



Plan de décarbonation de l'industrie maritime québécoise

État de situation de l'approvisionnement énergétique

Novembre 2024 - Version finale

Produit par :

Dunsky Énergie + Climat

Pour :

**Société de Développement Économique du
Saint-Laurent (Sodes)**



Rapport rédigé par :



Dunsky Énergie + Climat

50 rue Sainte-Catherine Ouest, bureau 420

Montréal, QC, H2X 3V4

www.dunsky.com | info@dunsky.com

+ 1 514 504 9030

Dans le cadre d'un consortium mené par :



PESCA ENVIRONNEMENT

895 boulevard Perron

Carleton-sur-Mer, QC, G0C 1J0

www.pescaenv.com | info@pescaenv.com

+ 1 418 364 3139

À propos de Dunsky



Dunsky est fière de soutenir les principaux acteurs - gouvernements, entreprises d'énergie, grandes corporations et autres - dans leurs démarches pour **accélérer la transition énergétique** de façon efficace et responsable.

Forte d'une équipe de 50 experts, Dunsky œuvre dans les domaines des Bâtiments, de la Mobilité, de l'Industrie et de l'Énergie. Basés au Québec, nous appuyons nos clients de deux façons : par l'**Analyse** rigoureuse des opportunités (technique, économique, marchés), et par la conception ou l'évaluation de **Stratégies** (plans, programmes, politiques) pour en assurer le déploiement.

The top section of the graphic features the Dunsky logo with the tagline "Énergie + Climat" and "ACCÉLÉRER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE". To the right are icons for "ANALYSE + STRATÉGIE" (a bar chart and a circular flow diagram) and four service categories: "BÂTIMENTS", "MOBILITÉ", "INDUSTRIE", and "ÉNERGIE", each with a corresponding icon.

The middle section is a map of North America densely populated with logos of various clients, including governments, energy companies, and corporations. Logos include Yukon Energy, British Columbia, Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Ontario, Québec, and various utility and energy providers like ATCO, Fortis, BC Hydro, SaskPower, Hydro-Québec, and others.

At the bottom of the map, three categories are listed: "GOUVERNEMENTS", "ENTREPRISES D'ÉNERGIE", and "CORPORATIF + OBNL".

Visitez dunsky.com pour de plus amples renseignements.

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

Les émissions liées à la navigation intérieure au Québec ont augmenté de 3,8 % entre 1990 et 2021 pour atteindre 0,73 Mt éq. CO₂, soit 2,2 % du total des émissions des transports dans la province [100]. Dans le contexte d'une croissance économique annuelle estimée à 2,5 % pour le secteur maritime québécois et de réglementations plus contraignantes visant la carboneutralité du transport international à l'horizon 2050, **la mise en place d'initiatives tangibles et efficaces de décarbonation doit s'accélérer sur l'ensemble du Système du Saint-Laurent et des Grands Lacs.**

Cette action peut être menée dans le cadre d'une stratégie à deux volets, visant dans un premier temps la **réduction de la consommation énergétique du transport maritime**, puis **l'adoption par l'industrie d'alternatives énergétiques aux carburants marins conventionnels**, responsables de la majorité des émissions recensées le long des voies maritimes et territoires portuaires.

Les initiatives d'efficacité énergétique et d'électrification, tant au niveau des opérations portuaires qu'à bord des navires, jouent un rôle primordial. Ces mesures incluent l'électrification à quai pour les vraquiers, l'amélioration des caractéristiques hydrodynamiques des navires grâce à des peintures au graphite, des systèmes de lubrification à l'air, la numérisation, l'assistance éolienne, la récupération de chaleur, ou encore l'intégration de batteries pour remplacer des systèmes auxiliaires. Ces innovations, outre les cobénéfices économiques substantiels qu'elles apportent aux opérateurs, sont essentielles pour minimiser la demande énergétique du secteur. Ensemble, elles représentent un potentiel de réduction de la consommation de carburant de 36 % par rapport à l'état actuel des opérations.

En parallèle, **le développement et l'incorporation croissante de carburants alternatifs auront l'impact le plus important sur la réduction des émissions**, bien que de nombreux défis restent à relever, tant sur la compatibilité technique, que la capacité de production et les surcoûts encore élevés inhérents aux innovations écoénergétiques.

- À **court terme**, le **diesel renouvelable**, produit au Canada et exempt des contraintes techniques associées au biodiesel (EMAG pour Ester Méthylique d'Acide Gras ou FAME pour *Fatty Acid Methyl Ester* en anglais), émerge comme l'une des options viables. Cependant, son principal inconvénient réside dans son coût, environ 80 % supérieur à celui du diesel marin conventionnel.
- À **moyen terme**, le Québec a une opportunité à saisir dans le développement de la filière de l'**e-méthanol**, qui bénéficie d'une production locale soutenue par des coûts d'électricité compétitifs. L'orientation de l'industrie vers l'intégration de **mélanges d'éthanol et de méthanol** pour les navires équipés de moteurs bicarburant ouvre de nouvelles perspectives pour la production d'éthanol québécoise. Bien que cette production soit actuellement orientée vers le secteur automobile, une partie des volumes pourraient être réaffectés vers le secteur maritime, dans un contexte de pénétration croissante des véhicules électriques.

Le déploiement à grande échelle de ces alternatives énergétiques et leur adoption par l'industrie sera en grande partie conditionné à un encadrement réglementaire renforcé, incluant notamment :

- La reconnaissance des **émissions de cycle de vie** (*well-to-grave*), qui pourraient conduire à réduire l'usage du méthanol gris et du gaz naturel liquéfié (GNL), ce dernier

étant potentiellement plus polluant que le gasoil marin (ou MGO pour *Marine Gas Oil*) selon les hypothèses concernant les fuites de méthane. Cette prise en compte peut également justifier le surcoût du diesel renouvelable pour les armateurs, qui, sans une analyse de cycle de vie, ne perçoivent aucun avantage à son adoption, les émissions à bord restant inchangées.

