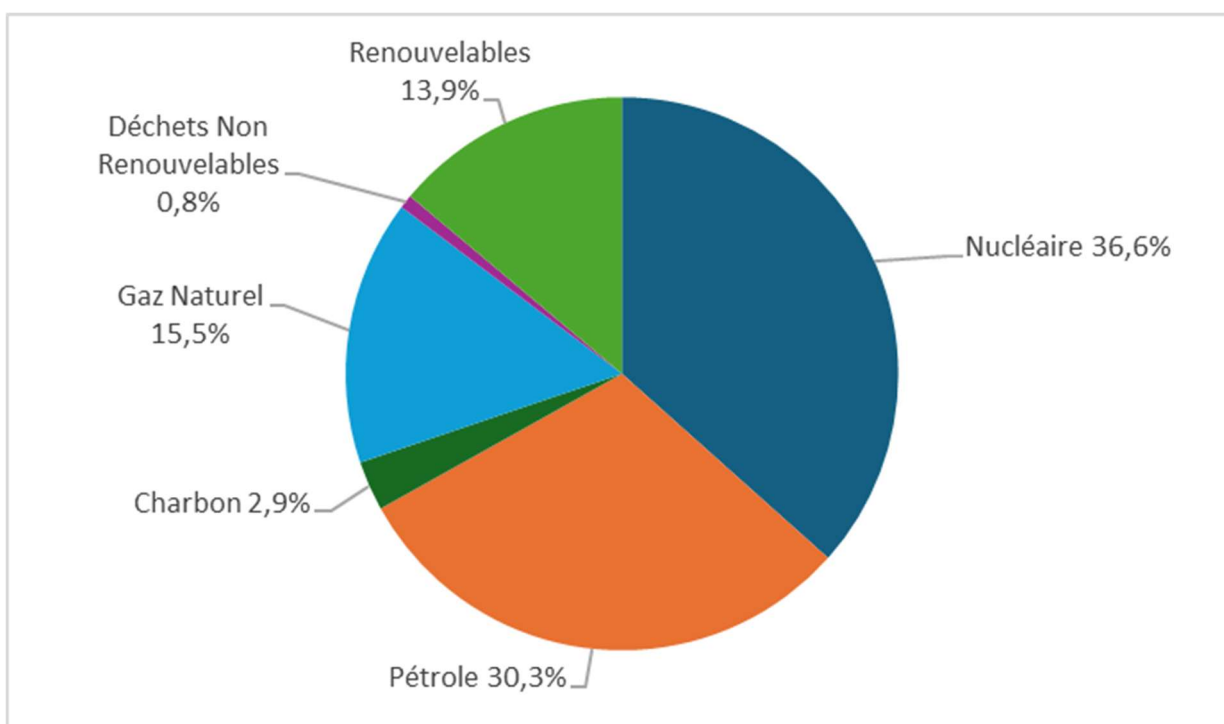
Le réseau des ports français et son maillage vers l'hinterland via des oléoducs, gazoducs et des réseaux de transport de surface massifiés (fer, fleuve) permettent de distribuer aisément les carburants décarbonés, tandis que le réseau électrique à haute tension facilitera la production d'hydrogène, ou permettra de satisfaire les besoins industriels des zones industrialo portuaires. En effet, les trois principales zones industrialo-portuaires de Fos-sur-Mer avec la vallée du Rhône, du Havre et de Rouen sur la basse Seine et de Dunkerque comptent des acteurs industriels importants de taille mondiale (sidérurgie, chimie, énergie, automobile...).

Les zones portuaires sont également privilégiées non seulement pour la production et le stockage d'hydrogène mais également pour le stockage de CO₂ ou d'autres carburants alternatifs.

Les réseaux de transport électrique, de transport de surface et de transports de commodités devront être adaptés pour répondre aux nouvelles demandes des ports et des zones industrielles.

5.4 Le mix énergétique et le nucléaire

La consommation d'énergie primaire reposait¹¹³ en 2023 sur l'énergie nucléaire pour 36,6 % et sur les ENR pour 13,9 % ce qui revient à dire que plus de 50% de cette consommation est déjà décarbonée.



