

**Corridor maritime vert : Un agenda de
décarbonation du transport maritime et
portuaire du système Saint-Laurent**

Rapport d'étape

**Décarbonation du transport maritime : examen
systématique des carburants de remplacement
et des technologies vertes**

**Brian Slack
Uyen Phuong Nguyen
Serge Novikov
Claude Comtois**

Mai 2024

Bureau de Montréal

Université de Montréal
C.P. 6128, succ. Centre-Ville
Montréal (Québec) H3C 3J7
Tél : 1-514-343-7575
Télécopie : 1-514-343-7121

Bureau de Québec

Université Laval,
2325, rue de la Terrasse,
Pavillon Palais-Prince, local 2415
Québec (Québec) G1V 0A6
Tél : 1-418-656-2073
Télécopie : 1-418-656-2624

Corridor maritime vert : Un agenda de décarbonation du transport maritime et portuaire du système Saint-Laurent †

Rapport d'étape

Décarbonation du transport maritime : examen systématique des carburants de remplacement et des technologies vertes

Brian Slack, Uyen Phuong Nguyen, Serge Novikov, Claude Comtois*

Centre interuniversitaire de recherche sur les réseaux d'entreprise, la logistique et le transport (CIRRELT), Université de Montréal

Résumé. Résumé. Les réglementations internationales et nationales obligent l'industrie maritime à une réduction significative de ses émissions de GES à l'horizon 2050. Pour atteindre cet objectif l'industrie mondiale du transport maritime dispose essentiellement de deux options : remplacer le mazout lourd qui propulse les navires et qui alimente leurs opérations portuaires depuis plus d'un siècle par des carburants de remplacement; ou améliorer l'efficacité des opérations des navires et des ports et exploiter les innovations hors combustibles qui réduiraient les émissions de GES. Les deux approches ne sont pas mutuellement exclusives, mais doivent être examinées séparément dans le but de faciliter les comparaisons. L'étude présente les principales options de décarbonation disponibles pour l'industrie maritime. La démarche commence par un examen de la flotte et des trafics sur le système laurentien. Puis, elle met l'accent sur un examen de l'avitaillement des navires en carburant marin. Suivra une évaluation des carburants de remplacement. S'ensuit une analyse du potentiel des batteries pour le transport maritime. Enfin, les mesures techniques et opérationnelles de réduction des émissions de GES sont examinées.

Mots-clés : Décarbonation, transport maritime, carburant de remplacement, gaz à effet de serre

† Cette recherche a été réalisée dans le cadre des activités du programme PLAINE du Réseau Québec Maritime (RQM)

Results and views expressed in this publication are the sole responsibility of the authors and do not necessarily reflect those of CIRRELT.

Les résultats et opinions contenus dans cette publication ne reflètent pas nécessairement la position du CIRRELT et n'engagent pas sa responsabilité.

*Auteur correspondant : claudio.comtois@umontreal.ca

Dépôt légal – Bibliothèque et Archives nationales du Québec
Bibliothèque et Archives Canada, 2024

© Slack, Phuong Nguyen, Novikov, Comtois et CIRRELT, 2024

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES TABLEAUX	iii
LISTE DES FIGURES	iii
1. INTRODUCTION	1
1.1. Mise en contexte	1
1.2. Objectif	1
1.3. Méthodologie	2
1.4. Données	2
2. FLOTTE ET TRAFIC MARITIME SUR LE SYSTÈME SAINT-LAURENT	2
3. APPROVISIONNEMENT DES NAVIRES EN COMBUSTIBLE	4
4. CARBURANTS DE REMPLACEMENT	7
4.1. Caractéristiques physiques des carburants de remplacement	7
4.1.1. Gaz naturel liquéfié (GNL)	7
4.1.2. Méthanol	9
4.1.3. Biocarburants	10
4.1.4. Hydrogène	12
4.1.5. Ammoniac	14
4.1.6. Sommaire	16
4.2. Caractéristiques non-physiques des carburants de remplacement	17
4.2.1. Prix des carburants de remplacement	18
4.2.2. Disponibilité des carburants de remplacement	20
4.2.3. Enjeux réglementaires	24
4.3.4. Avitaillement	25
4.3.5. Typologie des navires	26
5. BATTERIES	27
6. MESURES TECHNIQUES ET OPÉRATIONNELLES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO ₂	30
6.1. Améliorer l'ingénierie et la conception des navires	30
6.2. Augmenter l'efficacité des services et des opérations des navires	31
6.2.1. Navigation à vitesse réduite	32
6.2.2. Planification du trajet des navires	32
6.2.3. Gestion du temps d'escale	33
6.3. Captage du carbone	34
6.4. Énergie éolienne	38
6.5. Électrification à quai	39
7. SOMMAIRE ET CONCLUSIONS	42
8. RÉFÉRENCES	45

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. Distribution de la flotte sur le système Saint-Laurent, 2021	3
Tableau 2. Mouvements sur le système Saint-Laurent par type de navires, 2021	3
Tableau 3. Navires avitaillés à Montréal et à Québec, 2022	5
Tableau 4. Avitaillement par type de carburant et type de navire aux ports de Montréal et de Québec, 2022 (tonne)	6
Tableau 5. Valeur calorifique, densité énergétique et émissions de CO ₂ de carburants de remplacement	16
Tableau 6. Prix au comptant des carburants de remplacement, 2023	18
Tableau 7. Fluctuations du prix des carburants, 2013-2023 (\$/tonne)	18
Tableau 8. Producteurs de carburants de remplacement de l'Est du Canada, 2023	21
Tableau 9. Projets de carburants de remplacement de l'Est du Canada, 2023	23
Tableau 10. Électrification à quai dans le monde, 2017	40

LISTE DES FIGURES

Figure 1. Enjeux de stockage des carburants sur un navire, 2022	17
Figure 2. Nombre de navires avec épurateur, 2007-2023	37
Figure 3. Potentiel de réduction des émissions de CO ₂ en fonction de cinq catégories de mesures, 2007	43

1. INTRODUCTION

1.1. Mise en contexte

Les dépenses énergétiques sont un facteur déterminant de l'activité de l'industrie maritime. La consommation énergétique des navires varie en fonction de plusieurs facteurs dont la taille et le type de navire, le tirant d'eau et l'assiette du navire, le type de moteur et d'hélice, la configuration de la coque, la vitesse du navire, le nombre de jours en mer et au port et le type de carburant utilisé (Caughlan, 2016; Bannstrand *et al*, 2016). De façon générale, les systèmes de propulsion et les machines auxiliaires sont les principaux consommateurs de combustible. Ces engins peuvent être responsables de 82 % de la demande énergétique d'un navire (Aijjou *et al*, 2019). Les systèmes de production d'électricité, les installations de génération de vapeur et les dispositifs de refroidissement comptent pour moins de 20 % des besoins énergétiques.

À l'évidence, la consommation énergétique de l'industrie maritime est liée à des incidences environnementales négatives. En 2018, le transport maritime international et domestique compte pour 1 076 Mt d'émissions de gaz à effet de serre (GES) en équivalent dioxyde de carbone. Cela représente 2,89 % du total des émissions anthropiques mondiales de CO₂ (IMO, 2021a; 2021b). En 2018, l'OMI adoptait une stratégie de réduction des émissions de carbone provenant des navires sous deux volets. Le premier consiste à réduire les émissions de CO₂ par activité de transport, en moyenne pour l'ensemble des transports maritimes internationaux, d'au moins 40 % d'ici à 2030, en poursuivant l'action menée pour atteindre 70 % d'ici à 2050, par rapport à 2008. Le second vise à réduire le volume total d'émissions annuelles de GES par tonne de marchandise de 50 % sous le niveau 2008 à l'horizon 2050 et, éventuellement une décarbonation complète du secteur (IMO, 2018). Par ailleurs, les accords mondiaux sur le changement climatique soulignent l'importance de maintenir l'augmentation de la température moyenne mondiale en dessous de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels et de poursuivre des actions pour limiter l'élévation de la température à 1,5°C (UNFCCC, 2016). Les trajectoires qui limitent le réchauffement global à 1,5°C sans dépassement supposent une réduction des émissions de CO₂ jusqu'en 2030 et au-delà en vue d'atteindre l'objectif de neutralité carbone en 2050. Ces objectifs réglementaires astreignent l'industrie du transport maritime à réduire ses émissions de GES.

1.2. Objectif

L'objectif central de cette étude consiste à établir une feuille de route pratique concernant la façon pour l'industrie maritime et portuaire du système Saint-Laurent d'atteindre la carboneutralité.

Pour atteindre cet objectif l'industrie mondiale du transport maritime dispose essentiellement de deux options : remplacer le mazout lourd qui propulse les

navires et qui alimente leurs opérations portuaires depuis plus d'un siècle par des carburants de remplacement; ou améliorer l'efficacité des opérations des navires et des ports et exploiter les innovations hors combustibles qui réduiraient les émissions de GES. Les deux approches ne sont pas mutuellement exclusives, mais doivent être examinées séparément dans le but de faciliter les comparaisons.

1.3. Méthodologie

L'étude présente les principales options de décarbonation disponibles pour l'industrie maritime. La démarche commence par un examen de la flotte et des trafics sur le système laurentien. Puis, elle met l'accent sur un examen de l'avitaillement des navires en carburant marin. Suivra une évaluation des carburants de remplacement. S'ensuit une analyse du potentiel des batteries pour le transport maritime. Enfin, les mesures techniques et opérationnelles de réduction des émissions de GES sont examinées.

1.4. Données

Les informations sur les trafics maritimes proviennent du système SIM d'Innovation maritime. Les renseignements sur l'avitaillement des navires ont été colligés à partir des données provenant des administrations portuaires. Les connaissances sur les options de décarbonation du transport maritime qui sont utilisées dans le cadre de cette étude ont principalement été recueillies par le biais de revues de la littérature existante (publications scientifiques révisées par les pairs, actes de congrès, livres, monographies, rapports gouvernementaux, études techniques) pour le Québec, le Canada et à l'international et de bases de données gouvernementales.

2. FLOTTE ET TRAFIC MARITIME SUR LE SYSTÈME SAINT-LAURENT

En 2021, 1 173 navires marchands de classes diverses circulent sur le fleuve Saint-Laurent et la rivière Saguenay, dont des vraquiers solides, des navires citernes, des porte-conteneurs, des navires de marchandises générales, des navires rouliers et des navires de passagers (IMAR, 2021a). La flotte est composée de 1 089 navires battant pavillon étranger et 84 navires battant pavillon canadien (Tableau 1). Environ 82 % de la flotte est dominée par les navires de vrac solide et de vrac liquide. Les navires de marchandises générales et les porte-conteneurs comptent pour 11,5 % et 5,7 % respectivement de la flotte en circulation sur le système Saint-Laurent.

Tableau 1. Distribution de la flotte sur le système Saint-Laurent, 2021

	Intérieur		International		Total	
	Nombre	Pourcentage	Nombre	Pourcentage	Nombre	Pourcentage
Vrac solide	48	4,09	670	57,12	718	61,21
Vrac liquide	23	1,96	224	19,10	247	21,06
Cargo général	9	0,77	126	10,74	135	11,51
Porte-conteneurs	2	0,17	65	5,54	67	5,71
Roulier	1	0,09	3	0,26	4	0,34
Passagers	1	0,09	1	0,09	2	0,17
Total	84	7,16	1 089	92,84	1 173	100,00

Source : IMAR (2021a)

Le Tableau 2 indique que ces navires cumulent 7 996 mouvements pour l'année 2021. La part des mouvements attribuable aux navires étrangers et aux navires intérieurs représente 64,3 % et 35,7 % respectivement. Une analyse de la distribution des transits des navires sur le système Saint-Laurent révèle que ce sont les navires de vrac solide qui dominent (4 197 mouvements), suivi des navires de vrac liquide (1 800 mouvements) et des navires de cargo général (1 016 mouvements). Les porte-conteneurs comptent pour 10,8 % des mouvements des navires exploités au Québec. Par ailleurs, dans l'analyse du mouvement des navires, il importe de souligner que pour la période 2017-2021, une moyenne de 630 passages de navires commerciaux a été enregistrée annuellement sur le système laurentien en direction ou en provenance des marchés des Grands Lacs sans escale au Québec.

Tableau 2. Mouvements sur le système Saint-Laurent par type de navires, 2021

	Intérieur		International		Total	
	Nombre	Pourcentage	Nombre	Pourcentage	Nombre	Pourcentage
Vrac solide	1 406	17,58	2 791	34,90	4 197	52,49
Vrac liquide	863	10,79	937	11,72	1 800	22,51
Cargo général	327	4,09	689	8,62	1 016	12,71
Porte-conteneurs	158	1,98	707	8,84	865	10,82
Roulier	65	0,81	15	0,19	80	1,00
Passagers	37	0,46	0	0,00	37	0,46
Autres	0	0,00	1	0,01	1	0,01
Total	2 856	35,72	5 140	64,28	7 996	100,00

Source : IMAR (2021a)

Le tonnage total manutentionné annuellement dans les ports du Québec oscille entre 141 et 148 millions de tonnes depuis 2017. Les chaînes d'approvisionnement du transport maritime sur le fleuve Saint-Laurent et la rivière Saguenay sont fermement ancrées au commerce international. Le commerce intercontinental compte pour plus de 50 % des flux maritimes des ports laurentiens. La part du marché continental du système Saint-Laurent est d'environ 15 %. Ce commerce s'effectue avec les ports

situés sur la Côte Atlantique et la Côte du Golfe du Mexique aux États-Unis. Les ports du Saint-Laurent bénéficient également de l'intégration des marchés économiques de l'Amérique Centrale et du Sud. Le commerce régional, soit entre les ports du système Saint-Laurent—Grands Lacs, compte pour le tiers du trafic total des ports du Saint-Laurent. Ce trafic comprend essentiellement les expéditions de vrac sec (minerai de fer et céréales) entre les ports du Québec et ceux des Grands Lacs aux États-Unis.

L'examen des flux maritimes à l'intérieur du système Saint-Laurent montre que le transport maritime sur courte distance demeure important. Outre les services de traversiers, les échanges intérieurs entre les ports du Québec reposent sur le transfert de minerais et de combustibles entre quelques ports. Le volume de trafic entre les ports du Québec et les marchés de l'Ontario est relativement équilibré en termes d'exportation et d'importation. Plus de 60 % des échanges entre les ports du Québec et ceux des Grands Lacs sont composés d'exportations du Québec vers le Midwest des États-Unis. Les échanges avec les provinces de l'Atlantique sont surtout composés d'importations en provenance de ces dernières.

Près de la moitié du trafic maritime sur le fleuve Saint-Laurent et la rivière Saguenay ne concerne pas les routes de haute mer. Plus important encore, la majorité de ce trafic est effectuée par des navires battant pavillon canadien ou américain, ce qui offre une perspective particulière sur la façon dont les lois et règlements sur les émissions de GES seront appliqués.

3. APPROVISIONNEMENT DES NAVIRES EN COMBUSTIBLE

L'avitaillement renvoie aux services de fourniture en carburant nécessaire au fonctionnement d'un navire. L'approvisionnement en carburant de l'industrie du transport maritime du système Saint-Laurent est au cœur d'un réseau complexe d'acteurs et de chaînes d'approvisionnement en énergie. Les approvisionnements en hydrocarbures du Québec sont entièrement importés, car la province ne produit ni pétrole, ni gaz naturel. Les deux sources d'approvisionnement sont les États-Unis (62 %) et l'Ouest Canadien (38 %) (Whitmore et Pineau, 2024). Une fois importé, le pétrole brut est raffiné en produits divers (essence, carburacteur, diesel, mazout, gaz de pétrole liquéfiés, bitume et produits pétrochimiques) afin d'être transportés, distribués et utilisés (Office national de l'énergie, 2018).

Le Québec compte deux raffineries : Suncor à Montréal-Est (capacité de 137 000 bpj) et Valero Jean-Gaulin à Lévis (capacité de 265 000 bpj). La transformation du gaz naturel en gaz naturel liquéfié s'effectue à l'usine de liquéfaction, de stockage et de regazéification d'Énergir à Montréal dont la capacité est de 1 380 m³ de GNL/jour.

Les arrivages de pétrole brut aux raffineries s'effectuent par pipeline, navire-citerne et train. Les pipelines correspondent environ aux deux tiers de la capacité de transport d'hydrocarbures aux raffineries. Les ports de Montréal et

Québec/Lévis comptent pour 28 % de la capacité d'approvisionnement en pétrole et les chemins de fer pour environ 9 %. Au Québec, le gaz naturel est acheminé par le réseau de gazoduc de TC Énergie pour être ensuite canalisé dans les réseaux de distribution de la société Énergir et de Gazifère, propriété d'Enbridge.

En 2022, 1 153 navires en exploitation sur le fleuve Saint-Laurent ont été avitaillés en carburant dont 80,5 % par la raffinerie de Suncor à Montréal-Est et 19,5 % par la raffinerie de Valero Jean Gaulin à Lévis. Le Tableau 3 révèle qu'environ 40 % de la demande d'avitaillement concernent des navires de vrac sec, suivi des pétroliers (21,6 %). Les navires de cargo général comptent pour 16,91 % des recours aux services d'avitaillement. Les activités de soutage des 110 porte-conteneurs ne sont réalisées qu'à Montréal. Les quelque 58 navires de croisière ont été avitaillés en carburant dans une proportion de 62 % à Montréal (36 navires) et 38 % à Québec (22 navires). L'approvisionnement en carburant des navires rouliers s'effectue essentiellement à Montréal. La raffinerie de Valero Jean Gaulin à Lévis offre la quasi-totalité des services d'avitaillement nécessaires pour la flotte de remorqueurs, dragueurs, brise-glaces et navires de la marine canadienne en escale au port de Québec.