- Des dispositifs d'**incitatifs financiers** pour soutenir les armateurs, administrations portuaires et autres opérateurs de la chaîne de valeur dans leurs investissements en infrastructures, et en particulier dans les projets d'efficacité énergétique, d'électrification et d'intégration de carburants alternatifs, dont le coût demeurera plus élevé pendant un certain temps.

Tableau 1 : Comparaison multicritère des carburants alternatifs à l'étude

Carburant	Technique				Émissions				Disponibilité		Avantages et inconvénients	
	Maturité (TRL moteurs)	Soutage et stockage	Densité énergétique	Toxicité	CO ₂	NOx	SOx	Fuites et potentiel de réchauffement planétaire (PRP)	Capacité de production	Prix (\$/MJ)	Principal avantage	Principal inconvénient
LSMGO	Vert	Vert	Vert	Orange	Rouge	Rouge	Rouge	Vert	Vert	18.6	N/A	Émissions élevées de GES
GNL	Vert	Jaune	Orange	Vert	Rouge	Orange	Vert	Rouge	Vert	11.4	Disponibilité des moteurs	Fuites de méthane
Biodiesel (EMAG)	Jaune	Orange	Vert	Vert	Jaune	Rouge	Vert	Vert	Vert	29.1	Coût inférieur à celui du diesel renouvelable	Oxydation, contamination microbienne et givrage à basse température
Diesel renouvelable	Vert	Vert	Vert	Vert	Jaune	Rouge	Vert	Vert	Vert	34.3	« Drop-in fuel » Aucune contrainte technique	Surutilisation des terres agricoles et concurrence sectorielle
Méthanol vert	Jaune	Jaune	Orange	Jaune	Vert	Jaune	Vert	Vert	Rouge	16.8-75.4	Production locale avec faibles coûts d'électricité	La production d'e-méthanol nécessite une source de CO ₂
Éthanol	Rouge	Vert	Jaune	Vert	Jaune	Vert	Vert	Vert	Vert	18.5	Importante capacité existante à un coût compétitif	Disponibilité des moteurs, corrosion, et pression sur les terres agricoles
Ammoniac vert	Orange	Orange	Orange	Rouge	Vert	Orange	Vert	Orange	Orange	17.8-55.6	La production ne nécessite pas de source de CO ₂	Toxicité, disponibilité des moteurs
Hydrogène vert	Rouge	Rouge	Rouge	Vert	Vert	Vert	Vert	Vert	Orange	41.7-83.3	Pertinent pour les courtes distances	Stockage complexe et faible densité volumique



Potentiel à **court terme**

Potentiel à **moyen terme**

Table des matières

RÉSUMÉ EXÉCUTIF	2
Table des matières	4
1. Avant-propos	6
2. Revue des stratégies et options de décarbonation du secteur maritime	8
2.1. Minimiser l’empreinte des activités portuaires.....	9
2.1.1. Autoproduction.....	9
2.1.2. Efficacité énergétique (non maritime)	10
2.1.3. Électrification des usages (non maritimes).....	11
2.1.4. Optimisation des flux logistiques.....	11
2.2. Réduire la consommation de carburant des navires	11
2.2.1. Revêtements et peintures de coque	11
2.2.2. Systèmes de lubrification à l’air (ALS).....	12
2.2.3. Récupération de chaleur.....	13
2.2.4. Assistance éolienne, adaptation de la vitesse et numérisation.....	13
2.2.5. Batteries et hybridation	13
2.2.6. Branchement électrique à quai	14
2.2.7. Piles à combustible	15
2.3. Développer les alternatives énergétiques aux carburants marins conventionnels	15
2.3.1. Gaz naturel liquéfié.....	15
2.3.2. Éthanol	19
2.3.3. Biodiesel et diesel renouvelable	22
2.3.4. Hydrogène.....	27
2.3.5. Méthanol.....	29
2.3.6. Ammoniac.....	32
2.3.7. Analyse comparative multicritère des carburants alternatifs à l’étude.....	35
3. Analyse de l’écart de production lié à l’adoption des alternatives énergétiques au Québec	36
3.1. Estimation de la demande énergétique de l’industrie maritime québécoise liée aux carburants marins	36
3.2. Mise en équivalence énergétique des carburants à l’étude	39
3.3. Potentiel de réduction de la demande en carburant des navires du Système Saint-Laurent – Grands Lacs.....	40
3.4. Scénarios de substitution des carburants et évaluation de la capacité de l’écosystème québécois à répondre à cette demande.....	41
3.5. Quelle est la contribution attendue des ports du Système Saint-Laurent – Grands Lacs ? .	44
4. Recommandations	46
4.1. Réduire l’intensité énergétique des zones portuaires et maximiser leur potentiel d’électrification.....	46
4.2. Encourager les investissements dans les alternatives énergétiques les plus pertinentes pour le Système Saint-Laurent – Grands-Lacs	47

4.3.	Renforcer la capacité des ports à agir en tant que facilitateurs de la transition des flottes maritimes vers les carburants alternatifs	47
4.4.	Encadrer le développement de ces alternatives par des dispositions réglementaires ciblées	48
5.	Annexes.....	49
5.1.	Entrevues réalisées dans le cadre de cette étude	49
5.2.	Références bibliographiques.....	50

1. Avant-propos

L'industrie maritime représente environ 3 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre (GES) et le transport de fret par voie maritime connaît une croissance soutenue. Face à ces constats et dans une perspective de lutte mondiale contre le réchauffement climatique, la pression pour la décarbonation du secteur s'accroît.

L'Organisation maritime internationale (OMI) a ainsi rehaussé ses ambitions concernant les émissions de GES provenant des transports maritimes internationaux, visant la neutralité carbone d'ici à 2050 [1].

En parallèle, l'Union européenne a élargi son système d'échange de quotas de carbone, dit ETS, pour y inclure les émissions des navires de commerce fréquentant ses ports. Depuis janvier 2024, 40 % de ces émissions seront soumises à taxation, ou plus exactement à l'achat de droits d'émissions. À partir de 2026, ce seront 100 % des émissions, avec l'ajout des émissions de méthane et de protoxyde d'azote [2].