De plus, si l'on se concentre sur le mix électrique proprement dit¹¹⁴, il est quant à lui déjà décarboné à plus de 92% : 71% pour le nucléaire et 21,5% pour les énergies renouvelables.

¹¹³ Source Chiffres clefs de l'énergie 2024

¹¹⁴ Source RTE

Electricité sans CO2 92.1%		
Energie Nucléaire 70.6%	Energies Renouvelables 21.5%	Energies Thermiques (Gaz, Fioul, Charbon) 7.9%

Les perspectives de RTE pour 2050 donnent un mix électrique totalement décarboné, avec un large recours aux énergies marines renouvelables, l'objectif de la France étant tout d'abord de parvenir à 33% de production d'énergies renouvelables en 2030. Ceci implique en particulier d'accroître sensiblement la production d'énergies marines renouvelables, en essayant d'atteindre une puissance installée de 40-45 GW d'énergie éolienne offshore, notamment en développant une filière industrielle d'éoliennes flottantes.

Tout cela offre à la France et aux industriels de la mer, un avantage stratégique précieux qu'il convient de consolider et de développer à grande échelle.

Cela étant, le groupe de travail observe également que :

Si le mix électrique décarboné de la France est incontestablement un atout pour la production électrique en Europe (la France a exporté en 2024 un record de 89 TWh d'électricité, alors que le record précédent était de 77 TWh en 2002¹¹⁵), il ne permet pas pour le moment de produire des carburants de synthèse à un coût compétitif, si bien qu'il faut que **la France travaille simultanément sur les deux politiques de développement de production de carburants de synthèse au niveau national, de façon à accroître significativement sa souveraineté énergétique, mais aussi parallèlement pour sécuriser ses approvisionnements en carburants de synthèse importés.**

¹¹⁵ RTE 2 janvier 2025 : <https://www.rte-france.com/actualites/france-battu-record-exports-nets-electricite-2024>

6. Production domestique ou importations

Dans le contexte actuel marqué par une très forte instabilité géopolitique et par des tensions internationales majeures, la question de la souveraineté énergétique tant nationale qu'européenne, est essentielle. Le programme nucléaire des années 70 et 80 n'a-t-il d'ailleurs pas été une réponse à la très forte croissance des prix du pétrole provoquée par les deux chocs pétroliers de 1973 et de 1979 ? La décarbonation de l'économie pourrait offrir à la France la possibilité de réduire sa dépendance énergétique et de recouvrer en partie sa souveraineté énergétique.

Les réflexions développées au chapitre 3-3-10-2 par le groupe de travail illustrent que les projections actuelles réalisées par RTE, une production d'e-carburants de 50% sur le territoire national semble possible sur la base de la nouvelle courbe de référence de RTE avec quelques ajustements et sous réserve d'études complémentaires. Cependant les moyens à mettre en œuvre pour y parvenir seront importants. Cela étant, vu les incertitudes qui accompagnent ces projections, la France devra se tourner vers l'étranger pour satisfaire une partie de ses besoins en carburants alternatifs. C'est notamment le cas des carburants de synthèse, dans la mesure où les bio-carburants ne peuvent représenter à l'horizon 2040-2050, qu'une fraction minoritaire des carburants nécessaires au transport maritime.

S'il est compréhensible que les grandes priorités en matière de décarbonation concernent l'industrie, en particulier celle localisée dans les ports, qui à elles seules, représentent la moitié des émissions industrielles du pays, se limiter à ce constat condamne de facto le secteur maritime français à une future dépendance énergétique. Le groupe de travail s'est donc penché sur la possibilité de redresser cette tendance dommageable pour le secteur maritime français.

6.1 Equilibre des productions domestiques et des importations

Un premier constat assez simple consiste à rappeler que les ports français doivent être en mesure de fournir des carburants décarbonés et faciliter l'accueil sur leur territoire industrialo-portuaire d'unités de production de carburants alternatifs, par exemple en facilitant la mutualisation du gaz carbonique comme commodité nécessaire à la production de certains de ces carburants.