Tableau 3. Navires avitaillés à Montréal et à Québec, 2022

Type de navire	Montréal	Québec	Total	Pourcentage
Vraquier	355	106	461	39,98
Pétrolier	224	25	249	21,60
Cargo général	177	18	195	16,91
Porte-conteneur	110	--	110	9,54
Croisière	36	22	58	5,03
Roulier	24	4	28	2,43
Remorqueur	1	39	40	3,47
Remorqueur-pousseur	--	3	3	0,26
Dragueur	--	3	3	0,26
Brise-glace	--	2	2	0,17
Marine canadienne	--	2	2	0,17
Pétro-vraquier	--	1	1	0,09
Baliseur	1	--	1	0,09
Total	928	225	1 153	100,00

Source : Administration portuaire de Montréal (2023); Administration portuaire de Québec (2023)

Le Tableau 4 indique que le volume de combustible de soute destiné aux navires en escale aux ports de Montréal et de Québec s'élève à 199 240,1 tonnes métriques en 2022, une augmentation de 21 827,05 tonnes métriques par rapport à l'année précédente. Les navires de vrac sec présentent la plus forte demande en carburant soit 83 089,3 tonnes métriques (41,7 %) suivi des pétroliers avec 44 011 tonnes métriques (22,09 %). Les porte-conteneurs et les navires de cargo général comptent respectivement pour 16,68 % et 11,27 % de la demande en carburant. La demande en combustible des navires de croisière atteint 10 466 tonnes métriques (5,25 %).

Tableau 4. Avitaillement par type de carburant et type de navire aux ports de Montréal et de Québec, 2022 (tonne)

	MGO	VLSFO	380 CST	LNG	MFO	MDO	HFO	Diesel	ULSFO	ULSD	Diesel coloré	Total	Pourcentage
Vraquier	46 082	32 521	2 165		1 225	395	620	11,3	70			83 089,3	41,70
Pétrolier	26 130	11 204	210	6 257		210						44 011	22,09
Porte-conteneur	30 020	2 085	1 120									33 225	16,68
Cargo général	13 704	4 790	3 395				210		350			22 449	11,27
Croisière	10 094		245					127				10 466	5,25
Ro-Ro	755				138,5	1 236		284			20	2 433,5	1,22
Remorqueur	42				1715	240		7				2 004	1,01
Brise-glace						440						440	0,22
Militaire	83,3					280						363,3	0,18
Péto-vraquier	350											350	0,18
Dragueur										235		235	0,12
Baliseur	126											126	0,06
Remorqueur-pousseur					20			28				48	0,02
Total	127 386,3	50 600	7 135	6 257	3 098,5	2 801	830	457	420	235	20	199 240,1	100,00

Source : Administration portuaire de Montréal (2023); Administration portuaire de Québec (2023)

Bien que les raffineries du Québec offrent 11 types de combustibles fossiles pour les navires, force est de reconnaître que 89,3 % de la demande des armateurs porte sur deux types de carburant : le gas-oil à usage maritime (MGO) qui compte pour 127 386,3 tonnes métriques et le carburant à très faible teneur en soufre (VLSFO) qui totalise 50 600 tonnes métriques. La demande pour les autres types de carburants fossiles est négligeable. Il convient également de noter qu'aucune demande pour des biocarburants n'a été enregistrée de la part des armateurs.

Par ailleurs, les données sur les opérations de transbordement de carburant aux ports de Montréal et de Québec révèlent qu'environ 80 % des livraisons sont effectuées par camion et 20 % par navire ravitailleur. Dans tous les cas, il n'existe pas de station unique pour l'approvisionnement des navires en combustibles. Les administrations portuaires réglementent les activités de soutage. Cependant, les armateurs réservent les besoins de soutage de façon indépendante en fonction de l'assignation des postes à quai dans les ports.

4. CARBURANTS DE REMPLACEMENT

L'utilisation de carburants sans ou à faible teneur en carbone représente une option essentielle pour l'industrie maritime et portuaire de réduire les émissions de GES. Les candidats sont nombreux et jusqu'à présent il n'y a pas de consensus sur le carburant de remplacement qui prédominera. La démarche commence par une description des cinq principaux carburants de remplacement, leur composition chimique, leur capacité physique de produire de l'énergie et leur stade de développement. Cela est suivi d'une présentation des avantages et des inconvénients de chaque carburant de remplacement et d'un échantillon d'applications pratiques.

4.1. Caractéristiques physiques des carburants de remplacement

4.1.1. Gaz naturel liquéfié (GNL)

Le gaz naturel est un hydrocarbure présent dans la croûte terrestre que l'on extrait à partir de puits forés. Il est essentiellement composé de méthane et d'autres gaz dont l'éthane, le butane et le propane. Le Québec ne produit pas de gaz naturel de source fossile. Il est importé de l'Ouest canadien et des États-Unis pour être transformé en gaz naturel liquéfié (GNL) à l'usine d'Énergir à Montréal. L'usine est en mesure d'approvisionner les secteurs industriel, résidentiel et commercial et celui du transport routier et maritime.

Le gaz naturel présente plusieurs avantages. Les réserves mondiales de gaz naturel sont vastes avec près de 250 ans de disponibilité. Le Canada affiche une production de 15,5 milliards de pi³/jour, soit 5 % de la production mondiale et des réserves estimées à 83 trillions de pi³ (Régie de l'énergie du Canada, 2021). Un autre avantage majeur du GNL est qu'il peut être utilisé en tant que carburant dans les moteurs des navires conventionnels après quelques modifications mineures

(Martins et Brito, 2020). En outre, des instruments réglementaires bien établis et complets existent déjà pour la manutention du GNL. Par ailleurs, il renferme moins de carbone que les autres combustibles fossiles et brûle sans résidus. Son indice d'octane élevé permet d'atteindre de hauts degrés d'efficacité. Le GNL est considéré comme un carburant du futur pour l'industrie maritime et portuaire, car son utilisation en substitut au mazout et à l'huile lourde est de nature à réduire de 5 % à 30 % les émissions de CO₂ des navires (ITF, 2018). Son utilisation en tant que carburant permet l'élimination des émissions de SO_x et une réduction significative de matières particulaires bien que les émissions de NO_x demeurent élevées. Enfin, les armateurs encouragent l'utilisation du GNL qui tend à être moins cher que les carburants à faible teneur en soufre.

Parmi ses inconvénients, la densité volumétrique en kg/m³ du GNL est 43 % celle du mazout lourd. Cela signifie que le GNL requiert environ le double du volume de stockage pour la même quantité d'énergie stockée sous la forme de mazout lourd (DNV, 2019). Par ailleurs, le GNL doit être stocké à des températures inférieures à - 163°C, ce qui nécessite une manutention et un stockage particulier à bord et à quai. De plus, les réservoirs de stockage à bord des navires doivent être positionnés avec précision, non seulement en raison de leur taille et des exigences de sécurité, mais aussi pour minimiser le ballonnement par mauvais temps ou lors de conditions climatiques hostiles qui peuvent affecter le degré de température des réservoirs cryogéniques. Un défi supplémentaire concerne le gaz d'évaporation, soit les rejets de gaz lorsque le GNL est stocké ou brûlé. Le contenu élevé en méthane des émissions de gaz d'évaporation est un GES beaucoup plus puissant que le CO₂. Le gaz d'évaporation demande une surveillance constante et un contrôle de captage qui nécessitent des outils, des compétences et des équipements particuliers. Le gaz d'évaporation est généralement capturé et utilisé à des fins frigorifiques pour maintenir des degrés de températures inférieurs à - 163°C.

L'utilisation du GNL comme carburant de remplacement est en croissance. En 2022, environ 1 000 navires de la flotte mondiale sont propulsés au GNL et on s'attend à une hausse significative de ces navires d'ici la fin de la décennie actuelle (ABS 2022). En 2022 le transporteur CMA-CGM dispose de 22 porte-conteneurs alimentés au GNL.

Expérience pratique dans l'utilisation du GNL par le Groupe Desgagnés

Depuis 2017 le transporteur maritime a amélioré sa flotte avec l'ajout de cinq vraquiers propulsés en utilisant trois types de carburant : mazout lourd, diesel marin et gaz naturel liquéfié. Quatre de ces navires ont été construits exprès pour la compagnie dans un chantier naval en Turquie.

4.1.2. Méthanol

Le méthanol est le carburant le moins polluant en termes d'émissions de carbone. Sa teneur en hydrogène est la plus élevée parmi tous les carburants liquides offerts sur le marché. Le méthanol est un liquide dont la température varie de - 93°C à + 65°C à la pression atmosphérique, ce qui en fait le stockage moins coûteux en comparaison au GNL, à l'hydrogène et à l'ammoniac. Toutefois, en raison de sa densité et de son pouvoir calorifique inférieur, le méthanol requiert des réservoirs environ deux fois plus larges que le mazout lourd par unité d'énergie, mais des réservoirs plus petits que le GNL (DNV, 2019).

Le méthanol est produit à partir de plusieurs sources, principalement le GNL mais aussi de charbon ainsi que de ressources renouvelables telles que la biomasse, les déchets alimentaires, les produits impropres à la consommation et le captage de carbone. Le méthanol obtenu du GNL emploie le reformage à la vapeur et l'oxydation partielle. Lorsque le charbon est utilisé comme source, le procédé de gazéification est employé et les émissions de GES sont très élevées. Lorsque le méthanol est obtenu à partir de déchets ou de produits agricoles, il est habituellement désigné comme biodiesel.

Les principaux avantages du méthanol concernent la plus grande facilité de manutention et de stockage que le GNL, l'hydrogène et l'ammoniac et la facilité d'adaptation dans les navires présentement en opération. Par ailleurs le méthanol offre une réduction significative des émissions d'oxyde de soufre (SOx) et de matières particulaires.

L'impact environnemental du méthanol sur l'environnement marin est inférieur à celui des autres combustibles au carbone. Le méthanol se dissout facilement dans l'eau. Ce n'est qu'en concentration élevée que le déversement de méthanol peut entraîner des dommages à l'environnement. Il convient de noter que le méthanol se rencontre couramment dans les océans où il est produit naturellement par du phytoplancton marin et consommé par des bactéries microbiennes qui entrent dans la chaîne alimentaire et la supportent. En outre, le méthanol est un produit largement commercialisé et utilisé pour une multitude d'applications dont l'industrie chimique depuis de nombreuses décennies. Les chaînes d'approvisionnement existent déjà et sont avantageusement positionnées pour approvisionner de manière fiable le méthanol en tant que carburant marin dans plusieurs ports dans le monde. Par ailleurs, comme le méthanol peut être manutentionné à température ambiante, cela suggère que l'avitaillement dans les ports serait moins problématique que celui d'autres carburants.

Plusieurs enjeux confrontent l'utilisation du méthanol en tant que source d'énergie. D'abord le méthanol est toxique pour l'être humain. Ensuite, sous forme de vapeur le méthanol est plus lourd que l'air et tend à s'accumuler au fond du navire d'où l'importance d'assurer une ventilation appropriée. En outre, les flammes de méthanol sont dangereuses parce qu'elles brûlent à faible température, sont

presque invisibles à la lumière, et ne dégagent aucune fumée. Les flammes de méthanol passent inaperçues jusqu'à ce que les matériaux adjacents s'enflamment. Enfin le méthanol a des propriétés corrosives qui exigent le revêtement des citernes et une attention particulière aux conduites (Martins et Brito, 2020).

Relativement peu de navires sont présentement propulsés au méthanol. La ligne maritime suédoise Stena exploite un traversier converti au méthanol et elle applique une stratégie pour utiliser le méthanol comme carburant pour les vraquiers. Un navire de recherche allemand a été construit pour fonctionner au méthanol. Avec 11 navires en exploitation, la branche maritime de Methanex, principal producteur mondial de méthanol, dispose de la plus importante flotte de navires océaniques propulsés au méthanol. Le nombre de navires propulsés au méthanol est relativement restreint, car ce n'est qu'en 2020 que l'OMI en a approuvé l'utilisation et l'application comme carburant marin dans son recueil intérimaire sur les carburants à faible point d'éclair. Conséquemment le méthanol peut être utilisé à bord des navires comme carburant pour les moteurs à combustion interne ou comme source d'énergie pour pile à combustible.

Activités de Maersk dans la commande de navires au méthanol

En 2021, Maersk a chargé un chantier naval sud-coréen de convertir un porte-conteneurs conventionnel qui doit être capable d'utiliser le méthanol vert et le mazout lourd. En 2023, le navire a entrepris son voyage inaugural vers Copenhague et au terme de plusieurs essais il entrera en service en 2024. En 2023, Maersk a passé une commande pour six navires porte-conteneurs de 9 000 EVP tous munis de moteurs mixtes aptes à fonctionner au méthanol. Ils seront livrés en 2026 et 2027. Cela porte le nombre de navires au méthanol commandés par Maersk à 25.

4.1.3. Biocarburants

Biocarburant est un terme générique qui comprend un large éventail de liquides et de gaz dérivés de la biomasse ou de déchets biodégradables (European Maritime Safety Association, 2022; Innovation Maritime, 2021). Ils comprennent l'éthanol, le biodiesel et le gaz naturel renouvelable.

Il y a trois types de biocarburant. Les produits d'origine végétale dont le maïs, le soja et le canola servent à la production de biocarburants de première génération et sont disponibles depuis plusieurs années pour de nombreux usages tels que le biogaz, le bioéthanol, les esters méthyliques d'acides gras (EMAG) et les biodiesels. Ces deux derniers peuvent être utilisés dans les moteurs des navires au moyen de transestérification ou hydrolyse.

Les biocarburants de deuxième génération emploient des technologies plus avancées qui incluent la gazéification, la pyrolyse et la liquéfaction hydrothermale.

Les procédés thermochimiques peuvent produire un mélange de gaz dont de l'hydrogène, du monoxyde de carbone, du dioxyde de carbone, du méthane et de l'eau, qui peuvent être utilisés pour produire des hydrocarbures renouvelables. Ces technologies élargissent la disponibilité de matières premières pour inclure des produits à base de cellulose dont les tiges de maïs, les broussailles et les résidus forestiers ou des déchets organiques dont les boues de stations d'épuration.

Les progrès les plus récents dans la production de biocarburants permettent l'émergence d'une troisième génération de biocarburant. Le gaz naturel renouvelable est essentiellement produit par la décomposition de matières organiques dans les lieux d'enfouissement, les boues d'épuration des eaux usées ou en utilisant les micro-organismes photosynthétiques dont les cyanobactéries et les microalgues (DNV, 2019).

Les biocarburants produisent moins d'émissions de GES et de particules que les combustibles traditionnels. Les biocarburants produisent peu d'émissions de SO₂ et certains biocarburants, en raison de leur plus grande viscosité, réduisent l'usure des moteurs. Leur utilisation sans modification des moteurs des navires représente le plus grand avantage des biocarburants. Cela comprend le biodiesel EMAG, le diesel renouvelable hydrotraité, l'huile végétale hydrotraitée (HVO), le diesel Fischer-Tropsch (FT), l'huile végétale brute (HVB), l'huile de pyrolyse et le biobrut de liquéfaction hydrothermale (HTL). Par ailleurs, la facilité avec laquelle les biocarburants peuvent être transportés et stockés et leur similitude avec les combustibles fossiles permettent d'adapter facilement les processus d'avitaillement contemporain des navires. La régulation émise par l'OMI sur le contenu en soufre des carburants encourage l'utilisation des biocarburants dans le transport maritime. La tarification du carbone soutient également le développement et l'adoption des biocarburants.

L'utilisation de biocarburants soulève néanmoins certains enjeux. D'abord la capacité de production est limitée, notamment en raison des tensions sur la fonction des terres arables et des pressions à la hausse sur le prix des produits alimentaires. Les résidus des produits forestiers représentent certes une nouvelle ressource, mais les limites à la disponibilité de résidus ont été revues à la baisse (European Maritime Safety Association, 2022). L'industrie ne peut faire appel aux marchés internationaux pour s'approvisionner en ressources. Il en résulterait une augmentation des distances de transport et une augmentation concomitante des émissions de GES. Ensuite, les biocarburants ont une faible valeur calorifique en comparaison aux combustibles traditionnels, ce qui suggère qu'il faut consommer davantage de carburant pour générer une unité de production ou parcourir une distance équivalente. Par ailleurs, l'utilisation de biocarburants par l'industrie maritime et portuaire est confrontée à la concurrence qui émane des autres modes de transport. Enfin, le coût des biocarburants est plus élevé que celui des combustibles fossiles qui peut atteindre cinq fois celui du gaz naturel.