De son côté, le gouvernement du Canada a établi des objectifs nationaux de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Suite à plusieurs études, Transports Canada et l'industrie maritime ont qu'une large partie de la flotte canadienne ne pouvait pas satisfaire aux exigences de l'OMI en raison des spécificités de conception et des caractéristiques opérationnelles uniques des navires canadiens. Afin de diminuer les émissions de GES de la flotte nationale, Transports Canada a déterminé que la meilleure approche consistait donc à adopter les mesures de l'OMI dans la mesure du possible, tout en tenant compte des particularités techniques et opérationnelles propres à la flotte canadienne. Depuis le 1^{er} janvier 2024, l'indicateur canadien d'intensité de carbone (ICIC) s'applique aux navires canadiens d'une jauge brute égale ou supérieure à 5 000 tonnes opérant dans toutes les eaux canadiennes, incluant les Grands Lacs et le fleuve Saint-Laurent. Le représentant autorisé de chaque navire concerné doit mettre à jour le Plan de gestion de l'efficacité énergétique (PGEE) du navire et le soumettre à Transports Canada avant le 31 mars 2024. Par la suite, les données sur la consommation de mazout de chaque navire doivent être soumises au plus tard le 31 mars de chaque année civile afin de calculer l'indice ICIC annuel atteint.

Dans le but d'atteindre les objectifs de décarbonation fixés, le développement et l'investissement dans de nouvelles technologies plus sobres en énergie et moins émissives s'imposent. Au premier rang de celles-ci figurent les solutions visant la production à large échelle de carburants alternatifs. L'établissement de normes encadrant la production de ces carburants et la considération des émissions dans une perspective de cycle de vie seront par ailleurs essentiels pour prévenir le transfert d'émissions vers d'autres secteurs.

Dans ce contexte, ce rapport explore l'état de l'approvisionnement énergétique au Québec dédié à la décarbonation du secteur maritime. S'appuyant sur une large revue de littérature et complétée par une série d'entretiens réalisés avec divers acteurs clés de l'écosystème québécois - armateurs, administrations portuaires, opérateurs de terminaux et fournisseurs d'énergie - cette étude poursuit un triple objectif :

1. Évaluer le potentiel des différentes solutions de décarbonation - en mettant l'accent sur les alternatives énergétiques aux carburants fossiles - et leurs répercussions attendues pour les différents acteurs de la chaîne de valeur ;

2. Estimer l'écart entre les projections de production des carburants alternatifs et les besoins énergétiques anticipés pour le secteur maritime de la voie du Saint-Laurent ;
3. Proposer un ensemble de recommandations à haut niveau en vue d'accélérer la transition de l'industrie maritime du fleuve Saint-Laurent vers la neutralité carbone. Ces recommandations prennent en considération le contexte économique québécois et s'inspirent des meilleures pratiques, des leçons apprises et des opportunités identifiées dans la province.

Les analyses figurant dans ce rapport s'attachent à distinguer les données scientifiques des stratégies politiques et économiques, mettent en évidence les tendances sectorielles ainsi que les plans de développement des principaux intervenants du milieu.

2. Revue des stratégies et options de décarbonation du secteur maritime

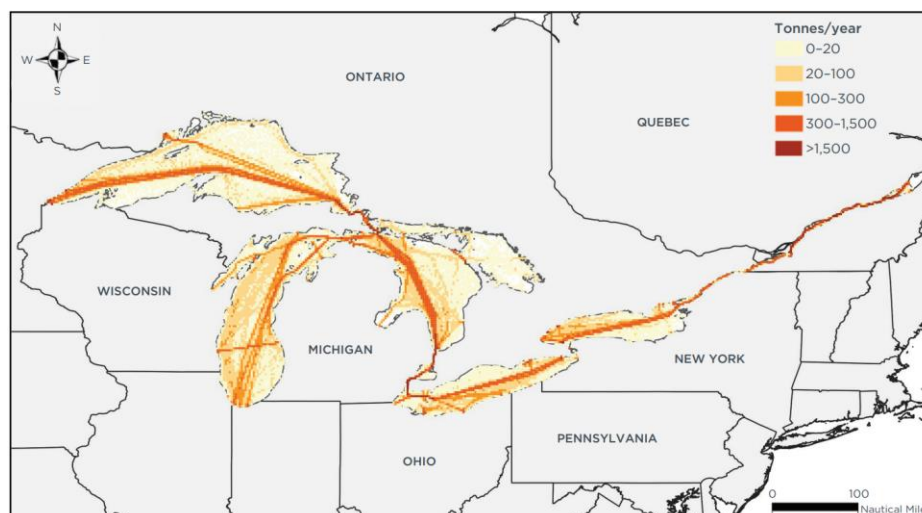


Figure 1 : Région d'étude et représentation des émissions de CO₂ des navires dans le GL-SLS en 2019 [3].

Déterminer le potentiel de décarbonation des zones portuaires et maritimes, au Québec comme à l'international, requiert au préalable de s'intéresser au portrait des émissions inhérentes au secteur. Ce travail, qui fait l'objet d'un rapport distinct sur le périmètre du Système Saint-Laurent-Grands-Lacs dans le cadre de ce mandat, est réalisé par chacun des intervenants du milieu dans le cadre des inventaires d'émissions annuels.

En adoptant la perspective centrale des ports, deux constats principaux s'imposent :

- **Les émissions de GES de portées 1 et 2**, c'est-à-dire les émissions sous la responsabilité des administrations portuaires et liées à leurs opérations (locomotives, bâtiments, flottes de véhicules) **représentent une portion négligeable du total des émissions des ports**. À titre d'exemple, pour le port de Montréal, la part relative des émissions dues aux activités de l'APM s'élève ainsi à 2 % de l'inventaire complet.
- **La vaste majorité des émissions totales reportées par les zones portuaires** - incluant donc les émissions de portée 3 prises sur le périmètre géographique et opérationnel du port - **sont finalement imputables aux émissions des navires opérant sur les voies maritimes**. Ainsi, au Québec, pour les principaux ports de Montréal, Québec et Sept-Îles, ce sont entre 70 % et 85 % des inventaires d'émissions complets qui sont attribuables aux émissions des navires, qu'ils soient en navigation, à l'ancre ou à quai.