Le second constat du groupe de travail consiste à se demander comment seront produits ces nouveaux carburants durables.

- si on suppose que la production se situera en France, par exemple avec des électrolyseurs sur certaines places portuaires, la production domestique de carburants durables à partir d'énergie nucléaire et renouvelable aura pour effet de relancer l'industrialisation française et de diminuer son taux de dépendance. Toutefois, cela n'empêchera pas, dans ce secteur d'activité très international, de recourir aux importations, ce d'autant plus que nous avons montré que la production d'électricité en France ne devrait pas suffire à couvrir les besoins en électricité liés à la production de carburants de synthèse.

- si l'on considère l'importation, il conviendra de distinguer deux approches pour l'importation :

a) acheter sur un marché ouvert une partie des productions assurées par des investisseurs tiers, privés ou publics.

b) encourager en cohérence avec les enjeux de sécurité d’approvisionnement, des investissements privés nationaux dans la production de carburants durables à l’étranger. Cette approche stratégique requiert donc une politique de ciblage des partenariats et des zones géographiques à fort potentiel, ainsi que des analyses détaillées de rentabilité pour chaque projet envisagé.

Le ratio entre production domestique et importations devra être piloté en fonction des intérêts vitaux de la France et de ses moyens.

A ce sujet, il est utile de faire référence à la feuille de route de l’Académie des technologies¹¹⁶ laquelle insiste sur deux points :

- *Renforcer significativement le mix électrique décarboné français car il permet non seulement d’assurer le niveau de production domestique mais il offre une grande attractivité pour des investissements étrangers en mal de ressources énergétiques bas carbone. De plus, il n’y a pas de risque de surinvestissement car les pays limitrophes seront durablement importateurs d’électricité décarbonée.*
- *Maîtriser un premier palier d’industrialisation domestique pour la production de carburants durables. Les investissements associés à ce premier palier, doivent être identifiés et concrétisés.*

Compte tenu de ces considérations et des réflexions menées, le groupe de travail préconise de :

1/ développer sans tarder, en s’appuyant sur la réglementation européenne, des paliers industriels domestiques pour produire des carburants alternatifs. Pour cela les mécanismes de financement doivent identifier et mettre en place des pénalités permettant d’assurer ce développement.

2/ considérer également, eu égard au fait que la souveraineté énergétique ne pourra pas être totale, la meilleure façon de couvrir par l’importation les besoins complémentaires. Le groupe a identifié des zones géographiques de production privilégiées et encouragé les études et les actions diplomatiques pour sécuriser les importations de l’étranger.

Au-delà de ces considérations, la question du coût et de la formation des prix des carburants a donné lieu à un débat intense au sein du groupe de travail, ce qui est développé dans le chapitre 6.2.

6.2 Discussion sur les coûts des carburants alternatifs et sur la formation des prix de marché

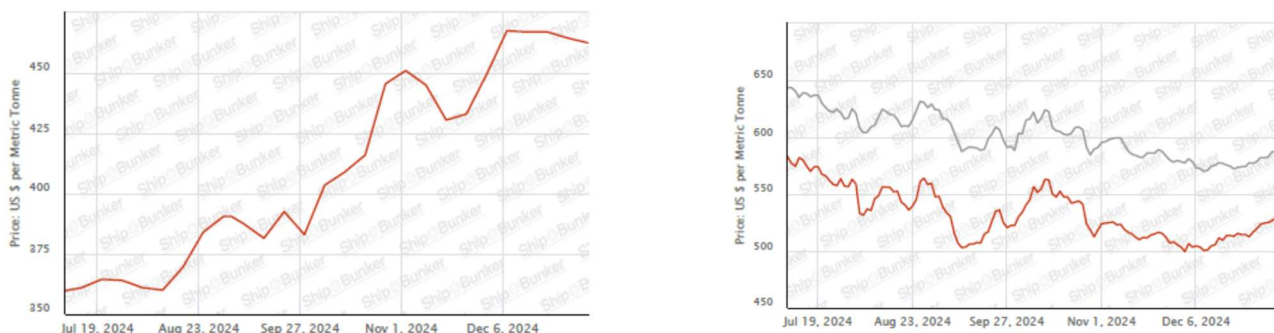
Concernant les **coûts des carburants**, le groupe de travail a estimé que ce sujet est essentiel et peut induire des conséquences importantes sur la stratégie des investisseurs et impacter profondément l’ensemble des activités maritimes. Il a considéré deux approches possibles. Cette discussion apporte des éléments complémentaires au 4.4.