D'autres défis découlent du nombre de produits et du nombre plus important encore de types de matières premières. En outre, les types de biocarburant utilisés par l'industrie automobile sont définis par des normes tandis que ceux utilisés par l'industrie maritime ne le sont pas. De surcroît ces carburants peuvent être utilisés à l'état pur ou être mélangés avec des carburants conventionnels à base de pétrole. Sur le plan réglementaire, le Canada exige déjà un certain contenu en carburants renouvelables. Mais les pourcentages doivent être tenus avec rigueur. Enfin les basses températures affectent la viscosité d'un biocarburant. Il en résulte que les réservoirs doivent être isolés ou d'autres produits chimiques doivent être ajoutés afin d'en maintenir les conditions d'utilisation. Cela représente un enjeu important pour le système Saint-Laurent—Grands Lacs.

Utilisation contemporaine des biocarburants

Présentement les biocarburants sont utilisés de façon expérimentale dans le cadre de projets pilotes. Volkswagen a testé l'utilisation de biocarburants à bord d'un navire roulier en 2020. Stena bulk utilise des biocarburants dans plusieurs de ses navires depuis 2020. MOL a utilisé un mélange de biocarburants pour ses services conteneurisés entre l'Europe et les États-Unis en 2021. MSC a débuté l'ajout de 10 % de biodiesel sur certains de ses navires en 2018 et elle augmente sa proportion à 30 %. Au Canada, Fednav et CSL utilisent des biocarburants dans leurs navires (Innovation Maritime, 2022).

4.1.4. Hydrogène

L'hydrogène est l'une des molécules les plus simples avec seulement deux atomes fixés ensemble qui, combinés avec l'oxygène, produisent de l'eau, une richesse naturelle abondante. L'hydrogène s'obtient à partir de l'eau en utilisant des sources d'énergie (ABS, 2023). Les deux méthodes pour produire de l'hydrogène sont le reformatage à la vapeur et l'électrolyse. La première consiste à bouillir l'eau pour séparer l'hydrogène. Plusieurs combustibles peuvent être utilisés dont le gaz naturel, le diesel, les carburants liquides renouvelables, le charbon gazéifié ou la biomasse gazéifiée. Aujourd'hui environ 95 % de l'hydrogène est produit du reformatage à la vapeur du gaz naturel. L'électrolyse repose sur un large éventail de ressources énergétiques dont certaines sont carboneutres. L'hydrogène produit par gaz naturel est considéré comme de l'hydrogène bleu parce que sa teneur en carbone est moindre que celle des autres combustibles fossiles comme le charbon, qui produit de l'hydrogène gris. Ce n'est que lorsque l'hydrogène est produit par électrolyse en utilisant l'énergie éolienne, solaire ou d'autres sources énergétiques carboneutres que l'hydrogène est considéré vert.

L'hydrogène peut potentiellement être la source d'énergie la plus écologique. Sa combustion émet principalement de la vapeur d'eau et une quantité négligeable de polluants chimiques, mais elle ne libère aucune émission de CO₂. Outre des émissions carboneutres, le pouvoir calorifique de l'hydrogène par kilogramme est

supérieur au double de celui des autres carburants. Cela fait de l'hydrogène une source d'énergie de remplacement très attrayante. Son application à l'industrie maritime et portuaire est multiple. L'hydrogène peut alimenter des équipements portuaires ou des navires. Un moteur à l'hydrogène peut être de trois à six fois plus efficace qu'un moteur propulsé par des combustibles fossiles ou des biocarburants. L'hydrogène peut être utilisé dans les moteurs des navires en tant qu'additif à d'autres carburants. Sa haute vitesse de combustion (plus élevée que celle du pétrole) améliore la combustion des autres carburants même à très faibles fractions (moins de 5 %). C'est bénéfique pour les carburants qui brûlent lentement dont l'ammoniac. L'utilisation comme carburant d'un mélange d'hydrogène et de fioul lourd peut réduire les émissions de CO₂ de 43 % par tonne-kilomètre parcourue par un navire (ITF, 2018). L'hydrogène permet également de stocker les surplus d'énergie électrique pouvant servir en cas d'urgence ou pour répondre à la demande en électricité en période de pointe. L'hydrogène liquéfié peut être transporté par train, par camion et par navire. Par ailleurs, un intérêt de plus en plus marqué se fait sentir pour produire de l'électricité à partir de piles à combustible qui fonctionnent à l'hydrogène. Elles se renouvellent plus rapidement que les batteries qui se rechargent beaucoup plus lentement.

Mais l'utilisation de l'hydrogène comme substitut de combustibles conventionnels présente quelques problèmes. Premièrement, l'hydrogène coûte au moins deux fois plus cher que les carburants fossiles. Deuxièmement, l'hydrogène comme ressource ne crée pas d'énergie supplémentaire, car il doit être produit au moyen d'une réaction chimique à partir d'eau ou d'hydrocarbures. Or, environ 95 % de l'hydrogène mondial est produit à partir d'hydrocarbures. Selon ce procédé, la production d'une tonne d'hydrogène entraîne le rejet de 8,9 tonnes de dioxyde de carbone (CO₂). La production d'hydrogène par électrolyse est trois fois plus coûteuse que le reformatage du gaz naturel et entraîne des pertes d'énergie pouvant atteindre 40 % (IFPEN, 2020; Whitmore et Pineau, 2024). Troisièmement, la densité énergétique de l'hydrogène à l'état naturel en tant que gaz est très basse. Cette contrainte peut être surmontée en stockant l'hydrogène sous haute pression (750 bars) ou à très basse température (- 253°C). Mais, même dans ce cas, sa densité énergétique est plus basse que celle de la plupart des autres combustibles liquides, soit 70 kg/m³. Quatrièmement, la taille minuscule des molécules d'hydrogène leur permet de s'échapper à travers les matériaux qui sont imperméables à d'autres gaz. Cela nécessite l'utilisation de matériaux précis pour les tuyaux et le stockage et impose des conditions de soudages très particulières (DNV, 2019). Ces besoins importants en termes d'installations de stockage de l'hydrogène consomment de l'énergie et soulèvent des coûts. Le stockage de l'hydrogène sous forme de pile à combustible offre certes une avenue prometteuse. Mais sa fabrication nécessite un approvisionnement en terres rares ce qui peut générer des externalités environnementales négatives en lien avec l'extraction et le raffinage. En outre, les limites de production en amont, le coût des piles par unité d'énergie, la perte d'espace de chargement à bord des navires ou des véhicules ainsi que les enjeux de sécurité en raison des températures de fonctionnement élevées, écartent présentement une prolifération à grande échelle

de cette technologie dans l'industrie maritime et portuaire. Cinquièmement, le problème le plus immédiat de l'hydrogène concerne les enjeux de sécurité dans les conditions de travail. Les règles de sécurité ne sont pas encore établies tant pour la manutention que pour le stockage.

Des fuites d'hydrogène de la croûte terrestre sont observées depuis des siècles. Mais jusqu'à récemment, on supposait que l'hydrogène ne pouvait être extrait du sol. En 2012, un entrepreneur au Mali a engagé un géologue pour enquêter sur les émissions de gaz qui semblaient surgir de puits en cours de forage pour l'approvisionnement en eau des villages. Le gaz a été récupéré puis utilisé comme source d'énergie pour entraîner une génératrice de façon à produire de l'électricité servant à alimenter les pompes. La nouvelle s'est répandue rapidement et dès 2018 les géologues ont exploré d'autres sites. Subséquemment, l'exploration s'est répandue en France, en Australie, au Brésil, aux États-Unis et plus récemment au Canada (Hand, 2023). Si l'hydrogène blanc peut être produit en quantités commerciales telles que répertoriées en France et en Australie avec un coût potentiel de production à moins de 1,00 \$/kg, cela pourrait considérablement transformer l'industrie.

Utilisation contemporaine de l'hydrogène

La capacité de l'hydrogène de réduire les émissions de GES suscite un grand intérêt dans l'industrie maritime contemporaine. Or, les exemples d'utilisation de l'hydrogène se font rares jusqu'à présent. La Norvège utilise des piles à hydrogène sur plusieurs de ses traversiers depuis plusieurs années. K-Line a annoncé en 2022 l'achat d'un remorqueur électrique. Par ailleurs, un large éventail d'utilisation de l'hydrogène dans les ports pour l'électrification des équipements existe notamment à Shanghai, Yokohama, Los Angeles et Rotterdam. De façon davantage marquée, les anciennes raffineries aux ports de Goteborg et de Rotterdam offrent des installations de stockage et de distribution d'hydrogène.

4.1.5. Ammoniac

L'ammoniac (NH_3) est un gaz qui sert à la conception de fertilisants dans le monde avec une production annuelle de 150 millions de tonnes. Ce produit est transporté par navire partout dans le monde. Même si l'ammoniac est utilisé comme carburant dans les autobus depuis 1940, cette option n'a reçu qu'un appui limité comme moyen de propulsion des navires. D'abord, les caractéristiques de l'ammoniac présentent des problèmes pour les moteurs à combustion interne dont une température d'auto-inflammation très élevée (651°C), une très grande énergie d'impulsion et une chaleur latente très élevée de vaporisation (2 450 kJ/kg) en comparaison à 300 kJ/kg pour le pétrole (ABS, 2023). Ensuite, l'ammoniac est un gaz toxique classé comme produit dangereux et qui a donné lieu à une réglementation contraignante concernant son usage et sa distribution. Enfin, la combustion de l'ammoniac entraîne des émissions de NOx. Ces caractéristiques

ont généralement réduit l'intérêt passé pour l'ammoniac comme carburant de remplacement pour les navires. Cette perception est en voie de changement alors que d'autres aspects de l'ammoniac ont créé un regain d'intérêt pour l'utilisation de l'ammoniac par l'industrie maritime.

L'ammoniac est un gaz carboneutre qui peut être liquéfié à une température plus élevée que l'hydrogène (- 33°C versus - 253°C). En outre, l'ammoniac est plus pratique que l'hydrogène pour le stockage et le transport. En effet l'ammoniac est 50 % plus dense en teneur énergétique par unité de volume que l'hydrogène liquide. Par ailleurs, il est d'ores et déjà transporté par navires en lien avec le commerce de fertilisants, ce qui permet de partager des informations et des expériences sur sa manutention.

L'ammoniac est carboneutre, mais son statut comme carburant de remplacement sans émission de carbone dépend du mode de production. L'ammoniac produit aujourd'hui est surtout dérivé du gaz naturel en utilisant le processus Haber–Bosch, ce qui entraîne des émissions de GES. L'ammoniac peut aussi être produit à partir de naphte, de mazout lourd ou de charbon, ce qui génère une plus grande quantité d'émission de CO₂. Mais en utilisant l'électrolyse de l'eau, l'ammoniac peut être produit à partir d'une ressource renouvelable, ce qui aboutit à un carburant de remplacement carboneutre.

L'ammoniac est à un stade précoce de développement pour la propulsion des moteurs à combustion interne des navires. En 2023, aucun navire en exploitation n'est propulsé à l'ammoniac. Les moteurs alimentés à l'ammoniac sont en voie de développement et l'ammoniac affiche un potentiel d'utilisation dans les piles à combustible. Lorsque l'ammoniac est utilisé comme carburant dans les moteurs à combustion interne, l'échappement de carburant non brûlé doit être contrôlé très étroitement et une attention doit être accordée concernant les limites acceptables pour éviter la formation de panache ou des risques pour la santé humaine. Si l'ammoniac est stocké dans des conditions de réfrigération, l'ammoniac s'évapore en continu et engendre un gaz d'évaporation en raison du gain important de chaleur ce qui accroît la pression dans les réservoirs faute de bonne gestion.

Il y a un intérêt croissant pour l'utilisation de l'ammoniac vert comme moyen de transporter de l'hydrogène. Comme la densité de l'ammoniac (NH₃) est supérieure à celle de l'hydrogène, lorsque l'atome d'azote est enlevé, il en résulte qu'un plus grand volume d'hydrogène peut être transporté que ne le ferait l'hydrogène lui-même. L'élimination de l'azote de l'ammoniac est un processus relativement simple et peu coûteux. Cette possibilité mène à un intérêt toujours croissant pour la production d'ammoniac. Cela est particulièrement important alors que plusieurs sources potentielles d'énergie solaire à faible coût pour l'électrolyse dont l'Arabie Saoudite, l'Afrique du Sud et le Chili sont relativement éloignées des marchés et que les coûts de transport représentent un facteur permettant d'assurer des prix compétitifs pour l'hydrogène vert.

Progrès dans l'utilisation de l'ammoniac

Les progrès dans l'utilisation de l'ammoniac incluent sont importants. Notamment 1) les essais et les modifications des moteurs à deux temps et à quatre temps; 2) l'utilisation de l'ammoniac dans les piles à combustible; et 3) la préparation des compagnies maritimes de lignes régulières NYK, CMA-CGM et MSC dans l'exploitation commerciale de navires océaniques propulsés à l'ammoniac.

4.1.6. Sommaire

Les carburants de remplacement affichent des propriétés physiques intrinsèques qui viendront sans doute influencer les trajectoires de leur future adoption. Deux propriétés sont particulièrement significatives, à savoir leur pouvoir calorifique et leur densité énergétique. La première représente la quantité d'énergie (mesurée en joules) disponible par kilogramme. La seconde mesure la quantité d'espace en mètre cube que nécessite un kilogramme de carburant de remplacement (Tableau 5).

Tableau 5. Valeur calorifique, densité énergétique et émissions de CO₂ de carburants de remplacement

Carburant	Valeur calorifique (Mj/Kg)	Densité énergétique (Kg/m ³)	Émission de CO ₂ (Kg CO ₂ /Kg carburant)
Mazout lourd	41	860	3,2
GNL	49	422	2,75
Méthanol	20	790	1,37
Biodiesel	37	850-885	3
Hydrogène vert	120	70	0
Ammoniac vert	19	682	0

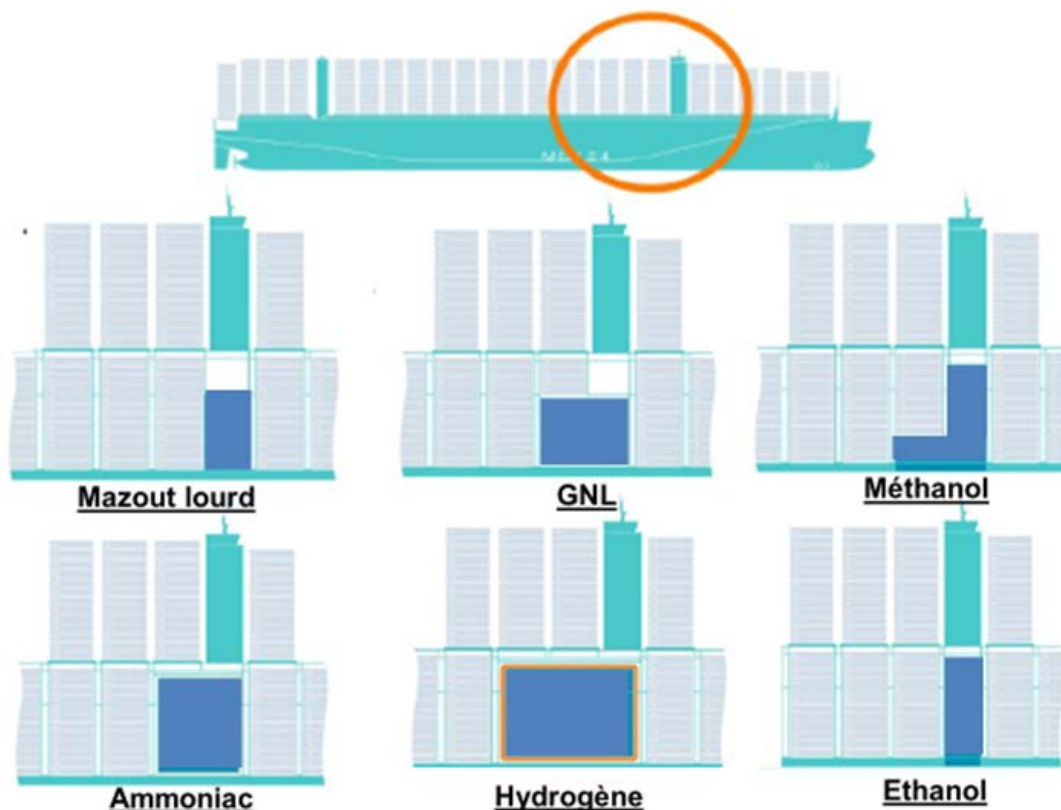
Source: Alphaliner (2022)

Ces valeurs témoignent de façon utile des mérites des carburants de remplacement mais aussi de leurs limites :

- Les carburants à base de pétrole présentement utilisés affichent des caractéristiques opérationnelles que les carburants de remplacement dépassent rarement. Même l'hydrogène, avec son énorme supériorité en termes de valeur énergétique, est sérieusement désavantagé en raison de la quantité d'espace nécessaire au stockage qui exige aussi un tankage à - 253°C;
- L'hydrogène, le GNL et les biocarburants sont les carburants de remplacement qui affichent les valeurs calorifiques les plus élevées;

- Les carburants de remplacement qui nécessitent le moins d'espace de stockage sont les biocarburants, le méthanol et l'ammoniac (Figure 1);
- Les carburants de remplacement qui présentent la plus grande facilité de conversion et d'utilisation sont le GNL, les biocarburants et le méthanol, bien que la technologie progresse pour l'ammoniac, l'hydrogène et les piles à combustible;
- À l'évidence plusieurs types de services maritime (local, courte distance, océanique) et plusieurs types de commerce (passager, vrac, conteneurs, etc.) peuvent trouver des carburants de remplacement qui répondent à leurs besoins précis pour atteindre les objectifs de décarbonation.