Le solde des émissions, représentant donc selon les cas au maximum 30 % de l'inventaire total, est généré par une combinaison de sources, incluant les véhicules routiers (camionnage principalement), le transport ferroviaire, les opérations administratives, ainsi que les équipements de maintenance utilisés pour le chargement et le déchargement des

marchandises au niveau des terminaux. Certains ports régionaux, tels que celui de Baie-Comeau (qui ne dispose d'aucune infrastructure mobile ou fixe), présentent un profil d'activité qui accentue cette prépondérance des émissions liées au transport maritime. Cela se traduit par une dépendance d'autant plus forte vis-à-vis des opérations et choix de décarbonation des acteurs en amont de la chaîne de valeur.

Pour relever le défi de décarbonation, une stratégie combinant deux approches s'avère nécessaire :

- **Poursuivre les actions allant dans le sens de la réduction de la consommation énergétique des opérations portuaires et des émissions qui en découlent ;**
- **Œuvrer à changer le paradigme autour des carburants alimentant le transport maritime, en :**
 - **Mettant en place des solutions de réduction de la consommation de carburant des flottes de navires ;**
 - **Accélération l'adoption de carburants alternatifs pour la consommation résiduelle.**

Les sections suivantes proposent une vue d'ensemble des solutions de réduction des consommations au niveau des territoires portuaires comme des flottes de navires. Par la suite, un inventaire détaillé des enjeux techniques et économiques des principaux carburants alternatifs est proposé, complété par une analyse de leur pertinence dans le contexte québécois.

Ces éléments sont suivis d'un exercice de modélisation de l'écart attendu entre les besoins énergétiques liés à la décarbonation des activités maritimes et la capacité de la province à satisfaire cette demande, selon divers scénarios.

2.1. Minimiser l'empreinte des activités portuaires

Les émissions directes issues des activités portuaires, incluant l'administration, le transport routier et ferroviaire, font l'objet de différentes mesures de décarbonation. Ces mesures comprennent, entre autres, l'électrification des grues, l'électrification des bâtiments et l'intégration de flottes de véhicules électriques. Toutefois, il devient évident que, tant pour les grands ports que pour les ports régionaux, le principal défi réside dans la gestion des émissions des navires.

2.1.1. Autoproduction

Le recours à l'électrification pour décarboner les navires et les équipements terrestres induit une pression de plus en plus forte sur la capacité des ports à s'approvisionner en électricité et à la distribuer pour satisfaire les besoins de leurs usagers. Cependant, le renforcement des réseaux portuaires et l'accroissement de leur capacité restent encore incertains à court terme. De plus, des incertitudes demeurent quant à la capacité d'Hydro-Québec à augmenter la production d'énergie décarbonée et à assurer son transport dans un contexte de demande accrue. Une solution pour pallier ces incertitudes pourrait consister en une production locale d'électricité. Les technologies envisagées par les ports pour ce faire incluent les hydroliennes, les éoliennes (terrestres ou en mer) et les panneaux solaires.

Les hydroliennes, turbines sous-marines produisant de l'électricité à partir de l'énergie marémotrice et des courants marins, rencontrent plusieurs difficultés, telles que la faible

profondeur du Saint-Laurent et la complexité des opérations. Un projet pilote d'hydrolienne a été conduit dans la région de Montréal en 2010, mais il s'est soldé par l'installation d'une seule turbine malgré un plan initial en prévoyant six, entraînant la faillite du développeur [4].

L'éolien en mer présente des difficultés similaires, notamment en amont du golfe du Saint-Laurent, où les vents sont insuffisants et l'espace de navigation trop restreint. En ce qui concerne l'éolien terrestre, les contraintes d'espace et d'impacts visuels et sonores sont non négligeables pour les ports en milieu urbain comme ceux de Québec et Montréal, proches de quartiers résidentiels et de secteurs inscrits au patrimoine mondial de l'UNESCO. Certains ports régionaux pourraient présenter des caractéristiques plus favorables pour les deux types d'installations éoliennes, mais la concurrence de localisations plus optimales pour la production n'encourage pas les porteurs d'affaires à prioriser ces investissements.

La production d'énergie solaire sur les toits demeure l'option la plus simple à mettre en œuvre sur les territoires portuaires, sous réserve d'identifier au préalable les espaces et structures capables de supporter cette charge supplémentaire. Les toitures solaires sont des équipements nécessitant une maintenance et un entretien limités. Cependant, la superficie requise pour produire suffisamment d'électricité pour alimenter un navire nécessitant une connexion de 2 MW est considérable, de l'ordre de 2 000 m². De plus, il est prévu que cette production soit associée à des coûts plus élevés que ceux d'Hydro-Québec [5], et bien sûr à un profil de production variable. L'ajout d'une capacité de stockage peut rendre la ressource plus flexible, mais nécessitera là encore une surface d'emprise et un coût non négligeables.

Le profil de demande de puissance des ports est également un facteur limitant l'adoption de telles capacités d'autoproduction. L'appel de puissance est le plus souvent ponctuel, voire saisonnier et signifie donc un profil d'utilisation peu adapté pour rentabiliser ces investissements. Pour un niveau d'investissement équivalent, les projets d'efficacité énergétique sont synonymes de retombées environnementales et économiques plus importantes à court terme.