¹¹⁶ Académie des technologies – Feuille de route vers la production des e-carburants-septembre 2023

Comparer les coûts de production est essentiel pour les producteurs d'énergie, car cela influence leurs choix d'investissement. En particulier, ils comparent les coûts des différentes technologies pour produire des carburants alternatifs, afin d'identifier celles qui sont les moins chères. Mais ce critère ne suffit pas : ils doivent aussi s'assurer que ces carburants pourront être vendus sur le marché. La vente dépend du prix auquel l'énergie peut être proposée, appelé prix d'accès, qui joue le rôle d'arbitre entre producteurs et acheteurs (comme les armateurs, ports, États, etc.). Ce prix est donc déterminant dans la décision d'investir.

Pour les consommateurs (armateurs, ports, États), la discussion portera également in fine sur le prix d'accès. Quelle que soit la filière technologique, durant quelques dizaines d'années (période de transition), les e-carburants devraient être en situation de pénurie par rapport aux besoins globaux. **Sans régulation**, en laissant les forces du marché régenter les relations entre acheteurs et vendeurs, les **prix seront spéculatifs** et sans rapport avec les coûts de production des e-carburants. Les pays producteurs, ou leur cartel, imposeront leurs prix et choisiront leurs clients. La seule manière de circonvenir les forces du marché est de **mettre en place une régulation**. Le shipping mondial dispose de plusieurs cadres réglementaires (Fuel EU Maritime, la stratégie de l'OMI, des réglementations américaines, etc.). Toute la question est de parvenir à leur donner une portée mondiale.

Un exemple parlant de la volatilité actuelle des prix de marché des soutes est donné à l'aide des deux graphiques¹¹⁷ ci-dessous, celui de gauche donnant le cours du méthanol, tandis que celui de droite donne le prix du VLSFO (à Rotterdam et en moyenne pour 20 grands ports mondiaux) :



Force est de constater que sur la période du 9 juillet 2024 au 8 janvier 2025, le prix du méthanol progresse de 360 à 465 USD/tonne, tandis que le prix des soutes VLFSO sur la moyenne des 20 ports majeurs baisse de 650 USD/tonne à 590 USD/tonne et pour Rotterdam de 580 à 535 USD/tonne.

Comme tout grand changement technologique, le développement des carburants alternatifs (biocarburants et carburants de synthèse) repose sur deux hypothèses : durant une période de transition de quelques dizaines d'années, ils seront rares et leur coût de production (donc leur prix d'accès) sera plus élevé que celui de leurs homologues fossiles. Si on laisse faire les lois du marché, aucun acteur économique n'a donc intérêt à opter pour les carburants alternatifs. D'autant plus que le marché des hydrocarbures est un milieu cartellisé où les intervenants (acheteurs et vendeurs) opèrent depuis très longtemps et y occupent des positions dominantes : ils ont amorti depuis longtemps le plus grand nombre de leurs usines ou de leurs navires et exercent une pression irrésistible

¹¹⁷ Source : <https://shipandbunker.com/prices/emea/nwe/nl-rtm-rotterdam#MEOH> et <https://shipandbunker.com/prices/emea/nwe/nl-rtm-rotterdam#VLSFO>

à la baisse sur les prix d'accès de solutions alternatives. Cette pratique est commune à tous les marchés d'infrastructure, celui de l'énergie étant l'un des plus importants.

L'une des seules solutions dont dispose les pouvoirs publics lorsqu'ils constatent que l'intérêt des acteurs d'un marché ne converge plus avec ceux de la collectivité, est de **réglementer le marché**.