Figure 1. Enjeux de stockage des carburants sur un navire, 2022



Source : Alphaliner (2022)

4.2. Caractéristiques non physiques des carburants de remplacement

Les propriétés physiques des carburants de remplacement offrent un moyen des les comparer. Mais la décision d'adopter tel ou tel type de carburant dépend d'un large éventail d'autres facteurs. Le coût est un élément primordial ainsi que d'autres enjeux commerciaux dont la disponibilité de carburant et l'accès à l'approvisionnement. La sécurité et la sûreté dans la manutention parallèlement aux questions réglementaires influencent l'avitaillement et le temps

d'immobilisation d'un navire au port. Par ailleurs, l'utilité d'un carburant de remplacement diffère entre taille de navire et type de commerce poursuivi.

4.2.1. Prix des carburants de remplacement

Le choix de carburant de remplacement est nécessairement influencé par le prix. Les coûts de carburant représentent la plus grande dépense de fonctionnement du transport maritime, n'ayant d'égal que les coûts en capitaux (Stopford, 2009). Les carburants de remplacement qui se substitueront au mazout lourd ont tendance à être plus onéreux, notamment les carburants verts. Il est probable que les dépenses d'exploitation (OPEX) puissent dépasser les dépenses d'investissement (CAPEX) pour le transport maritime à l'avenir. Une enquête sur le prix des carburants de remplacement révèle de grandes différences. Le Tableau 6 indique que les carburants verts sont présentement les plus onéreux.

Tableau 6. Prix au comptant des carburants de remplacement, 2023

Carburant de remplacement sous forme liquide	US \$/tonne
Mazout lourd	654
GNL	373
Méthanol	550 (gris); 2 754 (vert)*
Biocarburants	1 210 (EMAG); 2 085 (Biodiesel)*
Hydrogène	2 130 (gris); 3 150 (bleu); 6 400 (vert)*
Ammoniac	1 237 (gris); 2 754 (vert)*

* Estimation des coûts de production

Les prix actuels des carburants de remplacement doivent être utilisés avec beaucoup de précaution pour plusieurs raisons. Premièrement, des éléments de preuve indiquent que les prix peuvent varier chaque semaine et qu'ils peuvent faire l'objet de changements importants sur de plus longues périodes (Tableau 7).

Tableau 7. Fluctuations du prix des carburants, 2013-2023 (\$/tonne)

Prix	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Mazout lourd	650	605	280	145	350	398	355	701	425	746	654
GNL	513	493	244	262	390	522	253	237	565	486	373
Ammoniac	900	650	720	585	371	318	580	470	1 140	1 475	1 237
Hydrogène	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2 400
Méthanol	536	541	406	279	408	493	309	337	557	608	550
Biocarburants	1 088	1 096	824	943	874	1 250	758	820	1 770	1 590	1 210

Source : Information colligée par les auteurs de sources variées

Deuxièmement, les marchés présentent des différences de prix. Cela est particulièrement évident pour le prix du GNL qui varie de plusieurs centaines de

dollars par tonne entre les États-Unis et d'autres marchés en raison du faible coût de l'extraction du gaz naturel par fracturation (Innovation Maritime, 2021 : 74). Troisièmement, les prix des carburants verts reflètent rarement les conditions actuelles puisque la production est limitée et que les prix du marché ne sont pas disponibles. Plutôt ils sont fondés sur les coûts présumés de production et non sur les prix d'achat et, par conséquent incluent rarement les coûts de transport et de stockage. L'accent mis sur les coûts de production amène plusieurs experts à prévoir que les prix des carburants de remplacement devraient décliner dans l'avenir en raison de l'augmentation de la production. C'est le facteur souligné notamment par les experts qui font la promotion de l'hydrogène. McKinsey (2022) estime que la production mondiale de l'hydrogène devrait croître de 111 tonnes en 2025 à 10 millions de tonnes en 2050. Goldman Sachs (2022) prévoit une augmentation par sept de la production à l'horizon 2050. Les deux agences anticipent une baisse des prix, mais indiquent qu'il y aura des investissements significatifs pour atteindre ces seuils de production : 10 milliards US \$ selon McKinsey et 5 milliards US \$ selon Goldman Sachs. Brooks (2023), citant Stopford, estime que l'hydrogène vert, l'ammoniac ou le méthanol seront vraisemblablement de 3 à 3,5 fois plus onéreux que le mazout lourd, effaçant ainsi toutes les économies réalisées par l'industrie maritime depuis 170 ans.

Quatrièmement, il n'est en rien évident que la production annuelle au cours des trente prochaines années correspondra exactement à la demande. Cela suggère des déséquilibres périodiques qui entraîneront inévitablement des variations de prix. Il existe certes une variation du prix du mazout. Mais dans le contexte des carburants de remplacement du futur, l'industrie maritime aura adopté des nouvelles sources d'énergie plus onéreuses que les carburants présentement utilisés dont les prix seront aussi plus élevés en raison des taxes carbone.

Cinquièmement, les prix futurs des carburants de remplacement pour les navires seront influencés par la concurrence d'autres secteurs du transport et du marché en général. Présentement les navires utilisent un carburant de façon largement indépendante des autres modes de transport dont la route et le rail. À l'avenir le transport maritime sera en concurrence sur le marché avec d'autres modes de transport pour les mêmes carburants de remplacement. Cela demeure un facteur largement inconnu.

Les incertitudes concernant les prix de même que le manque de précision sur les capacités de production à long terme des carburants de remplacement soulèvent des conditions extrêmement difficiles pour les armateurs aujourd'hui. La planification des investissements pour le renouvellement des flottes respectant les exigences de décarbonation provoque des préoccupations sur les changements des conditions du marché et la rentabilité de l'industrie. La situation pourrait devenir plus claire avec le temps, mais présentement l'industrie maritime doit faire des choix alors que les prix à moyen et à long terme des carburants de remplacement demeurent flous.

4.2.2. Disponibilité des carburants de remplacement

Outre le prix, la question de disponibilité est un facteur déterminant dans le choix des carburants de remplacement. Les exploitants des navires doivent s'assurer que le type de carburant qu'ils requièrent est disponible lors de l'avitaillement. Présentement cela demeure une grande inconnue. Non seulement il existe une grande incertitude sur le choix de carburant par type de navire, mais la répartition géographique des producteurs et des fournisseurs est limitée. La présente section met l'accent sur les sites de production et les niveaux de production de carburants de remplacement au Québec et dans l'Est du Canada, soit l'aire de marché à partir de laquelle l'approvisionnement en carburant local sera établi. Une difficulté majeure rencontrée dans la présente étude concerne l'inventaire des fournisseurs adjacents aux Grands-Lacs aux États-Unis.

Il est apparu évident durant la collecte de données que l'inventaire de production des carburants de remplacement contient des projets qui ne sont pas encore opérationnels dont certains pourraient ne jamais l'être. Dans certains cas les projets ont été reportés pour plusieurs raisons. D'autres projets ne seront jamais réalisés en raison de contraintes commerciales ou réglementaires. Deux tableaux présentent les résultats de l'enquête.

Le Tableau 8 indique les producteurs effectifs de carburants de remplacement. Ils sont situés exclusivement au Québec et en Ontario. Il est évident que les biocarburants affichent le plus large éventail de production des deux provinces. Mais il faut être prudent dans l'interprétation des données en raison du peu de preuves démontrant que la production de biocarburant est réellement en usage dans le transport maritime. Au Québec, le GNL est présentement disponible en tant que sous-produit par Énergir. En Ontario, le port d'Hamilton, qui offre l'avitaillement en GNL repose son approvisionnement sur une livraison par camion à partir d'une compagnie gazière états-unienne de Pennsylvanie située au sud du Lac Érié. Il importe de souligner qu'à l'exception d'une production modeste d'hydrogène vert par Air Liquide à Bécancour, la production d'hydrogène se limite à une production de gaz gris utilisé pour raffiner le pétrole. La production d'ammoniac à grande échelle est disponible uniquement à partir d'une usine en Ontario qui fournit du fertilisant aux agriculteurs. L'image d'ensemble qui se dégage est que présentement les compagnies maritimes ont des occasions limitées de sécuriser des approvisionnements en carburants de remplacement au Québec ou en Ontario.

Tableau 8. Producteurs de carburants de remplacement de l'Est du Canada, 2023

Carburant de remplacement	Site de production au Québec	Production	Autres sources dans l'Est du Canada	Production
GNL	Montréal (Energir)	1 380 m ³ /jour	Sudbury (ON) (Liquéfaction par Union Gas)	n.d.
			Port d'Hamilton offre du GNL fournit par REV LNG Co. (PA)	n.d.
Hydrogène gris (à base d'hydrocarbures)	Lévis (Valero)	91 600 kg/jour	Lambton (ON) (Air Product) fournit les raffineries Suncor et Shell	2,3 Mm ³ par jour
	Montréal (Suncor)	163 363 kg/jour		
	Bécancour (Air liquide)	16 000 kg/jour		
	Montréal (Chimie Parachem)	10 250 kg/jour		
	Contrecoeur ArcelorMittal Produits longs Canada	160 000 kg/jour		
Hydrogène vert	Bécancour (Air Liquide (Olin))	2 000 kg/jour	Lambton (ON) (Linde)	n.d.
	Magog Messer Canada	14 000 kg/jour		
	Buckingham ERCO Worlwide	21 000 kg/jour		
	Québec (Station Harnois)	200 kg/jour		
Ammoniac			Courtright (ON) (CF Industries)	500 000 tonnes
Biocarburants	Varenes (Greenfield Global)	200 M litres/an d'éthanol		
	Port-Cartier (Bioénergie AE)	9,8 M litres/an huile pyrolytique		
	Saint-Jean-sur-Richelieu (Innotek)	8 M litres/an biodiesel	Hamilton (ON) (BIOX Corp)	254 940 tonnes
	Ville de Saint-Hyacinthe	16 Mm ³	Sombra (ON) (Forge Hydrocarbon)	24.8 M litres
	Ville de Québec	10,2 Mm ³	Thorold (ON) (CHAR Technologies)	500 000 GJ
	Ville de Warwick	2,3 Mm ³	Welland (ON) (Verbio)	154 100 tonnes

Source : IMAR (2021a; 2021b); Novikov (2022); Whitmore et Pineau (2024)

Le Tableau 9 offre un aperçu différent de la disponibilité de carburants de remplacement. Trois carburants sont fortement représentés dans les projets futurs. Premièrement, il y a neuf projets principalement orientés vers la production d'hydrogène vert ou d'ammoniac dont quatre au Québec. Ces projets représentent des investissements majeurs, qui dans leur proposition initiale, promettaient une production mixte d'hydrogène et d'ammoniac. Le gouvernement du Québec a imposé un moratoire sur le développement de ces projets en raison de la quantité d'électricité qui était exigée de la part d'Hydro-Québec. Cette situation a entraîné deux conséquences. Le projet de TES et Hy2gen cherche désormais à faire usage de l'énergie éolienne comme source d'énergie auxiliaire et de mettre l'accent sur la production d'hydrogène pour les marchés domestiques alors que le projet de Universal Kraft s'est détourné des ventes d'hydrogène pour les marchés outre-mer pour se concentrer sur les marchés domestiques. Deuxièmement, deux projets majeurs de production d'hydrogène et deux projets de développement d'usine de production d'ammoniac ont été proposés pour le Canada Atlantique, tous basés sur l'énergie éolienne et destinés à être exportés. La proposition de projet de production d'hydrogène vert de l'Ontario semble relativement insignifiante. Troisièmement, deux projets au Québec et un projet en Ontario reposent sur la valorisation de la biomasse à partir du traitement de résidus de l'industrie du bois pour la production de biodiesel.

Les résultats de cette enquête suggèrent que la disponibilité de plusieurs carburants de remplacement augmente et que le Québec en particulier évolue favorablement dans le développement d'énergie verte et dans la production de biocarburants. Cependant, deux inconnus subsistent. Premièrement, est-ce que ces projets se concrétiseront? Les conditions de marché et les facteurs géopolitiques peuvent écarter les grands projets énergétiques du Canada Atlantique. Au Québec, les projets électriques énergivores pourraient faire l'objet de révision. Deuxièmement, même si tous ces projets sont réalisés, quel pourcentage de leur production sera accessible à l'industrie maritime en quantité suffisante et à un prix raisonnable? Indubitablement, les industries lourdes du Québec (aluminerie, cimenterie) et d'autres modes de transport seront en concurrence sur le marché.

Tableau 9. Projets de carburants de remplacement de l'Est du Canada, 2023

Carburant de remplacement	Site de production au Québec	Estimation de production future	Autres sources dans l'Est du Canada	Estimation de production future
Méthanol vert	Varenes (Enerkem)	108 000 tonnes		
	Varenes (Henergia : Hy2gen, Hydro-Québec, Greenfield Global)	75 000 tonnes		
	Baie-Comeau (Hy2gen, Boyen)	70 000 tonnes		
Hydrogène vert	Varenes (Greenfield Global)	4 500 tonnes	Stephenville (NL) (World energy GH2)	210 000 tonnes
	Varenes (Enerkem, Hydro-Québec)	12 410 tonnes	Lambton (ON) (Atura Power, Ontario Power Generaton)	
	Sorel-Tracy (Charbone)	73 tonnes	Nouvelle-Écosse Green Hydrogen International	43 Mt
	Gatineau (Evolugen Gazifière Inc)	3 650 tonnes		
	Shawinigan (TS Canada H2 Inc)	70 000 tonnes		
Ammoniac vert	Baie-Comeau (Hy2gen)	173 000 tonnes	Stephenville (NS) World Energy GH2	400 000 tonnes
			Point Tupper (NS) (Everwind)	1 Mt
			Belledune (NB) (Cross River Infrastructure)	
Biocarburants	La Tuque (BELT)	176 600 tonnes	Kirkland (ON) (CHAR Technologies)	12 821 tonnes
			Lambton (ON) Woodland Biofuels	
			Thorold (ON) StormFisher	5 769 tonnes

Source: IMAR (2021a; 2021b); Novikov (2022); Whitmore et Pineau (2024)

4.2.3. Enjeux réglementaires

Les carburants sont régis par un ensemble de règlements et de procédures réglementaires bien établis. Les carburants de remplacement affichent des différences dans leur composition, leur caractéristique, leur origine, leur stockage, leur combustion et leurs émissions. Conséquemment les protocoles et conventions devront inévitablement être modifiés dans l'avenir. Ces changements peuvent se traduire par des différences dans les opérations des carburants de remplacement ce qui aura une incidence majeure sur les coûts et les positions concurrentielles.

L'OMI s'est engagée dans le processus d'élaboration de nouvelles lignes directrices et de politiques pour parvenir à une réduction significative des émissions de CO₂. En juin 2021, l'OMI a adopté de nouveaux règlements sur les émissions de carbone applicables aux navires en exploitation : indice de rendement énergétique des navires existants (EEXI) qui cherche l'amélioration technique des navires; indicateur d'intensité carbone (CII) qui vise à garantir une amélioration continue de l'intensité carbone opérationnelle d'un navire dans le cadre d'un niveau de notation spécifique; et plan de gestion du rendement énergétique d'un navire (SEEMP), un outil pour mesurer et contrôler les émissions de GES d'un navire.

Une préoccupation constante de l'OMI a trait au développement de lignes directrices en accord avec l'approche cycle de vie des composés carbonés des GES pour tous les types de carburant. Les sociétés de classification élaborent des règlements précis concernant l'utilisation et le stockage de certains carburants de remplacement tels que l'ammoniac. L'Union européenne travaille sur le paquet législatif « Ajustement à l'objectif 5 » dont la promotion des carburants renouvelables et bas carbone par des exigences plus strictes en matière de réduction progressive de l'intensité annuelle moyen des émissions de GES de l'énergie utilisée à bord des navires.

Un vaste éventail de règlements sur le GNL et les biocarburants ont été adoptés depuis une décennie. L'utilisation croissante de l'hydrogène par l'industrie maritime nécessitera sans aucun doute des règles et des politiques de base conçues de manière à assurer la sécurité dans diverses conditions opérationnelles. Il existe des règlements en vigueur sur la manutention de l'utilisation de l'ammoniac dans l'industrie des fertilisants. Classé comme substance toxique, l'ammoniac utilisé en tant que source de carburant par l'industrie maritime imposera de nouveaux protocoles. Les piles à combustible nécessiteront aussi certaines normes et des règles précises en lien avec la sécurité des navires. Les biocarburants représentent un défi en raison de la gamme de produits, de la diversité des matières premières et de l'absence de normes uniformes.

Il est largement démontré que les règlements ont la capacité d'influencer l'attrait des carburants de remplacement. La réglementation sur les combustibles à faible point d'éclair adoptée par l'OMI en 2020 a mené à un regain d'intérêt pour le méthanol. Mais les modifications réglementaires peuvent exercer un impact de façon indirecte. La Commission européenne favorise le recours à des carburants renouvelables d'origine non biologique. Cela envoie un message aux lignes maritimes non européennes qui planifient des investissements à long terme vis-à-vis les carburants de remplacement que l'approvisionnement en biocarburants pourrait devenir problématique.