2.1.2. Efficacité énergétique (non maritime)

Du fait de leur vocation logistique, les infrastructures portuaires sont en grande partie constituées de bâtiments. Ceux-ci présentent des opportunités de décarbonation simples et rentables en comparaison aux investissements à engager pour les flottes navales, mais un potentiel de réduction absolue des émissions moindre. L'amélioration de l'efficacité énergétique d'un bâtiment peut constituer la première étape vers la décarbonation des installations portuaires et mener à des économies financières et environnementales conséquentes, en plus de l'atténuation de la pression sur la capacité électrique des ports. Certaines des mesures relativement aisées à mettre en œuvre incluent :

- Mise en place de système de gestion d'énergie (SGÉ)
- Centralisation des contrôles
- Remise au point des systèmes (RCx)
- Gestion de la demande de pointe et effacement
- Conversion de l'éclairage avec des DEL
- Détection de présence pour éclairage
- Étanchéisation de l'enveloppe
- Appareils à faible débit
- Mesures de récupération de chaleur (air évacué, refroidisseurs)
- Stockage de chaleur via accumulateur thermique centrale (ATC)
- Stratégies de gestion par BMS (préchauffage et délestage en période de pointe)

2.1.3. Électrification des usages (non maritimes)

L'électrification des bâtiments et des véhicules terrestres constitue une étape essentielle vers la réduction des émissions de gaz à effet de serre l'amélioration de la qualité de l'air dans les villes portuaires. En remplaçant progressivement les équipements fonctionnant aux combustibles fossiles par des alternatives électriques, les ports peuvent réduire considérablement leur impact environnemental. Cette transition implique la conversion des systèmes d'éclairage, de chauffage et de climatisation à l'électricité, et l'acquisition de véhicules hybrides ou électriques pour la manutention des marchandises et les opérations courantes (véhicules de sûreté notamment).

Ces consommations d'électricité lissées et prévisibles présentent également des profils propices à la rentabilisation de l'autoproduction, en contraste avec l'alimentation des navires.

2.1.4. Optimisation des flux logistiques

L'optimisation des flux logistiques est une stratégie clé pour réduire l'empreinte des activités portuaires, terrestres comme maritimes. En optimisant la gestion de la logistique portuaire, les administrations portuaires et leurs usagers peuvent diminuer les congestions, générant ainsi des gains d'efficacité tout en réduisant les émissions liées au transport de marchandises. Les technologies innovantes telles que les logiciels de gestion intelligente des flottes de véhicules et de navires, d'optimisation des itinéraires et de consolidation des cargaisons connaissent une adoption croissante par les zones portuaires.

2.2. Réduire la consommation de carburant des navires

De même que pour les infrastructures portuaires, une utilisation plus efficace de carburant se traduit pour les opérateurs de navires par des économies financières doublées d'une plus faible empreinte carbone [6]. Le coût du carburant peut représenter jusqu'à 50 à 60 % des coûts totaux d'exploitation des flottes [7]. Réduire la facture énergétique de 1 % seulement peut engendrer des économies de centaines de milliers de dollars chaque année pour les navires de taille importante et plusieurs centaines de tonnes d'émissions de gaz à effet de serre évitées. Ainsi, l'adoption de carburants alternatifs nécessaires à la transition vers la carboneutralité - mais dont le coût peut demeurer un obstacle - sera facilitée par la réduction de la demande totale en énergie des navires.

2.2.1. Revêtements et peintures de coque

Le *biofouling* [8], ou encrassement biologique, est une accumulation d'organismes marins, vivants ou morts, sur les surfaces immergées, telles que les coques des navires [9,10]. Cette accumulation modifie la géométrie de la coque, augmente la friction et réduit la vitesse des navires, entraînant une augmentation de la consommation de carburant [11,12].

Les revêtements non toxiques, tels que ceux à base de nanomatériaux, émergent comme une solution prometteuse pour minimiser cet encrassement. Ces technologies visent à prévenir l'adhésion des organismes marins sans relâcher de biocides dans l'environnement [13]. Les peintures à base de graphène, en particulier, connaissent une adoption croissante en raison de leur capacité à créer une surface à très faible friction qui améliore l'efficacité des navires et maintient une couche hydratée dissuadant la fixation d'organismes marins [14,15]. Des entreprises telles que GIC Coating [16] ont rapporté une réduction de la consommation de carburant de 10,4 %. Stolt [17] a appliqué cette peinture au graphène sur 40 de ses navires en 2023, anticipant une **réduction de la consommation de carburant de 5 à 7 %**.



Figure 2 : Revêtement de la coque d'un des navires Stolt [17]

2.2.2. Systèmes de lubrification à l'air (ALS)

Les systèmes de lubrification à l'air (ou ALS en anglais) consistent à injecter de l'air sous le navire, créant ainsi une couche lubrifiante qui diminue la résistance à l'eau. Comme la résistance au frottement constitue jusqu'à 85 % de la résistance totale au mouvement d'un navire - en particulier pour les navires se déplaçant à faible vitesse - de simples améliorations peuvent avoir un impact significatif sur la consommation de carburant [18].

D'un point de vue opérationnel, les économies d'énergie nettes offertes par l'ALS tiennent compte de la réduction de la résistance au frottement de la coque, compensée par l'énergie consommée par les compresseurs d'air et les composants auxiliaires. Les fabricants font généralement état **d'économies d'énergie nettes de l'ordre de 4 à 7 %** [19]. La technologie est de plus en plus adoptée, en particulier au sein des flottes de porte-conteneurs et de pétroliers et chimiquiers, avec plus de 347 navires déjà équipés ou modernisés via ces systèmes en 2023 [19]. La mise en œuvre initiale de l'ALS nécessite un investissement significatif, et l'efficacité du système peut varier en fonction des conditions d'exploitation et de la conception du navire. Cependant, **des retours sur investissement de 3 à 4 ans** sont observés dans l'industrie. Il est important de noter que les économies liées aux systèmes de lubrification à l'air dépendent fortement de la capacité de la coque à maintenir une couche d'air stable. Il existe donc une synergie avec l'utilisation de revêtements et peintures de coque innovants, qui pourraient permettre d'optimiser l'efficacité des systèmes de lubrification à l'air.