Constatant que les forces du marché ne permettraient pas de réduire les émissions de carbone, **l'Europe** (et peut-être à terme l'OMI) a décidé que les transactions entre les acteurs du maritime seraient régulées. C'est dans ce cadre que les différents acteurs vont devoir maintenant agir : sous la contrainte de la régulation ils vont être amenés à prendre des décisions qui ne sont pas contraires à l'intérêt général, tout en leur permettant d'optimiser leur intérêt économique. **Le pivot du mécanisme est le montant des pénalités que devront acquitter les acteurs** qui ne se conformeront pas à la réglementation (la difficulté des régulateurs étant de trouver le juste montant de la pénalité). Ce montant est celui qui incite à agir dans le sens de l'intérêt collectif sans pour autant provoquer un effet d'aubaine chez les acteurs économiques (vendeurs et/ou acheteurs). La grande vertu de la pénalité est qu'elle induit automatiquement un équilibre du prix d'accès. Par exemple, pour les armateurs, le prix d'accès d'équilibre est le montant de la pénalité auquel s'ajoute le prix de la soute fossile. En effet, si les producteurs proposent des carburants alternatifs à un prix supérieur au prix d'équilibre, les armateurs préféreront payer la pénalité et le montant de la soute fossile. S'ils trouvent du carburant alternatif à un prix inférieur au prix d'équilibre, ils achèteront ce carburant. Ainsi, dans un marché régulé, il ne peut y avoir de spéculation ni d'envolée des prix.

Reste à savoir si l'Europe restera isolée dans cet effort de régulation. En effet ont été soumises à l'OMI bien d'autres formes de régulation que celles contenues dans la réglementation Fuel EU maritime. Par ailleurs, les Etats-Unis ont privilégié un crédit d'impôt avec l'IRA et la Chine¹¹⁸, qui représentera l'autre acteur majeur du marché des carburants de synthèse à terme. a proposé à l'OMI en 2022 (cf. 4-1-1) ; de concert avec l'Argentine, le Brésil, l'Afrique du Sud et les Emirats Arabes-Unis un mécanisme de taxation remise.

Recommandation 17 au SGAE et à la DGAMPA

Obtenir que l'OMI fixe la règle du jeu en termes soit de pénalités, selon les modalités actuelles du Règlement Fuel EU maritime, soit selon un autre mécanisme permettant de faciliter le recours progressif aux carburants alternatifs.

Au terme de ces réflexions, le groupe de travail considère qu'il n'est pas possible de piloter finement la répartition des productions domestique et internationale, mais que l'orientation générale doit tendre à favoriser le recouvrement de la souveraineté énergétique à 50 % au moins pour le maritime.

Compte tenu du fait que les coûts de production en Europe seront supérieurs à ceux des zones les plus favorisées d'Afrique ou d'Australie, cela revient à dire qu'il faudra orienter les revenus de la taxation et de la pénalisation des carburants fossiles vers la subvention du développement et de la production de carburants alternatifs. La production européenne de ces carburants devra être organisée en un marché unique garantissant une égalité d'accès des différents pays membres à cette production.

¹¹⁸ Journal de la Marine Marchande- Adeline Descamps. 25 avril 2022- <https://www.actu-transport-logistique.fr/journal-de-la-marine-marchande/shipping/la-chine-a-soumis-a-lomi-son-plan-de-decarbonation-du-transport-maritime-74869>

Les importations extra-européennes qui s'avèreront indispensables en complément de la production continentale devront être gérées de façon collective dans le fort contexte de tension internationale par une action diplomatique et une politique d'investissements larges et diversifiées.

Les autres recommandations suivantes en découlent :

Recommandation 18 à l'Etat

18-1) Rechercher les possibilités de production nationale de carburants alternatifs pour le secteur maritime en visant de satisfaire au moins 50% des besoins de soutage dans les ports français et au besoin en mutualisant ces besoins avec ceux de l'aérien comme pour certaines raffineries actuelles.

18-2) Veiller à ce que les revenus provenant des pénalités servent à subventionner les producteurs français de carburants de synthèse.