4.2.4. Avitaillement

L'approvisionnement des navires avec des carburants de remplacement représente un défi pour l'avitaillement portuaire. Les processus de manutention du mazout lourd dans le transfert de carburant de la terre au navire sont très différents de ceux qui impliquent les carburants de remplacement. Le GNL est un carburant dont l'état change en fonction de la température et de la pression. Dans sa forme cryogénique, le GNL est dangereux pour le personnel et les structures classiques en acier. En fort contraste à la vapeur du mazout lourd qui est libéré dans l'atmosphère, le GNL peut former des substances inflammables sous forme de gaz ou de vapeur nécessitant des manipulations spéciales. Des zones spéciales de sécurité doivent être établies autour des sites de soutage, une attention qui ne s'applique pas avec le mazout lourd. Par ailleurs, le stockage de méthanol, d'hydrogène et d'ammoniac et leur transfert dans des navires nécessitent des méthodes de suivi sensiblement différentes de la manutention actuelle du mazout lourd. Les installations de stockage requièrent davantage d'espace et les procédures de chargement seront plus prolongées parallèlement à d'importantes mesures de sécurité, ce qui représente des coûts importants qui s'ajoutent aux autres dépenses d'approvisionnement. Cette incertitude s'étend à la formation de la main-d'œuvre puisque les enjeux de sécurité et de sûreté exigent des qualifications et des compétences de haut niveau pour le personnel dans les ports et à bord des navires.

Un problème essentiel concerne l'absence d'un carburant dominant dans l'avenir. Il en résulte que les ports devront se préparer à l'avitaillement de divers types de carburants. Les coûts d'immobilisation et de fonctionnement de cette éventualité seront considérables et la disponibilité de sites de stockage et d'échange sera très limitée dans la plupart des ports. Très peu d'attention a été accordée à cet enjeu dans la littérature sur l'industrie maritime concernant les carburants de remplacement. Cela soulève des questions de coût et d'exploitation qui doivent être pris en considération quant aux décisions à prendre concernant le choix de carburant.

Il est probable que peu de ports seront en mesure d'offrir plusieurs types de carburants pour l'avitaillement des navires en raison des coûts et de la disponibilité de sites. L'approvisionnement en carburants dépendra de l'intention des

compagnies maritimes en escale d'adopter un certain type de carburant. Mais en raison des incertitudes qui entourent les carburants de remplacement, il est peu probable qu'une réponse claire deviendra disponible à court terme. Cette situation risque de devenir un cercle vicieux : pour les transporteurs l'adoption d'un carburant de remplacement s'effectue à la lumière de la disponibilité d'avitaillement dans les ports d'escale, tandis que les ports sélectionnent l'approvisionnement d'un carburant de soute en fonction de l'utilisation prévue des clients de la marine marchande. La perspective de redondance apparaît vaste.

Si les activités d'avitaillement peuvent être considérées comme un facteur dans le choix de carburant par les exploitants maritimes, il devient plus compliqué lorsque plusieurs ports d'escale impliquent des marchés outre-mer. Plusieurs facteurs doivent être pris en considération dans l'approvisionnement de carburants de remplacement pour l'avitaillement des navires dans d'autres régions du monde. Il devient donc important que la disponibilité de carburants de remplacement et leur coût soient examinés pour la navigation maritime en haute mer. Par contre, les problèmes d'avitaillement pour les services côtiers et les traversiers sont moins importants.

4.2.5. Typologie des navires

L'industrie maritime n'est nullement monolithique. Elle sert des fonctions diverses qui nécessitent l'utilisation de plusieurs types de navires dont des navires-citernes, des porte-conteneurs, des vraquiers, des paquebots de croisière, des rouliers, des navires de ravitaillement et des traversiers qui peuvent être différenciés selon plusieurs catégories : intérieur, côtier, hauturier. Cette typologie comprend aussi d'autres types de bâtiments dont les remorqueurs et les dragueurs. Ils se distinguent par taille, la durée de transit dans les ports et en mer. Ces considérations aident à façonner le choix de carburants de remplacement.

Plusieurs caractéristiques générales sont déjà apparentes. Il est reconnu que les navires plus petits qui effectuent plusieurs ports d'escale sont plus enclins à adopter des batteries ou des piles à combustible dans le but de réduire les émissions de CO₂. À l'autre extrême de l'échelle des tailles, les services maritimes conteneurisés intercontinentaux peuvent trouver difficile d'utiliser l'hydrogène en raison de la taille des réservoirs de stockage qui réduisent la capacité d'entreposage des conteneurs générateurs de recette. Entre les deux extrêmes, le choix de carburants de remplacement devient plus complexe dès que les caractéristiques précises des cargaisons et de la flotte qui les transporte doivent être pris en compte parallèlement aux autres critères examinés précédemment.

5. BATTERIES

Les batteries sont le principal moyen de stocker l'électricité pour son utilisation dans les navires. Lorsque les batteries fournissent la puissance nécessaire à la propulsion et les moteurs auxiliaires, le navire est réputé tout électrique. Mais en raison du poids des batteries et du besoin de les recharger fréquemment, la plupart des navires comptent sur une source d'alimentation pour la recharge dans un port ou dépendent des moteurs traditionnels pour assurer un soutien ou l'énergie primaire en mer. Ces navires sont considérés comme hybrides et sont présentement beaucoup plus nombreux que les navires tout électriques.

Les types communs de batteries incluent les piles plomb-acide (PBA), les piles nickel-hydrure de métal (NiMH) et les piles Li-Ion. La pile Li-Ion est devenue la batterie de choix en raison de ses nombreux avantages en comparaison aux autres technologies dont sa densité énergétique plus élevée, sa tension de cellule élevée et sa longue durée.

Plusieurs contraintes limitent une plus large utilisation des batteries. Une première contrainte concerne la faible densité énergétique et le poids élevé des batteries. Les calculs menés sur la quantité de puissance requise pour chaque trajet maritime suggèrent des blocs-piles lourds et encombrants. Une étude menée par DNV (2019 : 40) indique que la conversion du porte-conteneurs Regina Maersk en tout électrique dont la capacité des réservoirs de mazout lourd est de 18 615 m³ nécessiterait un bloc-pile de 284 000 m³ dont le poids serait deux tiers plus élevé que la capacité actuelle de chargement de marchandises du navire. L'Atlantic Kipper, un navire pour des services sur courte distance, dispose d'une capacité de réservoir de carburant de 2 285 m³ en comparaison à un bloc-pile hypothétique de 2 140 m³. En termes de poids, le bloc-pile atteindrait 2 220 tonnes en comparaison à la capacité actuelle de chargement de fret de 15 692 tonnes. Cela suggère que l'utilisation de batteries aujourd'hui n'est réalisable que sur des navires de petite taille qui effectuent de courtes distances de sorte que les batteries peuvent être rechargées. Présentement seuls les traversiers, les petits navires côtiers ou les navires de navigation intérieure satisfont à ces conditions.

Une seconde contrainte fréquemment mentionnée concerne les besoins en terres rares dans la fabrication des batteries. Cinq minéraux critiques sont particulièrement importants : le lithium, le cobalt, le manganèse, le nickel et le graphite. Cependant la croissance anticipée de la demande de ces minéraux pour la fabrication de batteries soulève des enjeux sur les coûts et leur disponibilité dans un contexte de préoccupations d'ordre géopolitique.

Troisièmement, les batteries présentent des risques élevés pour la santé et la sécurité. Les blocs-piles doivent faire l'objet d'une attention particulière pendant le chargement, l'installation, et les opérations. Les incendies ou les explosions sont très difficiles à maîtriser. Bien que l'incidence des incendies de batteries soit statistiquement plus faible que celle des carburants fossiles, les dommages

risquent d'être plus élevés, ce qui suggère que l'utilisation de batteries demande une surveillance constante.

Quatrièmement, les avancées technologiques soulèvent certaines considérations sur l'utilisation de piles à combustible plutôt que des batteries pour fournir de l'électricité. Les piles à combustible convertissent l'énergie chimique d'un carburant en énergie électrique et calorifique à travers une réaction électrochimique. La source de carburant est l'hydrogène. Les piles à combustible sont perçues comme une solution alternative aux batteries parce qu'elles suppriment les besoins de recharge. Le carburant et l'agent oxydant sont stockés à l'extérieur de la pile et transférés dans la pile alors que les réactifs sont consommés. La pile à combustible convertit l'énergie plutôt que de la stocker et peut fournir une puissance continue tant qu'il y a du combustible. Les piles à combustible ne brûlent pas de carburants et peuvent être plus efficaces que les moteurs à combustion interne. La chaleur perdue des piles à combustible peut être capturée pour combiner la chaleur et la puissance. L'utilisation de la chaleur perdue peut accroître l'efficacité du système jusqu'à 85 % en comparaison avec les autres types d'appareils de production d'électricité. Les piles à combustible pour les navires sont habituellement empilées en série de centaines de piles. L'empilage peut aussi être configuré en parallèle pour accroître la puissance électrique. Les principaux inconvénients des piles à combustible sont comparables à ceux de l'hydrogène : l'hydrogène gazeux nécessite d'importantes installations de stockage; l'hydrogène liquide requiert une forte pression et de très basses températures (cryogénique) afin de conserver son efficacité, et exige des systèmes de livraison spéciaux en raison des risques de fuite.

L'utilisation actuelle de l'électricité en transport maritime se limite pour l'essentiel aux navires hybrides où la puissance principale est générée par d'autres systèmes énergétiques.

Les commerces océaniques affichent de nombreuses lignes de croisière qui proclament l'adoption de batteries pour fournir de la puissance dont les croisières Aida, Havila, Hurtigruten et Viking River. La plupart de ces navires disposent de puissance de batterie pour offrir moins d'une heure de puissance avant de mettre en marche une autre source d'énergie. Les navires tout électriques représentent une innovation dans l'industrie maritime mais les exemples sont timides et les navires sont de petite taille.

DNV (2019) présente un large éventail d'estimations sur le coût encouru pour fournir des batteries par kWh : 550-1 400 US \$/kWh. Cela représente un coût significativement plus élevé que celui des carburants de remplacement. Il est prévu que les coûts des batteries diminueront dans l'avenir avec les nouvelles technologies et les économies d'échelle. Il est toutefois peu probable que les batteries auront un prix de revient compétitif pour les navires de grande taille.

Deux traversiers sur le lac Ontario

En 2017, le gouvernement de l'Ontario a débuté un processus pour remplacer deux traversiers propulsés aux carburants fossiles sur le lac Ontario pour relier le continent à deux îles au coût de 94 millions \$. Le Wolfe Islander IV et le Amherst Islander II ont été construits en Roumanie. Commandés en 2022, ils utilisent des batteries qui sont rechargées à l'arrivée au port. Bien que la recharge utilise le réseau électrique, le processus serait appuyé par des blocs-piles à quai pour accélérer la vitesse de recharge. De cette façon les batteries à bord seraient rechargées en dix minutes. C'est une technologie développée par la compagnie suisse Leclanche (<https://www.leclanche.com/>). En attendant la mise en service des nouveaux navires, les anciens navires âgés de 50 ans continuent de maintenir le service en raison des délais de modernisation des gares maritimes qui permettent les escales des nouveaux navires et leurs besoins en énergie.

Des porte-conteneurs de navigation intérieure propulsés à l'électricité aux Pays-Bas et en Belgique

Un navire transportant des conteneurs entre les ports de Rotterdam, Anvers et Meerhaut a entrepris des essais en 2023 (<https://futureproofshipping.com/>). Le projet concerne la conversion d'une barge. La mise à niveau implique le remplacement d'une technologie de combustion interne par une technologie de l'hydrogène en remplaçant le moteur principal et la boîte de vitesses et en installant un système de propulsion comprenant des moteurs électriques, des réservoirs d'hydrogène, un système de piles à combustible qui convertit l'hydrogène en électricité et un bloc-pile. L'hydrogène et le système de piles à combustible sont installés sur une superficie équivalente à huit EVP située dans l'espace de cargo adjacent à la timonerie de la barge dont la capacité de chargement atteint 184 EVP. Le stockage de l'hydrogène affiche une capacité de 900 kg sous une pression de 300 bars. Les conteneurs qui contiennent les réservoirs d'hydrogène sont échangés à un port d'escale et remplacés par d'autres conteneurs complètement chargés dans un processus organisé par Air Liquide. Ce système conteneurisé de transport de carburant offre une flexibilité opérationnelle principalement en raison de la variation dans la disponibilité actuelle d'hydrogène dans les ports. Par ailleurs, le chargement, l'utilisation et le déchargement de l'hydrogène nécessitent des mesures de surveillance et d'entretien bien plus efficaces que ceux des combustibles fossiles traditionnels. Le coût de la conversion n'a pas été divulgué, mais d'importants soutiens financiers ont été accordés en provenance de plusieurs sources dont l'Union européenne et le gouvernement néerlandais. La barge devrait être exploitée en vertu d'un accord d'affrètement par Nike. La ligne maritime compte acquérir dix barges électriques.

Un navire autonome porte-conteneurs électrique est à l'essai en Norvège

Le Yara Beleland est un navire autonome porte-conteneurs électrique propriété de la compagnie Yara, un important producteur de fertilisants. Le navire a une capacité de 120 EVP, propulsé par batteries et conçu pour le transport de fertilisants dans des conteneurs depuis la manufacture à Heroya vers Brevik pour expédition outre-mer. Le navire est entré en service en 2021 et il est présentement déployé avec un équipage mais le navire devrait être complètement autonome en 2024. Le navire est propulsé par un bloc-pile Lithium-Ion de 6,7 MWh garanti 10 ans. Le navire circule à une vitesse optimale de 6 nœuds et peut atteindre 13 nœuds. À terme, le navire pourra fonctionner de façon autonome et les opérations d'amarrage ainsi que le transfert de conteneurs du navire au quai seront automatisés à l'aide d'un système de contrôle à distance. Le coût du navire est estimé à 25 M \$ et le gouvernement norvégien a accordé une subvention de 14 M \$. Le navire circule exclusivement dans les eaux territoriales de la Norvège et ne fait escale que dans les terminaux de la compagnie Yara. Le trajet entre Heroya et Brevik dure environ une heure. Le contexte du service maritime doit prendre en considération la décision de la compagnie de fertilisant de débiter la production de fertilisant écologique qui utilise l'hydroélectricité pour produire de l'ammoniac vert. C'est le produit transporté dans les conteneurs. La compagnie Yara, anciennement dénommée Norsk Hydro et sa conversion pour produire de l'ammoniac vert ont été largement financés par des subventions gouvernementales dans le cadre du programme Enova (<https://www.bairdmaritime.com/work>).

6. MESURES TECHNIQUES ET OPÉRATIONNELLES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO₂

Alors que les carburants de remplacement et les batteries dominent les discours actuels sur la conformité aux réglementations sur les émissions de CO₂, un large éventail de technologies et de mesures opérationnelles ont le potentiel d'offrir des solutions partielles. Cinq options sont envisagées : l'amélioration de l'ingénierie et de la conception des navires; l'augmentation de l'efficacité des services et des opérations des navires; le captage du carbone; l'exploitation de l'énergie éolienne et l'alimentation électrique à quai. Cette section effectuera d'abord une analyse individuelle détaillée des aspects pratiques de leur mise en œuvre. Cela sera suivi d'une évaluation comparative quant à leur capacité de réduire les émissions de CO₂.

6.1. Améliorer l'ingénierie et la conception des navires

Les améliorations dans la conception des navires jalonnent l'industrie maritime depuis longtemps (Ebrahimi, 2021). La recherche hydrodynamique a produit des conceptions de navire qui réduisent la résistance de la coque et elle a mené à l'utilisation de matériaux qui augmentent la puissance et la résistance des navires.

Les progrès en ingénierie navale ont amélioré l'efficacité des équipages, rehaussé la transmission de puissance et accru le rendement des moteurs. Ces avancées ont permis à l'industrie maritime de prendre le virage de l'efficacité énergétique et de réduire les coûts.

Aujourd'hui l'architecture navale et le génie maritime continuent d'améliorer la performance des navires dans le but précis de réduire les émissions de GES. La conception de la coque, des hélices plus efficaces, l'alimentation électrique et les systèmes de propulsion, la récupération de la chaleur et l'amélioration des lubrifiants sont importants. Ils sont aussi essentiels pour favoriser l'utilisation de carburants de remplacement qui nécessitent d'importantes modifications des navires dont les moteurs, les matériaux utilisés dans les structures et la tuyauterie, la conception des compartiments moteurs et des réservoirs de carburant, la fourniture des équipements de sécurité et le contrôle des émissions.

Cependant, malgré les progrès réalisés, les possibilités d'amélioration sont réelles. D'abord, seulement 15 % de la capacité énergétique du carburant sert en réalité à propulser le navire. Le gaspillage d'énergie existe à travers le système où la combustion et la perte de chaleur sont des domaines importants. Ensuite, la croissance du coût des carburants devrait propulser la recherche de solutions pour améliorer l'efficacité des carburants dans le transport maritime et, ainsi, réduire les émissions. Enfin, le volume de réduction d'émissions de GES est difficile à prédire, ce qui suggère de nombreuses variations dans les innovations technologiques.