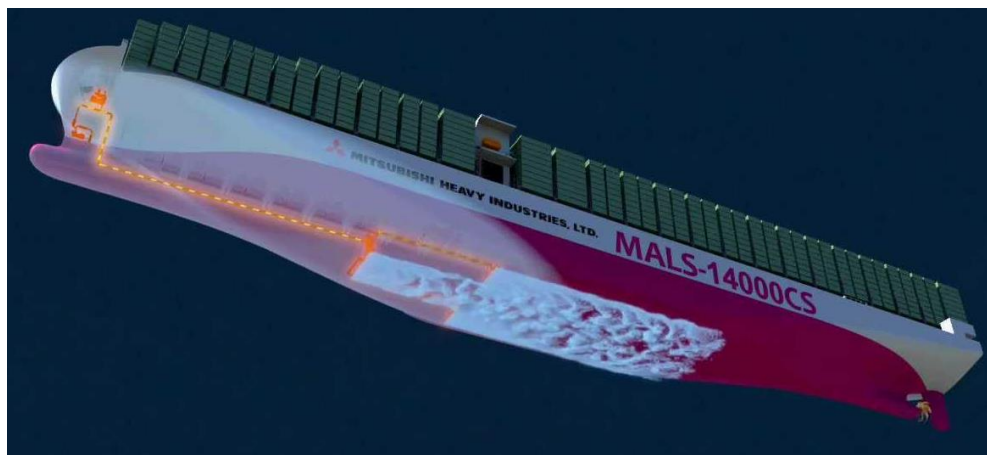


Figure 3 : Schéma conceptuel de fonctionnement de la technologie ALS [20]

2.2.3. Récupération de chaleur

Les besoins en énergie auxiliaire des navires sont généralement couverts par des moteurs diesel et des groupes électrogènes. Toutefois, les moteurs alimentés au diesel marin rejettent typiquement environ 50 % de l'énergie thermique du carburant dans l'atmosphère [21]. La majorité de la chaleur générée par les moteurs d'un navire est de basse température, donc difficile à valoriser. Les technologies de récupération de chaleur récemment développées par les manufacturiers ABB [22] et Climeon [23] permettent d'utiliser cette chaleur résiduelle de basse température pour produire de l'électricité à bord. Ainsi, une utilisation efficace de cette chaleur résiduelle améliore l'efficacité globale du navire et peut permettre de **réduire la consommation de carburant de 5 à 15 %**, selon la technologie sélectionnée [24].

2.2.4. Assistance éolienne, adaptation de la vitesse et numérisation

L'intérêt renouvelé pour l'énergie éolienne embarquée ne conduira certainement pas à une renaissance des grands voiliers du passé et son apport énergétique reste trop faible pour le transport de milliers de tonnes de marchandises. Néanmoins, l'énergie éolienne peut constituer un complément énergétique renouvelable aux carburants marins. Selon DNV [19], la propulsion assistée par énergie éolienne a déjà permis **d'économiser annuellement entre 5 % et 9 % de carburant** pour certains navires et son potentiel est même estimé à 25 % de gain d'efficacité. Les gains pourraient être plus élevés encore en intégrant dès la conception des bateaux une propulsion assistée par l'énergie éolienne combinée à des algorithmes de routage météorologique, d'adaptation de la vitesse et d'optimisation du routage. Les avantages de la navigation à voile peuvent ainsi être renforcés par la numérisation et par l'optimisation des itinéraires des navires.

2.2.5. Batteries et hybridation

Les navires hybrides électriques, voire entièrement électriques, font leur apparition dans le transport maritime, avec des applications certes encore limitées, mais prometteuses. Certains lancements récents, tels que celui d'un navire électrique de 700 conteneurs par le chantier naval de Yangzhou en Chine (destiné à opérer le long fleuve Yangtze), mettent en évidence le potentiel de la propulsion électrique pour réduire la consommation de carburant [25] dans le secteur.

Les solutions électriques sont particulièrement adaptées pour les remorqueurs, les traversiers et les navires effectuant des trajets de courte distance, qui peuvent tirer parti d'une infrastructure de recharge à quai [26]. Les traversiers, qui empruntent souvent des itinéraires

courts et prévisibles, peuvent utiliser efficacement des systèmes électriques ou hybrides pour minimiser les risques et les émissions [27]. De même, les traversiers et autres navires fluviaux peuvent viser une réduction de leur consommation de carburant et de leurs émissions associées en ayant recours à une alimentation électrique pour les manœuvres, le maintien de la position et la navigation portuaire [27].

Enfin, l'hybridation des grands navires océaniques par le biais de batteries semble être l'option la mieux adaptée pour réduire les pics de charge auxquels leurs moteurs auxiliaires sont confrontés et réduire ainsi leur consommation énergétique globale [28]. Des bénéfices plus conséquents encore peuvent être obtenus en remplaçant les moteurs auxiliaires de réserve (ceux utilisés lors des opérations critiques) par des blocs de batteries électriques.

2.2.6. Branchement électrique à quai

Le branchement électrique à quai permet de répondre aux besoins énergétiques des navires en escale, dont les équipements (éclairage, chauffage à bord, pompes électriques) sont habituellement alimentés par des moteurs auxiliaires ou générateurs fonctionnant au diesel [29]. Selon Dalsøren et al., [30] les navires consomment **5 % de leur carburant** lorsqu'ils sont amarrés au port. Une étude approfondie de l'International Council on Clean Transportation (ICCT) révèle que, en moyenne, 9,2 % [31] des émissions de CO₂ d'un navire se produisent pendant qu'il est à l'amarrage. Bien que la technologie de branchement à quai présente des avantages certains pour les différents utilisateurs du port (autorité portuaire comme armateurs), sa généralisation est encore lente, en raison du manque d'harmonisation des standards pour les branchements, de la disponibilité aléatoire de la puissance électrique et des coûts d'investissement substantiels (CAPEX).

Afin d'appuyer les décideurs dans la rationalisation des dépenses d'investissement, Daniel et al. [32] ont publié une approche multiobjectif visant à sélectionner et à dimensionner un système d'alimentation à quai multisource pour les vraquiers (le principal type de navire dans le Saint-Laurent). S'agissant des standards, plusieurs ont été développées ces dernières années (IEC/IEEE 80005) et la question semble désormais résolue pour les navires de croisière, les traversiers et les porte-conteneurs. Des avancées notables ont par ailleurs été enregistrées concernant les vraquiers. À nouveau, l'enjeu principal demeure l'attribution de blocs de puissance pour satisfaire une demande vouée à s'intensifier.