18-3) Poursuivre les travaux nationaux permettant de retenir un catalyseur capable de produire de façon économique de l'e-diesel dans les réactions chimiques associées à la production d'e-kérosène ainsi que ceux menés sur les électrolyseurs à haut rendement et sur les lignes de production des carburants de synthèse

18-4) Mener pour les importations une diplomatie des carburants de synthèse¹¹⁹ qui s'appuie sur une base d'études de risques-pays, qui recherche des accords d'état à état de long terme avec conditions de réciprocité et qui aide les investisseurs français à sécuriser les meilleures ressources de carburants de synthèse dans les pays les plus productifs et les moins risqués.

¹¹⁹ Du même type que celle que celle développée dans les années 20 avec le pétrole, marquée par la création en 1921 de la CFP, Compagnie Française des Pétroles, dont est issu Total-Energies.

7. Récapitulatif de l'ensemble des recommandations préconisées

Recommandations du chapitre 1 pour les ports

Recommandation 1 à la DGITM

Recueillir régulièrement les données relatives au volume annuel des soutes chargées dans chacune des trois portes d'entrée internationales que sont Haropa Le Havre et Rouen, Marseille-Fos et Dunkerque, voire de préférence dans l'ensemble des ports français, et par nature de carburant chargé tout au long du processus de transition énergétique.

Recommandation 2 à la DGITM

Actualiser la prospective portuaire à l'horizon 2050 telle qu'elle a été réalisée lors de la mise au point de la stratégie nationale portuaire pour mieux tenir compte de l'évolution structurelle des trafics liés à la décarbonation de l'économie et à la réindustrialisation.

Recommandation 3 à la DGAMPA et à la DGITM

Compléter le travail mené par le Citepa sur l'actualisation du calcul des émissions du transport maritime domestique en métropole par celles des émissions des Outre-mer français de l'UE.

Recommandation 4 au Citepa en liaison avec la DGAMPA et la DGITM

Déterminer si les données actuelles des déclarations de la CCNUCC permettent ou non d'évaluer les émissions des méthanières et, plus généralement si le soutage GNL est décompté dans les soutes maritimes des autres pays.

Recommandation 5 à la DGITM et à l'UPF

Veiller à ajuster les droits de port, comme l'ont déjà fait certains ports européens, pour favoriser davantage l'accueil des navires verts et le soutage des carburants alternatifs en France.

Recommandations du chapitre 2 sur les sujets européens

Recommandation 6 au CMF et à la DGAMPA

Créer une alliance européenne du secteur maritime, à l'image de l'AZEIA pour le secteur aérien (Alliance for Zero Emission Aviation) pour mieux le structurer face aux enjeux de décarbonation.

Recommandation 7 au SGAE

Obtenir au niveau européen de pouvoir compléter les mesures de décarbonation de la propulsion du secteur maritime par :

- la production d'hydrogène et de carburant de synthèse à partir d'électricité d'origine nucléaire (Pink Hydrogen)*
- la propulsion nucléaire lorsque la maturité en sera avérée*

Recommandation 8 au SGAE

Organiser le soutien à la Recherche, Développement et Innovation au niveau européen, ainsi que le soutien à l'innovation (BEI (Banque européenne d'investissement), PIIEC (projets importants d'intérêt européen commun-IPCEI en anglais)), en garantissant le soutien aux industriels et acteurs européens pour la production et le déploiement de carburants alternatifs.

Recommandations du chapitre 3

Recommandation 9 au SGPE, à la DGEC, à la DGITM

Dans la perspective probable où le CO2 deviendrait rapidement une commodité négociée, la France devrait mettre en place un système industriel de captage, transport et stockage du CO2, notamment dans les ports et dans leur hinterland et œuvrer pour qu'un système de dématérialisation du commerce de CO2 biogénique (garantie d'origine, quotas, traçage) soit mis en place tant au niveau européen que mondial (voire a minima en périphérie de l'Europe).