Les porte-conteneurs Maersk de classe Triple E

En 2011, Maersk a introduit le porte-conteneurs de classe triple E. Le triple E provient des principes de conception : économie d'échelle, efficacité énergétique et progrès environnementaux. Leur taille atteint 18 000 EVP, leur puissance est dérivée de moteurs jumelés qui alimentent la machinerie, ce qui permet de réduire la vitesse à 19 nœuds qui à son tour réduit la consommation de carburant et les émissions de CO₂.

6.2. Augmenter l'efficacité des services et des opérations des navires

Il y a peu de doute que les navires construits récemment et ceux qui entrent en service sont moins énergivores et qu'ils ont une empreinte carbone moindre que celle des navires plus anciens. Toutefois, ces vieux navires représentent une très large proportion de la flotte commerciale, de sorte qu'il y a un intérêt croissant quant à adapter les opérations de navigation dans le but de réduire les émissions de GES de la flotte existante. Trois approches sont passées en revue : la navigation à vitesse réduite, la planification du trajet des navires et la gestion du temps d'escale.

6.2.1. Navigation à vitesse réduite

Les émissions de navires sont reliées au temps de passage. La réduction de la vitesse est perçue comme un moyen d'abaisser les émissions de GES. Le concept n'est pas nouveau. Il a été utilisé par l'industrie maritime conteneurisée depuis plusieurs années en réaction à l'augmentation du prix du mazout lourd. De 1979 à 2004, les prix étaient inférieurs à 200 \$/tonne. Par la suite, le prix s'est accru pour atteindre 740 \$/tonne en 2007 et 2011 (Ferrari *et al*, 2015). Les navires ont commencé à réduire la vitesse pour réduire les coûts.

Les études sur l'impact de la réduction de la vitesse sur le commerce conteneurisé révèlent des améliorations dans la réduction de la consommation énergétique et une baisse moyenne des émissions de CO₂ de 11 % (Cariou, 2011). Vraisemblablement, les autres routes de transport maritime engagées dans de grandes traversées peuvent atteindre des économies comparables. Le transport maritime sur courte distance est moins susceptible d'en tirer profit, car les navires séjournent moins longtemps en mer. Cependant, si tous les navires adoptaient une navigation à vitesse réduite, il en résulterait une réduction des émissions de GES à long terme.

Il est bien évident que la navigation à vitesse réduite exerce un effet sur le prolongement des délais de livraison. Les clients doivent attendre plus longtemps qu'auparavant, ce qui affecte les chaînes d'approvisionnement. Mais ce sont les transporteurs qui subissent les répercussions les plus sévères, car la réduction de la vitesse réduit la capacité annuelle de service maritime et s'accompagne d'une baisse concomitante des revenus. Certes, une navigation à vitesse réduite peut réduire les coûts de carburant, mais le concept augmente les coûts de capitalisation en raison de la nécessité d'ajouter d'autres navires afin de maintenir le même niveau de capacité. Par ailleurs, cela a conduit à d'autres conséquences. Plutôt que d'ajouter des navires, les lignes maritimes de transport conteneurisé ont augmenté la taille des navires, de sorte que les trajets plus longs demeurent profitables à travers les économies d'échelle (Ferrari *et al*, 2015). Toutefois cela a entraîné une réduction du nombre de ports d'escale sur chaque service dans les conditions où les transporteurs ont cherché à maintenir leurs services hebdomadaires. Cette situation a entraîné une augmentation des activités de transbordement pour les ports qui ont été contournés et ceux qui sont situés dans les plus petits marchés.

6.2.2. Planification du trajet des navires

Le trajet des navires a toujours été un défi pour les opérations maritimes. Bien que le choix de la route la plus courte soit généralement considéré une préoccupation majeure, les conditions météorologiques nécessitent fréquemment des déviations de sorte que le temps de transit devient une préoccupation primordiale. La consommation de carburant devient un enjeu supplémentaire qui ne coïncide pas nécessairement avec la distance, ni avec l'itinéraire de substitution pour éviter les

mauvaises conditions météorologiques. Les améliorations à la prévision météorologique et au suivi du climat parallèlement à l'information sur les conditions météorologiques en temps réel fondées sur les systèmes d'identification automatique (SIA) améliore la sélection de route optimale qui repose sur les fonctions objectives considérées. Zis *et al* (2020) ont examiné un large éventail de méthodes pour optimiser la configuration des routes maritimes depuis les ports ou vers ceux-ci dont les courbes isochrones, la programmation dynamique, le calcul des variations, l'utilisation de l'algorithme du plus court chemin et les heuristiques, l'intelligence artificielle et les applications de l'apprentissage machine.

Ces dernières années, la question des émissions de GES a ajouté une nouvelle dimension au choix de route. Les exemples de telles études sont nombreux. Ainsi, Wei *et al* (2023) emploient le cadre de jumeaux numériques pour contrôler les émissions en fonction d'algorithmes de programmation dynamique. L'essai de la procédure avec une étude de cas révèle que si la route sélectionnée veille à ce que les émissions demeurent à l'intérieur des niveaux établis durant les premiers jours, la rencontre imprévue de fortes vagues à une étape ultérieure du trajet force le navire à s'écarter de l'itinéraire proposé et à outrepasser les émissions de GES en raison de la déviation. Cela met en lumière les changements rapides que provoquent les phénomènes météorologiques et les conditions des vagues alors que la précision des prévisions météorologiques maritimes diminue avec le temps.

6.2.3. Gestion du temps d'escale

Les navires passent la majorité du temps en mer, mais l'escale portuaire représente une nécessité absolue. Le déchargement et le chargement de marchandises représentent certes la partie la plus importante du séjour d'un navire dans un port. Mais d'autres activités sont réalisées dont l'utilisation de remorqueurs pour accéder aux quais, l'amarrage du navire, l'ouverture des écoutilles et l'inversion de ces étapes avant le départ. Par ailleurs, certaines activités sont effectuées indépendamment des opérations de transfert de cargaison telles que l'avitaillement et l'approvisionnement du navire, la rotation des membres d'équipage et les réparations. Le temps d'arrêt est la mesure de la durée que prend le navire entre l'arrivée à l'entrée du port et son départ du territoire portuaire. Le temps d'arrêt peut inclure des périodes sans qu'aucune activité ne soit réalisée. Les navires peuvent arriver en retard et doivent demeurer ancrés ailleurs jusqu'à ce qu'un quai se libère. Les conditions météorologiques peuvent retarder le départ d'un navire occupant un poste d'amarrage. Le problème de congestion est une situation de plus en plus courante qui affecte la disponibilité de quais. En outre, les changements de quarts de travail des débardeurs est une cause supplémentaire des délais. Ces épisodes improductifs non seulement entraînent des délais coûteux pour toute la chaîne logistique, mais représentent des périodes supplémentaires d'émissions de GES dans la zone portuaire.

Plusieurs segments de l'industrie maritime sont confrontés au temps d'arrêt dans les ports. Des éléments de preuve indiquent des cas de délais de navires côtiers

et intérieurs pour accéder aux quais de ports océaniques en raison de la préférence accordée aux navires de grande taille (Johnson and Styhre, 2015). Le transport maritime de conteneurs a été au cœur d'importantes recherches, car les services de ligne régulière fonctionnent selon des horaires fixes et desservent des clients qui dépendent des chaînes d'approvisionnement juste-à-temps où la ponctualité et l'efficacité des opérations à quai sont critiques. Pourtant, la preuve est faite que plus de la moitié des arrivées sont en retard, qu'il existe des différences significatives de performance entre les ports et que les transporteurs diffèrent dans leur approche à maintenir les objectifs en matière de service (Comtois et Slack, 2019). Certains invitent à une meilleure coopération entre les lignes maritimes et les exploitants des terminaux afin d'améliorer les temps d'arrêt impliquant l'accostage et le début des travaux à l'arrivée des navires, le partage d'information permettant de coordonner l'allocation des postes d'amarrage, la planification de délais et le respect des horaires (Pallis and Notteboom, 2022).

Les ports du Québec constituent un cas atypique eu égard aux délais des temps d'escale. Le cas de Montréal est unique, car c'est le seul port d'escale à conteneurs au Canada où les navires sont complètement déchargés à leur arrivée et immédiatement rechargés avant leur retour outre-mer. Il y a des arrivées tardives, mais cela peut être réglé en raison des horaires relativement vagues et de la capacité des navires à rattraper le temps perdu au cours de leur voyage de retour. Le transport maritime de vrac est organisé dans le cadre de chaînes industrielles qui impliquent des expéditions intra-firmes dans des navires affrétés ou détenus par une compagnie. En outre les terminaux utilisés sont fréquemment détenus ou exploités par les compagnies. En fort contraste, les navires côtiers et intérieurs en Europe et en Asie appartiennent à de petites compagnies et sont généralement plus petits que les navires intérieurs qui circulent sur le système Saint-Laurent—Grands Lacs et sont moins importants en termes d'allocation des postes d'amarrage.

6.3. Captage du carbone

La capture, l'utilisation et le stockage de carbone (CUSC) devient un enjeu d'intérêt pour un large éventail d'industries confrontées à des règlements plus strictes de réduction des émissions de CO₂. Cette méthode est perçue comme une solution par les industries où le CO₂ peut être éliminé avant d'être utilisé par d'autres secteurs qui génèrent des GES dans un processus de production et par des activités qui doivent éliminer le CO₂ après son utilisation. En 2023, la capture de carbone est estimée à 45 Mt par l'Agence internationale de l'énergie dont plus de la moitié provient de l'industrie du gaz naturel suivi des biocarburants, de la production d'énergie électrique et des industries du fer et de l'acier (EIA, 2023).

Pour l'industrie maritime, l'intérêt du CUSC est de cibler les enjeux de captage et de stockage de carbone postcombustion à bord des navires (ABS, 2022). Ces enjeux impliquent la purification des gaz d'échappement via les cheminées de ventilation par des équipements installés dans les cheminées ou à côté de celles-

ci. De nombreuses méthodes de substitution pour séparer le carbone ont été élaborées sur des sites terrestres : l'absorption chimique, la séparation par membrane et le captage cryogénique du carbone.

Les solvants fonctionnent comme des supports aqueux qui absorbent les molécules de CO₂ excédentaires des flux gazeux qui sont composés d'une combinaison de produits chimiques liquéfiés. Le monoéthanolamine est le solvant le plus largement utilisé. Mais il y en a d'autres dont l'ammoniac en solution aqueuse et l'hydroxyde de potassium. Après mélange, le solvant riche en CO₂ est envoyé dans un désorbeur ou fragmenté par distillation pour séparer le CO₂ du solvant et le récupérer à des fins de réutilisation. L'extraction du solvant requiert toutefois l'utilisation d'une grande quantité d'énergie puisque le processus nécessite une chaleur de réaction pour l'absorption du CO₂ et le chauffage de la solution aqueuse d'amine riche en carbone dans le régénérateur pour récupérer le solvant du CO₂.

L'utilisation de membranes permet de développer un système de filtration physique pour absorber diverses impuretés dont les émissions de gaz carbonique. Les filtres de CO₂ laissent passer les molécules sélectionnées et restreignent le flux d'autres gaz. La technologie des membranes peut aussi utiliser des particules solides à la surface du module de filtration pour favoriser la séparation chimique ou électrique du CO₂. Les plus récentes technologies de membranes utilisent des interactions électrochimiques pour améliorer leur efficacité dans le captage de carbone.

Le captage cryogénique du carbone est un processus dans lequel le carbone est séparé des gaz d'échappement par un réseau d'échangeurs thermiques. Le processus implique le refroidissement des gaz d'échappement au point de solidification du CO₂ (- 100°C à - 135°C). Son efficacité repose sur plusieurs produits chimiques présents dans les flux gazeux. Le système peut être installé sur les navires existants avec peu d'encombrement. Malgré ses avantages prometteurs sur d'autres systèmes, notamment pour produire du carbone à l'état solide, le système est toujours à un stade expérimental pour les navires (ABS, 2022).

Il est évident que les systèmes de captage du carbone pour extraire le CO₂ varient considérablement (ABS, 2022 : 11). Il y a des différences entre les technologies et méthodes basées sur la monoéthanolamine pour atteindre jusqu'à 65 % de réduction du CO₂ (Baroudi, 2021 : 32). L'efficacité des systèmes de captage du carbone dépend du type de système de captage, du taux d'absorption, de la taille du système de captage, du type de carburant, du contenu carbone du carburant et du taux de consommation de carburant. Cela suggère que chaque navire doit développer son propre système de captage de CO₂ reflétant les caractéristiques opérationnelles du navire.

Un des enjeux de la capture du CO₂ pour l'industrie maritime concerne le stockage sur le navire. L'augmentation de la taille des navires, de la vitesse et conséquemment de la consommation de carburant entraînent aussi une augmentation de la quantité d'émissions de carbone. Les émissions totales de carbone et la capture totale de carbone d'un navire sur un trajet est un facteur important dont il faut tenir compte. Les systèmes très efficaces de captage du carbone exigent de plus grandes capacités de stockage et davantage de manutention. Par ailleurs, la capacité de stockage est influencée par la fréquence des ports d'escale. Il en résulte que les itinéraires plus courts n'ont pas besoin d'autant de capacité de stockage ou d'équipement de manutention. Le stockage est donc devenu un important facteur dans la conception des nouveaux navires ou la rénovation des vieux navires.

La question générale du potentiel du CUSC à bord des navires concerne l'énergie additionnelle requise pour réaliser toutes les étapes du captage et du stockage. Les moteurs et les génératrices auxiliaires d'un navire doivent fréquemment accroître la génération d'énergie, ce qui entraîne une hausse des émissions d'échappement. La consommation d'énergie du système est directement liée à l'efficacité du captage de carbone et sera un facteur important pour déterminer la faisabilité globale du système de captage de carbone à bord des navires (Burima *et al*, 2022).

Les exemples du CUSC dans l'industrie maritime sont limités. En 2020, Mitsubishi a annoncé l'essai d'un système de captage de carbone sur un transporteur de charbon. Le plan prévoit convertir un système de captage de CO₂ d'une centrale électrique terrestre vers un environnement marin et l'installer à bord du navire en service. Le projet pilote devait débuter en 2021, mais les résultats n'ont pas suivi. Les seuls résultats publiés d'un projet de captage de carbone concernent un vraquier de la compagnie suédoise Stena.

Captage de carbone d'un vraquier suédois

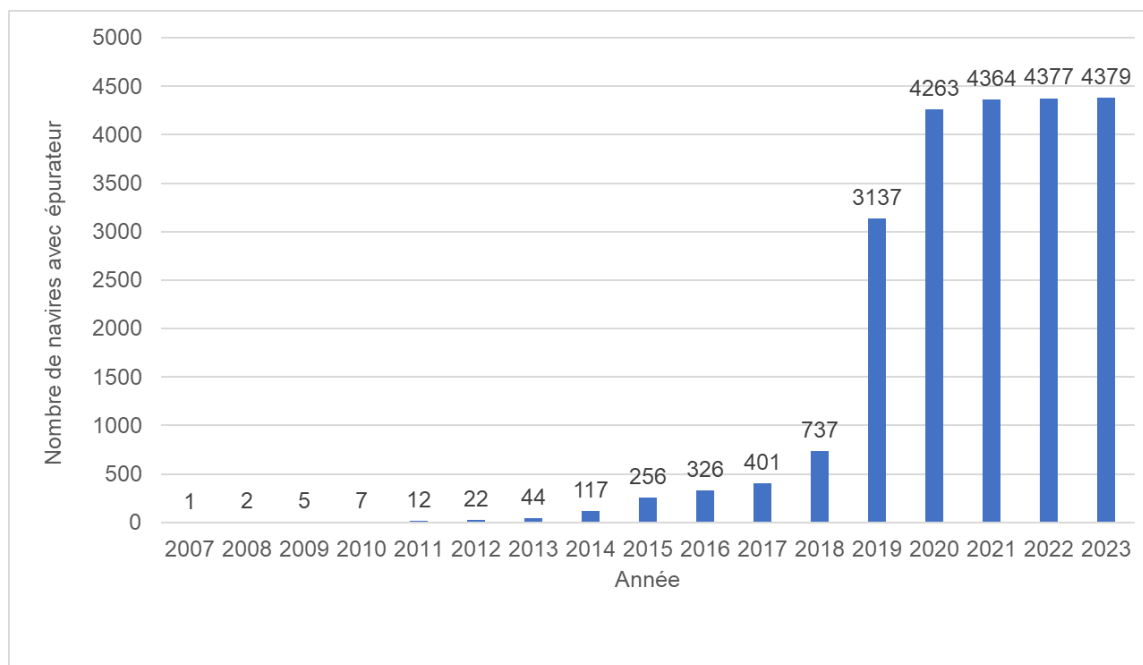
La compagnie suédoise a sélectionné un pétrolier de taille Suezmax pour le captage de carbone. Les résultats de l'utilisation de solvants chimiques indiquent que le déploiement de la puissance normale du navire permet de capturer seulement 8 % des émissions de CO₂. L'atteinte d'un taux de captage de 90 % nécessite un accroissement de 53 % de l'utilisation de mazout. L'étude s'est poursuivie par un examen des aspects commerciaux du captage de carbone. Les coûts en capitaux furent estimés à 20M € pour un taux de captage de 50 % et à 27M € pour atteindre un seuil de 90 %. Les coûts annuels d'exploitation sont estimés à 934 000 € pour un taux de captage de 50 % et à 1 808 000 € pour un taux de 90 %. Les coûts élevés peuvent être amortis. D'autres estimations ont été effectuées dans le cas où le captage de carbone n'était utilisé que dans certaines conditions dont un captage plus faible jusqu'en 2030 et une augmentation jusqu'à 100 % à l'horizon 2050. Il apparaît évident que les subventions ou les crédits de taxes peuvent grandement améliorer la

viabilité commerciale de CUSC, mais des avancées technologiques et des tests supplémentaires seront requis pour réduire les coûts.