Tableau 2 : Puissance requise par type de navire pour le branchement à quai [33]

Type de navire	Puissance requise (MW)
Vraquiers	0,5 - 2
Cargo	1,5 - 3
Porte-conteneur	1,5 - 4
Croisière	4 - 18

2.2.7. Piles à combustible

Les piles à combustible à oxyde solide (SOFC) offrent un potentiel significatif dans la conversion de divers carburants tels que l'ammoniac, le GNL et le méthanol en électricité [34,35], ce qui permet l'utilisation de moteurs électriques à haute efficacité (80 %) contrairement aux moteurs à combustion interne traditionnels (35 % pour les moteurs à quatre temps et 50 % pour les moteurs à deux temps [21]). L'efficacité des piles à combustible SOFC est considérable :

- Pour la génération d'énergie seulement, leur efficacité est d'environ 60 % [36].
- Lorsque la chaleur générée par les SOFC est de surcroît valorisée grâce à un système de récupération de chaleur, le système SOFC peut atteindre une efficacité globale allant jusqu'à 90 % [37].

L'efficacité maximale atteignable lors de la conversion du carburant en mouvement est donc de l'ordre de 72 % (0,9 x 0,8). Une étude menée par DNV et Euronav a mis en lumière une **réduction substantielle de 33 % de la consommation de carburant** pour les navires alimentés au GNL, dans le cas d'un système SOFC avec récupération de chaleur résiduelle [19]. De plus, lorsqu'elles sont alimentées au gaz naturel, les SOFC évitent les fuites de méthane et facilitent la capture du carbone grâce aux émissions concentrées de CO₂, réduisant les besoins énergétiques pour le processus de capture.

Cependant, l'adoption généralisée de piles à combustible est largement dépendante de la capacité des fabricants à réduire leur coût tout en accroissant leur durée de vie.

2.3. Développer les alternatives énergétiques aux carburants marins conventionnels

Ces dernières années, plusieurs organisations, dont l'Organisation maritime internationale (OMI) [1], l'Agence internationale de l'énergie (AIE) [38], l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) [39], l'*American Bureau of Shipping* (ABS) [40], Innovation maritime [41] et le fournisseur de solutions de gestion numérique des navires DNV [19], ont publié des feuilles de route et des projections sur la décarbonation du secteur maritime. Toutefois, en raison de la dépendance des choix de carburants alternatifs à des facteurs tels que la maturité de la chaîne d'approvisionnement et des technologies de moteurs, l'impact sur la biodiversité, les contraintes de terres arables, les coûts de production, la sécurité et les émissions de gaz à effet de serre, les rapports décrits présentent des points de vue contradictoires. Le principal point de désaccord concerne les rôles du méthanol, du gaz naturel liquéfié et de l'ammoniac. Ces incertitudes ont un impact majeur sur les autorités portuaires et les fabricants de navires, influençant leurs décisions en matière de nouveaux contrats et d'investissements dans les infrastructures nécessaires à cette transition. La section suivante du présent rapport explore les alternatives aux carburants marins conventionnels. Elle en brosse un portrait technique individuel, accompagné d'une revue des défis et opportunités dans le contexte du secteur maritime québécois.

2.3.1. Gaz naturel liquéfié

2.3.1.1. Portrait technique, pertinence et accessibilité

Le gaz naturel liquéfié (GNL) est depuis longtemps considéré comme un carburant de transition, à mi-chemin entre le pétrole et les alternatives carboneutres. Une flotte importante

de moteurs bicarburant, utilisant à la fois le GNL et le Marine Gas Oil (MGO), est actuellement en exploitation à travers le monde (Figure 4).

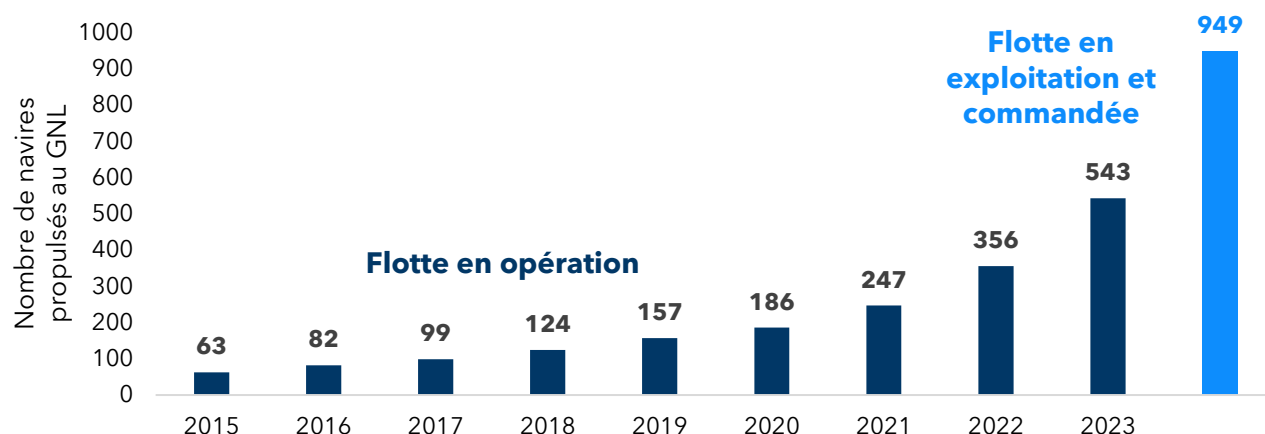


Figure 4 : Nombre de navires propulsés au GNL - en exploitation et commandés (adapté de DNV [42])

Le GNL est aujourd’hui devenu largement accessible le long de la plupart des grandes routes commerciales, avec plus de 100 installations de soutage désormais opérationnelles dans le monde, comme l’indique DNV [42]. Au Québec, les ravitaillements en GNL aux ports de Montréal et de Québec se font par camion cryogénique. Le processus de liquéfaction est particulièrement énergivore, exigeant des températures extrêmement basses pour liquéfier le gaz, ce qui affecte l’efficacité du carburant sur son cycle de vie.