Recommandation 10 à la DGAMPA

Favoriser et encourager financièrement le développement et la structuration de la filière vélique en France compte tenu des savoir-faire industriels développés à ce sujet et reconnus au plan international

Recommandation 11 au SGPE

Orienter la répartition de l'offre d'e-carburant maritime de façon que la part importée soit inférieure à la part produite en France, grâce à l'émergence d'une filière française, pour atteindre une forme de souveraineté énergétique.

Recommandation 12 à l'Etat sur la propulsion nucléaire

12-1 Se fondant sur l'expertise française sur la propulsion nucléaire navale, procéder aux analyses systémiques nécessaires (réglementaire, sécurité, sociétal, etc...) des implications de cette propulsion aux navires civils et à leur accueil dans les ports et dans leur navigation en haute mer.

12-2 Participer activement à l'élaboration des règlements au niveau européen et mondial.

Recommandation 13 à la DGITM, à l'UPF, à l'APMT ainsi qu'au SID sur l'accueil des navires dans les ports

Initier une étude de faisabilité visant à évaluer les conditions et la faisabilité d'un accueil de porte-conteneurs à propulsion nucléaire en associant notamment CEA-Tech dans un port civil ou dans une installation flottante dédiée offshore

Recommandation 14 à la DGITM et à la DGAMPA

Tout en prévoyant le déploiement d'équipements de liquéfaction, de stockage tampon et de regazéification du CO2, envisager de façon plus large leur adaptation aux installations des différents types de carburants alternatifs (e-méthanol, e-ammoniac, e-GNL, e-GPL).

Recommandations du chapitre 4

Recommandation 15 à l'Etat

1/ Etudier la mise en place d'un modèle de contrat de long terme (15 ans) pour les transactions sur les carburants. Contrats de type « take or pay » dont les prix sont fixés par les parties durant 15 années, assorties de conditions contractuelles spécifiques aux parties.

2/Réfléchir à la mise en place d'un fonds de garantie couvrant le risque de défaillance des parties signataires de ces contrats de long terme (couverture du risque de contrepartie).

Recommandation 16 au SGPE et au MEAE

Obtenir de la Commission européenne le plus rapidement possible la décision finale d'appliquer ou non le sous-objectif de 2% d'incorporation de RFNBO sans attendre 2034.

Recommandations du chapitre 6

Recommandation 17 au SGAE et à la DGAMPA

Obtenir que l'OMI fixe la règle du jeu en termes soit de pénalités selon les modalités actuelles du Règlement Fuel EU maritime, soit selon un autre mécanisme permettant de faciliter le recours progressif aux carburants alternatifs.

Recommandation 18 à l'Etat

18-1) Rechercher les possibilités de production nationale de carburants alternatifs pour le secteur maritime en visant de satisfaire au moins 50% des besoins de soutage dans les ports français et au besoin en mutualisant ces besoins avec ceux de l'aérien comme pour certaines raffineries actuelles.

18-2) Veiller à ce que les revenus provenant des pénalités servent à subventionner les producteurs français de carburants de synthèse.

18-3) Poursuivre les travaux nationaux permettant de retenir un catalyseur capable de produire de façon économique de l'e-diesel dans les réactions chimiques associées à la production d'e-kérosène ainsi que ceux menés sur les électrolyseurs à haut rendement et sur les lignes de production des carburants de synthèse

18-4) Mener pour les importations une diplomatie des carburants de synthèse¹²⁰ qui s'appuie sur une base d'études de risques-pays, qui recherche des accords d'état à état de long terme avec conditions de réciprocité et qui aide les investisseurs français à sécuriser les meilleures ressources de carburants de synthèse dans les pays les plus productifs et les moins risqués.

*
* *

Le groupe de travail qui a élaboré ce rapport est constitué d'Alain Bovis, de Christian Dugué, de Bernard Gindroz, de Jean-Michel Germa, de Pierre de Livois, de Bernard Mazuel, de Geneviève Mouillerat pour l'Académie de marine, de Geoffroy Caude et de Luc Gillet pour les membres auditeurs de l'Académie de marine.

¹²⁰ Du même type que celle développée dans les années 20 avec le pétrole, marquée par la création en 1921 de la CFP, Compagnie Française des Pétroles, dont est issu Total-Energies.