Source: Oil and Gas Climate Initiative (2021)

Il y a des leçons à tirer du CUSC entre l'adoption d'épurateurs sur les navires et la capture d'émissions de soufre. En 2020, l'OMI a adopté des exigences en matière de transport maritime sur l'utilisation de carburants à faible teneur en soufre. Le coût élevé de ces carburants a mené à la prise en compte l'adoption d'épurateurs sur les navires pour extraire les émissions de soufre du mazout lourd bon marché. Une étude menée par Zis *et al* (2022) révèle que les épurateurs ont un bon rapport coût/efficacité avec un rendement du capital investi sur 10 ans. En outre les armateurs peuvent obtenir des contrats de location à plus long terme sur les navires en comparaison aux navires qui ne sont pas équipés d'épurateurs. L'échelle des économies dépend du type de navire et de la durée des trajets. L'adoption d'épurateurs suggère que la réglementation de l'OMI peut précipiter une réponse technologique rapide de l'industrie maritime (Figure 2). La sévérité croissante de la législation sur le CO₂ suggère que le CUSC a le potentiel de devenir une nouvelle mesure d'adaptation.

Figure 2. Nombre de navires avec épurateur, 2007-2023



Source: <https://www.statista.com/statistics/1099286/number-of-scrubbers-in-vessels/>

Un facteur déterminant pour le succès futur du CUSC concerne l'utilisation plutôt que l'élimination du CO₂. Lorsque le CO₂ peut être utilisé, sa valeur commerciale est accrue. Il y a peu d'exemples de captage de carbone par l'industrie maritime. Mais au plan mondial, environ 230 Mt de CO₂ générées par l'industrie lourde sont

utilisées principalement par l'industrie des fertilisants et celle de récupération des hydrocarbures (International Energy Agency, 2019). L'Agence internationale de l'énergie a identifié un large éventail d'utilisation potentielle du CO₂ pour l'industrie de la construction et du ciment, l'industrie des matières plastiques, l'industrie médicale, la fabrication de solvants et l'agriculture. À titre d'exemple, 6,3 Mt de gaz carbonique entreposé dans d'anciens réservoirs de pétrole du port de Rotterdam sont vendues au vaste réseau local de l'industrie des serres pour accroître la teneur de CO₂ dans l'air à plus de 1 000 ppm dans le but de stimuler la croissance des plantes.

La récupération et l'utilisation accrue du CO₂ soulèvent une prise de conscience auprès de l'industrie maritime sur le transport du produit sous forme gazeuse, liquide ou solide entre les lieux d'accumulation et les sites de consommation ou de décharge (Al Baroudi, 2021). ABS (2023) identifie ce processus comme la chaîne de valeur du carbone et détaille la place du transport maritime dans ce commerce et les exigences opérationnelles pour les navires.

Le Groupe d'experts intergouvernementaux sur l'évolution du climat (GIEC) souligne dans son 6^e rapport que le potentiel du CUSC demeure faible pour un coût très élevé par rapport à l'énergie éolienne ou solaire (IPCC, 2022).

6.4. Énergie éolienne

Jusqu'à la seconde moitié du 19^e siècle, les vents propulsaient les navires autour du monde. D'une certaine façon la navigation commerciale redécouvre les vertus du vent avec plusieurs prototypes de navires cargo qui utilisent des voiles et des cerfs-volants, bien qu'avec beaucoup de technologies de pointe, qui sont testés dans des conditions réelles (Le Loup *et al*, 2016). Un exemple de prototype inclut Airseas Seawing, un système de cerfs-volants qui a été testé sur un navire cargo transatlantique. Le projet pilote fait valoir une économie de carburant d'environ 20 % et un rendement sur capital investi estimé à 5 ans.

D'autres études dépendent de la modélisation de divers types de générateurs éoliens et de panneaux solaires pour offrir une puissance auxiliaire aux moteurs des navires conventionnels (Talluri *et al*, 2016; Julia *et al*, 2020). Les navires modélisés sont de plus grande taille que les prototypes en phase de test. Les trajets sont simulés entre ports en estimant les conditions de vent sur la base de conditions météorologiques représentatives des périodes de l'année le long des routes maritimes sélectionnées. Les simulations révèlent qu'il est possible d'atteindre des économies de carburant de 5 % à 30 % dans l'énergie utilisée et conséquemment des réductions des émissions de CO₂. Aucune considération n'a été accordée aux coûts d'immobilisation et aux frais d'exploitation des générateurs éoliens et des panneaux solaires. Par ailleurs, la configuration à bord de ces générateurs d'énergie ne considère pas la façon dont leur positionnement restreint l'accès aux cales à marchandises et aux grues de quai.

Certaines études récentes comparent l'énergie éolienne aux carburants de remplacement (Faber *et al*, 2023; Munim, 2023). Les résultats suggèrent que l'énergie éolienne joue un rôle dans certains cas. Pour Faber *et al* (2023), l'énergie éolienne a été employée comme un des facteurs dans la modélisation de la réduction des GES, mais sa contribution n'est pas identifiée de façon précise. L'étude de Munim (2023) évalue les options d'experts sur un large éventail de solutions pour réduire les émissions de GES en fonction d'un ordre de préférence qui place le mazout lourd au premier rang, suivi du LNG et de l'huile végétale hydrotraitée conjointement avec l'éolien au 3^e rang. Dans les deux cas, l'aspect pratique et le coût pour l'industrie maritime ne sont pas déterminés.

Il est encore trop tôt pour évaluer la faisabilité commerciale de l'énergie éolienne à travers le spectre des types de navire. Il apparaît probable que certains navires puissent ajouter des voiles comme option. Il est aussi possible que la capacité de l'énergie éolienne à compléter l'apport énergétique d'autres carburants devienne une option plus attrayante si le prix des carburants de remplacement ne diminue pas autant que prévu.

6.5. Électrification à quai

Les navires doivent maintenir la puissance nécessaire pour soutenir les besoins hors propulsion lors d'escales dans un port. Les moteurs auxiliaires sont utilisés pour répondre aux besoins énergétiques, mais ils émettent une importante quantité de polluants. Malgré les différences importantes entre les ports, Vaishnav *et al* (2016) indiquent que 72 % du SO₂, 9 % du NO_x et 11 % des particules fines PM_{2.5} dans les ports de Los Angeles et de Long Beach sont générées par les navires à quai. L'enjeu de la pollution de l'air sur la santé publique a mené à diverses propositions pour remplacer l'énergie des navires par un système d'approvisionnement électrique à quai.

La mise en œuvre de l'électrification à quai est lente (Innes and Monios, 2017). Le port de Göteborg a été le pionnier dans ce domaine en 2000. En 2017, seulement 43 ports de par le monde ont installé l'électrification à quai (Tableau 10). La majorité sont des ports de grande taille en Europe et sur la côte ouest nord-américaine. Des éléments de preuve démontrent que l'installation de connexions électriques se trouve dans un nombre limité de quais dans ces ports. Ces installations se manifestent surtout pour les terminaux de croisière et pour les quais utilisés par les traversiers et les navires rouliers. Cette situation est paradoxale, car la plupart des émissions de GES dans les ports proviennent d'autres types de navires dont les porte-conteneurs et les pétroliers. Il est également évident que le besoin de réduire la pollution est le facteur déterminant pour les projets d'électrification à quai et l'obtention de subventions des paliers de gouvernement.

Tableau 10. Électrification à quai dans le monde, 2017

Europe		Amérique du Nord		Asie		Océanie	
Port	Pays	Port	Pays	Port	Pays	Port	Pays
Anvers	Belgique	Halifax	Canada	Bakou	Azerbaïdjan	Auckland	Nouvelle-Zélande
Zeebrugge		Montréal		Shanghai	Chine		
Helsinki	Finlande	Vancouver		Qingdao			
Kemi		Prince Rupert		V.O. Chidambaranar	Inde		
Kotka		Los Angeles	Tokyo	Japon			
Oulu		Long Beach	Busan	Corée du Sud			
Le Havre	France	Oakland	Incheon				
Marseille		San Francisco	Ulsan				
Lübeck	Allemagne	San Diego	Yeosu				
Hambourg		Seattle	Gwangyang				
Amsterdam	Pays-Bas	Juneau	Taipei	Taiwan			
Rotterdam		Pittsburg					
Oslo	Norvège						
Bergen							
Göteborg	Suède						
Helsingborg							
Pitea							
Stockholm							
Milford Haven	Royaume-Uni						

Source : Zis (2019)

Ce n'est que depuis cinq ans que l'électrification à quai est reliée à la réduction des émissions de CO₂ en réponse à l'introduction de règlements par des organismes internationaux (OMI), régionaux (UE) et nationaux (Agence de protection de l'environnement des États-Unis) pour décarboner l'industrie maritime (Abu Bakar *et al*, 2023). En ce qui concerne les émissions de CO₂ dans les ports, Innes et Monios (2017 : 299) rapportent que le volume d'émissions de CO₂ produit dans les ports représente un faible pourcentage du volume de CO₂ produit par l'industrie maritime mondiale. Mais les émissions de CO₂ dans les ports varient considérablement en fonction de la taille et du type de navire et du temps d'escale.

Une des raisons principales de la lenteur relative à adopter l'électrification à quai concerne le coût. Cela requiert d'importants investissements par les administrations portuaires pour fournir des connexions électriques de capacité suffisante pour répondre aux besoins énergétiques des navires à quai. Dans plusieurs cas, il faut mettre à niveau l'approvisionnement électrique des sous-stations portuaires. Par ailleurs, les coûts varient considérablement entre la demande relativement faible des traversiers et la forte demande des navires de croisière. Le coût des investissements terrestres varie de 300 000 \$ à 4 millions \$ par quai tandis que le coût des rénovations d'un navire s'échelonne de 300 000 \$ à 2 millions \$ (Abu Bakar *et al*, 2023). En outre, les coûts d'exploitation et d'entretien pour le volet terrestre peuvent atteindre 12 % des coûts d'immobilisation.

En termes purement économiques reposant sur une analyse coûts-bénéfices, l'électrification à quai n'est pas très avantageuse. Ce n'est que lorsque les bénéfices des externalités en lien avec des enjeux de santé que l'électrification à quai semble être rentable. L'amélioration de la santé a été utilisée pour justifier les subsides pour installer l'électrification à quai dans les ports. Dans plusieurs cas, les subventions ont rendu possible l'électrification à quai. D'autres ports ont fait l'expérience de l'électrification à quai comme moyen d'attirer des lignes maritimes.

Une contrainte additionnelle dans l'adoption de l'électrification à quai concerne les défis techniques d'installation. L'harmonisation de la fréquence, de la tension et des phases d'alimentation de puissance du navire avec la puissance terrestre sont des enjeux majeurs afin de prévenir des courants de charge élevés. Il y a des différences de fréquence entre des systèmes de 50 Hz et de 60 Hz entre la plupart des navires en Europe et en Asie. En outre, des différences de tension varient de 110 V à 220 V (Sciberras *et al*, 2015; Zis, 2019). Chaque système d'électrification à quai doit être conçu pour un type précis de navire, ce qui limite son utilité pour les autres navires. Cela exerce des impacts sur l'efficacité opérationnelle de l'électrification à quai. Ainsi les lignes maritimes qui ont investi dans l'électrification à quai s'attendent à accoster à un quai qui dispose de connexions électriques, ce qui limite l'utilisation du quai pour d'autres navires. D'une perspective portuaire, l'électrification à quai devient un défi et une contrainte dans l'allocation des postes d'amarrage. Pour les lignes maritimes, les investissements dans l'électrification à

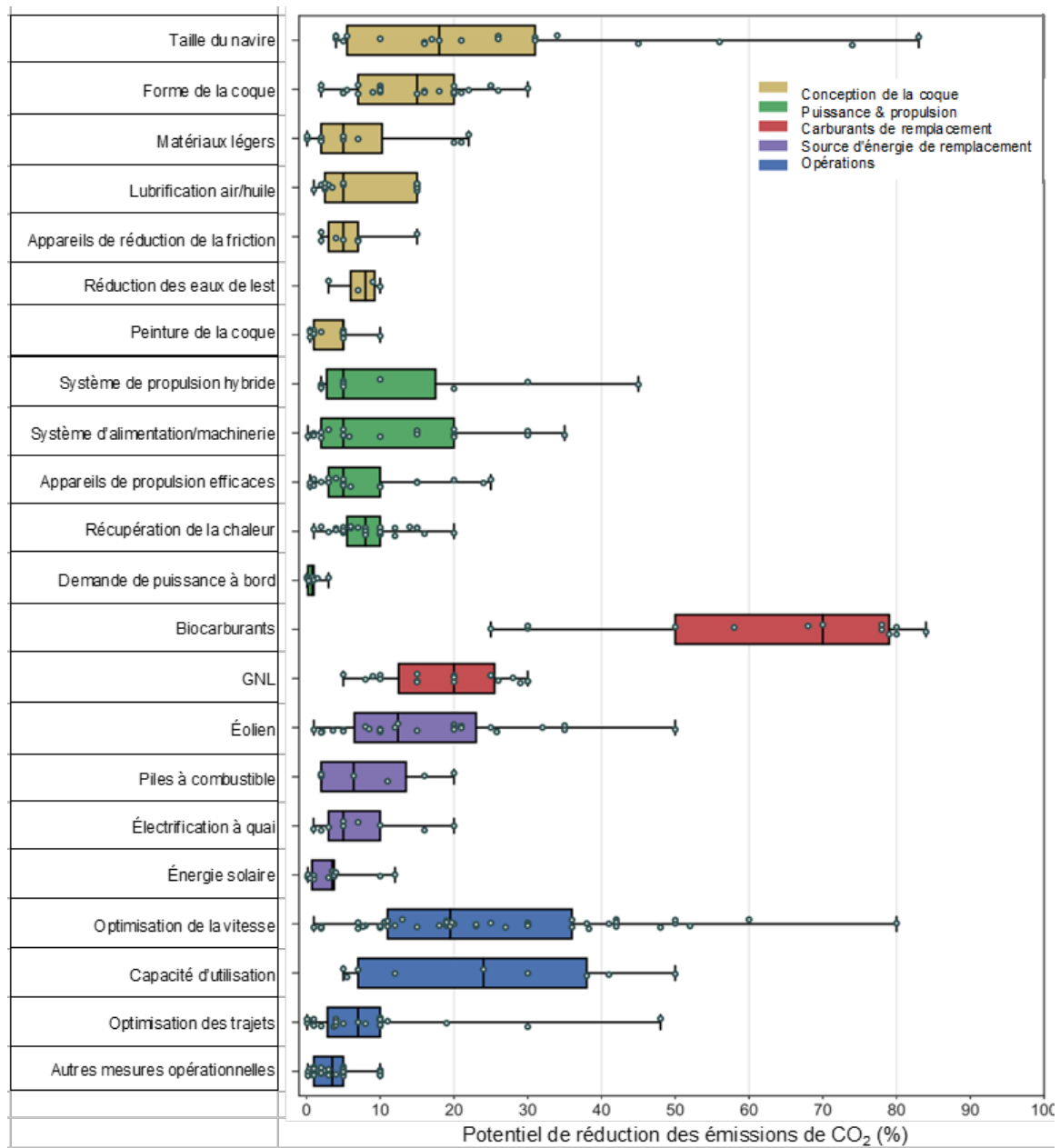
quai pourraient s'avérer peu pratiques si ces services s'étendent vers des ports qui n'offrent aucune installation de ce type.

Le coût et la qualité environnementale du réseau électrique sont des facteurs importants de l'électrification à quai. Si les lignes maritimes doivent payer davantage pour l'alimentation en électricité à terre que l'électricité générée par les moteurs auxiliaires, cela a un effet dissuasif pour rénover les navires. Par ailleurs, si l'offre du réseau électrique est générée en tout ou en partie par des carburants fossiles, les bénéfices environnementaux de l'électrification à quai diminuent.

7. SOMMAIRE ET CONCLUSIONS

L'estimation du volume de réduction des émissions de CO₂ à partir des mesures présentées est difficile à calculer. Bouman *et al* (2017) ont utilisé une revue de la littérature de 150 rapports et manuscrits pour offrir une estimation des économies regroupées sous cinq classes : conception de la coque, systèmes de puissance et de propulsion, carburants de remplacement, sources d'énergie de remplacement et opérations. Ces catégories ne correspondent pas exactement aux options évoquées précédemment. Par ailleurs, des progrès considérables sont intervenus depuis 2017. Néanmoins la Figure 3 offre des perspectives utiles.

Figure 3. Potentiel de réduction des émissions de CO₂ en fonction de cinq catégories de mesures, 2007



Source : Bouman et al (2017)

Les économies de CO₂ qu'offre la conception de la coque s'avèrent les plus manifestes en termes de taille (18 %) et de forme (13 %) tandis que les autres éléments sont moins efficaces. Ces résultats reflètent la nature des économies d'échelle de l'industrie maritime où le doublement de la taille nécessite seulement 66 % d'augmentation de la puissance et où la forme influence la résistance et la traînée du navire. La réduction des émissions de CO₂ est moindre pour les moteurs, ce qui suggère que les limites physiques des technologies contemporaines ont déjà été réalisées.

En termes d'opérations et de services maritimes, l'accroissement de la capacité d'utilisation a le potentiel de réduire de 24 % les émissions de CO₂. Ce facteur n'a pas été examiné dans cette étude en raison des difficultés à mesurer la capacité sans considérer les contraintes commerciales des chaînes logistiques. La réduction de la vitesse permet une réduction des émissions de CO₂ pouvant atteindre 20 %. La baisse des émissions de CO₂ de l'énergie éolienne est estimée à 14 %. La question de la capture du carbone n'est pas comprise dans l'étude de Bouman *et al* (2017), mais des éléments de preuve suggèrent qu'un haut niveau de réduction des émissions est réalisable mais les coûts actuels des installations demeurent problématiques.

Bouman *et al* (2017 : 14) suggèrent qu'une baisse significative des émissions de CO₂ de plus de 75 % est réalisable par l'adoption rapide d'une combinaison d'un grand nombre de mesures dépendantes et indépendantes. C'est relativement fantaisiste, car plusieurs des facteurs les mieux notés dont les économies d'échelle et l'accroissement de la capacité d'utilisation ne sont pas immédiatement réalisables, ni applicables à tous les types de navires. Nous croyons plutôt que les carburants de remplacement exercent un certain rôle dans les processus de décarbonation. Ce ne sont pas tous les types de services maritimes qui bénéficieront de chaque facteur dont les économies d'échelle pour le transport maritime intérieur. Le transport maritime côtier par contre serait peut-être mieux adapté pour l'énergie éolienne. De toute évidence, l'adoption de mesures techniques et opérationnelles de réduction des émissions de CO₂ doit être considérée dans le contexte de l'utilisation de carburants de remplacement. Ainsi, l'utilité de l'électrification à quai serait limitée pour les navires qui utilisent des carburants de remplacement verts.

8. RÉFÉRENCES

- ABS, CE-DELFT & ARCSILEA (2022) *Update on the Potential of Biofuels in Shipping*, Report to the European Maritime Safety Agency, 210 p. [En ligne], [\[https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2022/10/EMSA-Update-on-Potential-of-Biofuels-for-Shipping-2022_10.pdf\]](https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2022/10/EMSA-Update-on-Potential-of-Biofuels-for-Shipping-2022_10.pdf).
- ABU BAKAR, N.N., BAZMOHAMMADI, N., VASQUEZ, J.C. & GUERRERO, J.M. (2023) «Electrification of onshore power systems in maritime transportation towards decarbonization of ports: A review of the cold ironing technology», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 178 : 113213.
- ADMINISTRATION PORTUAIRE DE MONTRÉAL (2023) *Données avitaillement au Port de Montréal mai 2019-avril 2023*, Montréal : APM.
- ADMINISTRATION PORTUAIRE DE QUÉBEC (2023) *Données avitaillement au Port de Québec, 2020-2023*, Québec : APQ.
- AL BAROUDI, H., AWOYOMI, A., PATCHIGOLLA, K., JONNALAGADDA, K. & ANTHONY, E.J. (2021) «A review of large-scale CO₂ shipping and marine emissions management for carbon capture, utilisation and storage», *Applied Energy*, 287 : 116510.
- ALPHALINER (2022) «MGX-24 tank arrangements and tank sizes by fuel type», *Alphaliner Weekly Newsletter*, Issue 30, 25 p.
- AMERICAN BUREAU OF SHIPPING (ABS) (2021a) *Methanol as Marine Fuel*, Sustainability Paper, 28 p.
- AMERICAN BUREAU OF SHIPPING (ABS) (2021b) *Biofuels as a Marine Fuel*, Sustainability Paper, 32 p.
- AMERICAN BUREAU OF SHIPPING (ABS) (2023) *View of Emerging Energy Value Chains*, 93 p.
- AIJJOU, A., BAHATTI, L. & RAIHANI, A. (2019) «Study on container ship energy consumption», *WIT Transactions on Ecology and the Environment*, Energy and sustainability, 237 (8): 25-36.
- BANNSTRAND, M., JONSSON, A., JOHNSON, H. & KARLSSON, R. (2016) *Study on the optimization of energy consumption as part of implementation of a ship energy efficiency management plan (SEEMP)*, Goteborg : SSPA Sweden AB, 75 p.

- BLANCO, H. (2022) «What's best for Hydrogen transport: ammonia, liquid hydrogen, LOHC or pipelines?» *Energy Post EU*, May 5. [En ligne], [\[https://energypost.eu/whats-best-for-hydrogen-transport-ammonia-liquid-hydrogen-lohc-or-pipelines/\]](https://energypost.eu/whats-best-for-hydrogen-transport-ammonia-liquid-hydrogen-lohc-or-pipelines/).
- BOUMAN, E.A., LINDSTAD, E., RIALLAND, A.I. & STROMAN, A.H. (2017) «State-of-the-art technologies, measures, and potential for reducing GHG emissions from shipping – a review», *Transportation Research Part D*, 52 : 408-421.
- BROOKS, A.G. (2023) «Cleaning Up Shipping and Planes», *Maritime Executive Digital Edition*, July-August : 18-21, [En ligne], [\[https://themagazine.maritime-executive.com/editions/2023/2023-04\]](https://themagazine.maritime-executive.com/editions/2023/2023-04).
- BUIRMA, M., VLEUGEL, J., PRUYN, J., DOEEDÉE, V. & SCHOTT, D. (2022) «Ship-Based Carbon Capture and Storage: A Supply Chain Feasibility Study», *Energies*, 15 (3) : 813 (21 p.)
- CARIOU, P. (2011) «Is slow steaming a sustainable means of reducing CO₂ emissions from container shipping?», *Transportation Research Part D*, 16: 260-264.
- CAUGHLAN, S.A. (2016) *Energy efficiency whote paper*. Washington : Ship operations cooperative program, 115 p.
- CE DELF (2023) *Shipping GHG emissions 2030 Analysis of the maximum technical abatement potential*, 12 p. [En ligne], [\[https://cedelft.eu/publications/shipping-ghg-emissions-2030/\]](https://cedelft.eu/publications/shipping-ghg-emissions-2030/).
- COMTOIS C. and SLACK, B. (2019) *Ship turnaround times in port: comparative analysis of ocean container carriers*, CIRRELT-2019-20, 20 p. [En ligne], [\[https://globalmaritimehub.com/wp-content/uploads/2019/10/CIRRELT-2019-20.pdf\]](https://globalmaritimehub.com/wp-content/uploads/2019/10/CIRRELT-2019-20.pdf).
- DNV-GL (2019) *Comparison of alternative marine fuels*. Report No.: 2019-0567, Rev. 3, 65 p. [En ligne], [\[https://sea-lng.org/wp-content/uploads/2020/04/Alternative-Marine-Fuels-Study-final-report-25.09.19.pdf\]](https://sea-lng.org/wp-content/uploads/2020/04/Alternative-Marine-Fuels-Study-final-report-25.09.19.pdf).
- DNV-GL (2020) *Pointing the direction towards low/zero-emission shipping*. Report commissioned by the Canadian World Wild Life Fund, 64 p. [En ligne], [\[https://wwf.ca/wp-content/uploads/2021/04/Alternative-Fuels-for-Canada-Pointing-the-direction-towards-low-zero-emission-shipping.pdf\]](https://wwf.ca/wp-content/uploads/2021/04/Alternative-Fuels-for-Canada-Pointing-the-direction-towards-low-zero-emission-shipping.pdf).

- EBRAHIMI, A., BRETT, P.O., ERIKSTAD, S.O. & ASBJORNSLETT, B.E. (2021) «Influence of ship design complexity on ship design competitiveness», *Journal of Ship Production and Design*, 37 (03): 181-195.
- FABER, J., VAN SETERS, D., SCHOLTEN, P. (2023) *Shipping GHG Emissions 2030. Analysis of the maximum technical abatement potential*, CE Delft, 12 p.
[En ligne],
[\[https://cedelft.eu/wp-content/uploads/sites/2/2023/06/CE_Delft_230208_Shipping_GHG_emissions_2030_Def.pdf\]](https://cedelft.eu/wp-content/uploads/sites/2/2023/06/CE_Delft_230208_Shipping_GHG_emissions_2030_Def.pdf).
- FERRARI, C., PAROLA, F. & TEI, A. (2015) «Determinants on Slow Steaming and Implications on Service Patterns», *Maritime Policy and Management*, 42 (7): 636-652.
- GETTING TO ZERO COALITION (GTZ) (2022) *Mapping of Zero Emission Pilots and Demonstration Projects.*, Paper prepared by Global Maritime Forum, 23 p.
[En ligne],
[\[https://cms.globalmaritimeforum.org/wp-content/uploads/2023/05/Getting-to-Zero-Coalition_Mapping-of-Zero-Emission-Pilots-and-Demonstration-Projects_Fourth-edition.pdf\]](https://cms.globalmaritimeforum.org/wp-content/uploads/2023/05/Getting-to-Zero-Coalition_Mapping-of-Zero-Emission-Pilots-and-Demonstration-Projects_Fourth-edition.pdf).
- GOLDMAN SACHS (2022) *Carbonomics: The Green Hydrogen Solution*, Equity Research, 123 p. [En ligne],
[\[https://www.goldmansachs.com/intelligence/pages/gs-research/carbonomics-the-clean-hydrogen-revolution/carbonomics-the-clean-hydrogen-revolution.pdf\]](https://www.goldmansachs.com/intelligence/pages/gs-research/carbonomics-the-clean-hydrogen-revolution/carbonomics-the-clean-hydrogen-revolution.pdf).
- HAND, E. (2023) «Hidden Hydrogen», *Science*, 379 (6633): 630-636.
- IFPEN (2020) *L'hydrogène*, Paris : IFPN.
- INNES, A. and MONIOS, J. (2018) «Identifying the unique challenges of installing cold ironing at small and medium ports – The case of Aberdeen», *Transportation Research Part D*, 62 : 298-213.
- INNOVATION MARITIME (IMAR) (2022) *Domestic Great Lakes & St. Lawrence Shipping Industry: Transition to Biofuels*. Report prepared for The Great Lakes and St. Lawrence Governors and Premiers, 35 p.
- INNOVATION MARITIME (IMAR) (2021a) *État du transport maritime au Québec*, Rimouski : IMAR, 76 p.
- INNOVATION MARITIME (IMAR) (2021b) *Étude sur les carburants alternatifs dans le transport maritime au Québec*, 103 p.

- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC) (2022) *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, (eds.)]. Cambridge : Cambridge University Press.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2019) *Putting CO₂ to Use: Creating Value from Emissions*, 86 p. [En ligne], https://iea.blob.core.windows.net/assets/50652405-26db-4c41-82dc-c23657893059/Putting_CO2_to_Use.pdf].
- INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION (IMO) (2018) *Adoption of the initial IMO strategy on reduction of GHG emissions from ships and existing IMO activity related to reducing GHG emissions in the shipping sector*. Note by the IMO to the UNFCCC Talanoa dialogue, London : IMO, 27 p.
- INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION (IMO) (2021a) *Energy efficiency of ships. Report of fuel oil consumption data submitted to the IMO Ship Fuel Oil Consumption Database in GISIS (Reporting year: 2020)*, MEPC 77/6/1, London : IMO, 15 p.
- INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION (IMO) (2021b) *Fourth IMO Greenhouse Gas Study*, London : IMO, 524 p.
- INTERNATIONAL TRANSPORT FORUM (ITF) (2018) *Decarbonising Maritime Transport Pathways to zero-carbon shipping by 2035*, 86 p. [En ligne], <https://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/decarbonising-maritime-transport-2035.pdf>].
- JOHNSON, H. & STYHRE, L. (2015) «Increased energy efficiency in short sea shipping through decreased time in port», *Transportation Research Part A*, 71: 167-178.
- JULIA, E., TILLIG, J. & RINGSBERG, J.W. (2020) «Concept Design and Performance Evaluation of a Fossil-Free Operated Cargo Ship with Unlimited Range», *Sustainability*, 12(16): 6609 (24 p.)
- LELOUP, R., RONCIN, K., BEHREL, M., BLES, G., LEROUX, J.B., JOCHUM, C. & PARLIER, Y. (2016) «A continuous and analytical modeling for kites as auxiliary propulsion devoted to merchant ships, including fuel saving estimation», *Renewable Energy*, 86 : 483-496.
- MARTINS, J. & BRITO, F.P. (2020) «Alternative Fuels for Internal Combustion Engines», *Energies*, 13 : 4086 (33 p.)

- McKINSEY COMPANY (2022) *Global Hydrogen Flows*, Report for the Hydrogen Council, 40 p. [En ligne],
[\[https://hydrogencouncil.com/en/global-hydrogen-flows/\]](https://hydrogencouncil.com/en/global-hydrogen-flows/).
- MUNIM, Z.H., CHOWDHURY, M.M.C., TUSHER, H.M. & NOTTEBOOM, T. (2023) «Towards a prioritization of alternative energy sources for sustainable shipping», *Marine Policy* 152 : 105579 (12 p.)
- NOVIKOV, S. (2022) *Les carburants alternatifs dans l'industrie maritime*, Rapport de stage de maîtrise, Département de géographie, Université de Montréal.
- OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE (ONE) (2018) *Aperçu des raffineries au Canada. Évaluation du marché de l'énergie*, Ottawa : ONE, 19 p.
- PALLIS, A. & NOTTEBOOM, T. (2022) «Port Coordination and Cooperation», In T. NOTTEBOOM, A. PALLIS & J-P RODRIGUE (eds) *Port Economics, Management and Policy*, New York : Routledge, Chap. 4.3.
- RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU CANADA (2021) *Produits énergétiques*, [En ligne],
[\[https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/produits-base-energetiques/index.html\]](https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/produits-base-energetiques/index.html).
- SCIBERRAS, E.A, ZAHAWI, B. & ATKINSON, D.J. (2015) «Electrical characteristics of cold ironing energy supply for berthed ships», *Transportation Research Part D*, 39 : 31-43.
- SLACK, B., COMTOIS, C. WEIGMANS, B. & WITTE, P. (2018) «Ships time in port», *International Journal of Shipping and Transport Logistics*, 10 : 49-62.
- SPENGLER, T. & TOVAR, B. (2021) «Potential of cold-ironing for the reduction of externalities from in-port shipping emissions: The state-owned Spanish port system case», *Journal of Environment Management*, 279 : 111807.
- STOPFORD, M. (2009) *Maritime Economics*, London : Routledge, 815 p.
- TALLURI, L., NALIANDA, D.K., KYPRIANIDISS, K.G., NIKOLAIDIS, T. & PILIDIS, P. (2016) «Techno-economic and environmental assessment of wind assisted marine propulsion systems», *Ocean Engineering*, 121 : 301-311.
- UNFCCC (2016) *Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session, held in Paris from 30 November to 13 December 2015*, 36 p. [En ligne],
[\[https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/2015/cop21/eng/10a01.pdf\]](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/2015/cop21/eng/10a01.pdf).
- VAISHNAV, P., FISCHBECK, P.S., MORGAN, M.G. & CORBETT, J.J. (2016) «Shore Power for Vessels Calling at U.S. Ports: Benefits and Costs», *Environmental Science & Technology*, 50 (3) : 1102-1110.

- WEI, Q.K., LIU, Y., DONG, Y., LI, T.Y & LI, W. (2023) «A digital twin framework for real-time ship routing considering decarbonization regulatory compliance», *Ocean Engineering*, 278 : 114407.
- WHITMORE, J. & PINEAU, P.-O. (2024) *État de l'énergie au Québec 2024*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour le gouvernement du Québec, 73 p.
- WORLD BANK (2021) *Charting a Course for Decarbonizing Maritime Transport*, [En ligne],
[\[https://www.worldbank.org/en/news/feature/2021/04/15/charting-a-course-for-decarbonizing-maritime-transport\]](https://www.worldbank.org/en/news/feature/2021/04/15/charting-a-course-for-decarbonizing-maritime-transport).
- WORLD WILD LIFE FUND (2020) *An Opportunity for Zero-emission Shipping in Canada*. A report prepared by DNV-GL, 64 p. [En ligne],
[\[https://wwf.ca/wp-content/uploads/2021/04/Alternative-Fuels-for-Canada-Pointing-the-direction-towards-low-zero-emission-shipping.pdf\]](https://wwf.ca/wp-content/uploads/2021/04/Alternative-Fuels-for-Canada-Pointing-the-direction-towards-low-zero-emission-shipping.pdf).
- YANG, J., WU, L. & ZHENG, J. (2022) «Multi-Objective Weather Routing Algorithm for Ships: The Perspective of Shipping Company's Navigation Strategy», *Journal of Marine Science and Engineering*, 10 : 1-14.
- ZIS, T.P.V. (2019) «Prospects of cold ironing as an emissions reduction option», *Transportation Research Part A*, 119 : 82-95.
- ZIS, T.P.V., PSARAFTIS, H.N. & DING, L. (2020) «Ship weather routing: A taxonomy and survey», *Ocean Engineering*, 213 : 107697.