Un des attraits principaux du GNL face aux carburants traditionnels est son prix. Au cours des cinq dernières années, le prix d’exportation de GNL américain a été en moyenne inférieur de 17 % au prix du mazout lourd, ou HFO (*Heavy Fuel Oil*). En 2020, afin de réduire les émissions de SOx et de se conformer à la nouvelle réglementation de l’OMI pour les navires opérant dans les zones de contrôle des émissions, le secteur du transport maritime s’est orienté vers l’utilisation du MGO, ayant une teneur en soufre inférieure à 0,50 % [43]. Le prix du MGO est volatil et se négocie à un prix supérieur à celui du HFO, ce qui accentue l’avantage du GNL.

Un autre avantage du GNL ayant contribué à sa large adoption par l’industrie maritime est sa capacité à réduire de manière significative les émissions de GES, de dioxyde de soufre (SOx) et d’oxydes d’azote (NOx). Sous des conditions idéales, le GNL pourrait réduire les émissions de GES jusqu’à 23% par rapport au MGO [42].

La majorité des moteurs fonctionnant au GNL aujourd’hui (78 %) sont des moteurs bicarburant (« *dual-fuel* » en anglais) à basse pression (moteurs LPDF) [54]. Cette configuration est plus abordable que l’alternative à haute pression (HPDF) et offre également une réduction supérieure en matière d’émissions de NOx.

Le gaz naturel possède un faible indice de cétane, ce qui signifie que sa propension à s’auto-enflammer sous l’effet de la compression est moindre que celui des autres carburants. Par conséquent, l’allumage par compression est souvent préconisé pour amorcer la combustion du mélange air-gaz dans le cylindre. Les moteurs bicarburant à basse pression (à moyenne et basse vitesse) ainsi que les moteurs bicarburant à haute pression (à moyenne et basse vitesse) sont parmi les plus utilisés [44]. Les moteurs à basse pression offrent l’avantage d’une conception simple pour un coût d’investissement relativement faible, mais sont plus susceptibles d’occasionner des fuites ou une combustion incomplète de méthane (ou « *methane slip* » en anglais), c’est-à-dire l’échappement dans l’atmosphère d’une quantité résiduelle de méthane non brûlé. Les moteurs à haute pression engendrent des fuites de

méthane plus faibles, mais n'offrent pas de réduction significative des émissions de NOx et impliquent des coûts élevés d'installation et de maintenance. Ainsi, le choix de l'industrie s'est principalement porté sur les moteurs à basse pression, équipant 78 % de la flotte actuelle (Figure 5).

- Moteur bicarburant à haute pression
 - Moyenne vitesse, cycle à 4 temps (HPDF-4)
 - Basse vitesse, cycle à 2 temps (HLDF-4)
- Moteur bicarburant à basse pression
 - Moyenne vitesse, cycle à 4 temps (LPDF-4)
 - Basse vitesse, cycle à 2 temps (LPDF-2)

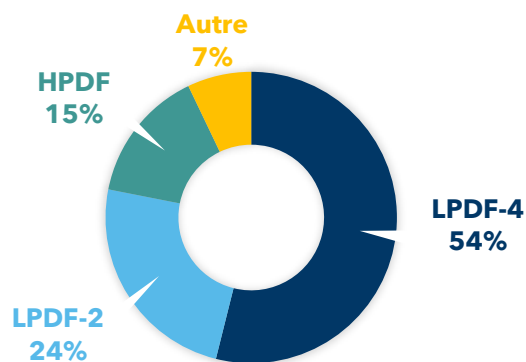


Figure 5 : Distribution des types de moteurs alimentés au GNL dans la flotte mondiale de navires [45]

La quantité de méthane émise par les navires alimentés au GNL est fonction du type de motorisation, de la charge du moteur et des émissions fugitives des réservoirs. Récemment, les estimations des émissions de méthane demeuraient incertaines, se basant sur des mesures en laboratoire et des prélèvements limités à bord des navires [44-47].

Balcombe et al. [47] ont néanmoins mesuré que pour quatre moteurs LPDF-4 fonctionnant à plus de 75 % de leur puissance nominale, environ 5 % du méthane n'était pas brûlé et était libéré dans l'atmosphère. Ces fuites ou combustion incomplète de méthane passent à 15 % lorsque le moteur ne fonctionne qu'à 25 % de sa puissance nominale.

Certaines recherches récentes prenant en compte le cycle de vie complet du GNL attestent d'émissions pouvant dépasser celles du MGO. *L'International Council of Clean Transportation (ICCT)* a ainsi publié en janvier 2024 [48] une étude constituant la base de données la plus complète à date sur les émissions de méthane provenant des navires alimentés au GNL. L'étude s'appuie sur des mesures effectuées sur 34 navires alimentés au GNL (y compris des navires équipés de moteurs récents, datant de 2021). Les mesures ont été réalisées à bord et par le biais de drones et d'hélicoptères effectuant des analyses des quantités de CH₄ présentes dans les panaches d'échappement. Elles relèvent que les moteurs LPDF à quatre temps présentent des fuites de méthane moyennes de 6,42 % [48], valeur plus de deux fois supérieure à ce que prévoit l'Union européenne, et plus de 80 % de plus que les estimations de l'OMI. En considérant le potentiel de réchauffement planétaire (PRP, ou GWP pour *Global Warming Potential* en anglais) du méthane, qui équivaut à 80 fois celui du CO₂ sur une période de 20 ans et 25 fois sur un horizon de 100 ans, la prise en compte de ce paramètre est d'autant plus cruciale [49]. Sur une période de 20 ans, les émissions de CO₂ équivalent sont donc 2,2 fois supérieures à celles du MGO, d'après les résultats de l'étude de l'ICCT. Sur un horizon de 100 ans, cet impact serait 1,2 fois plus élevé que celui du MGO.

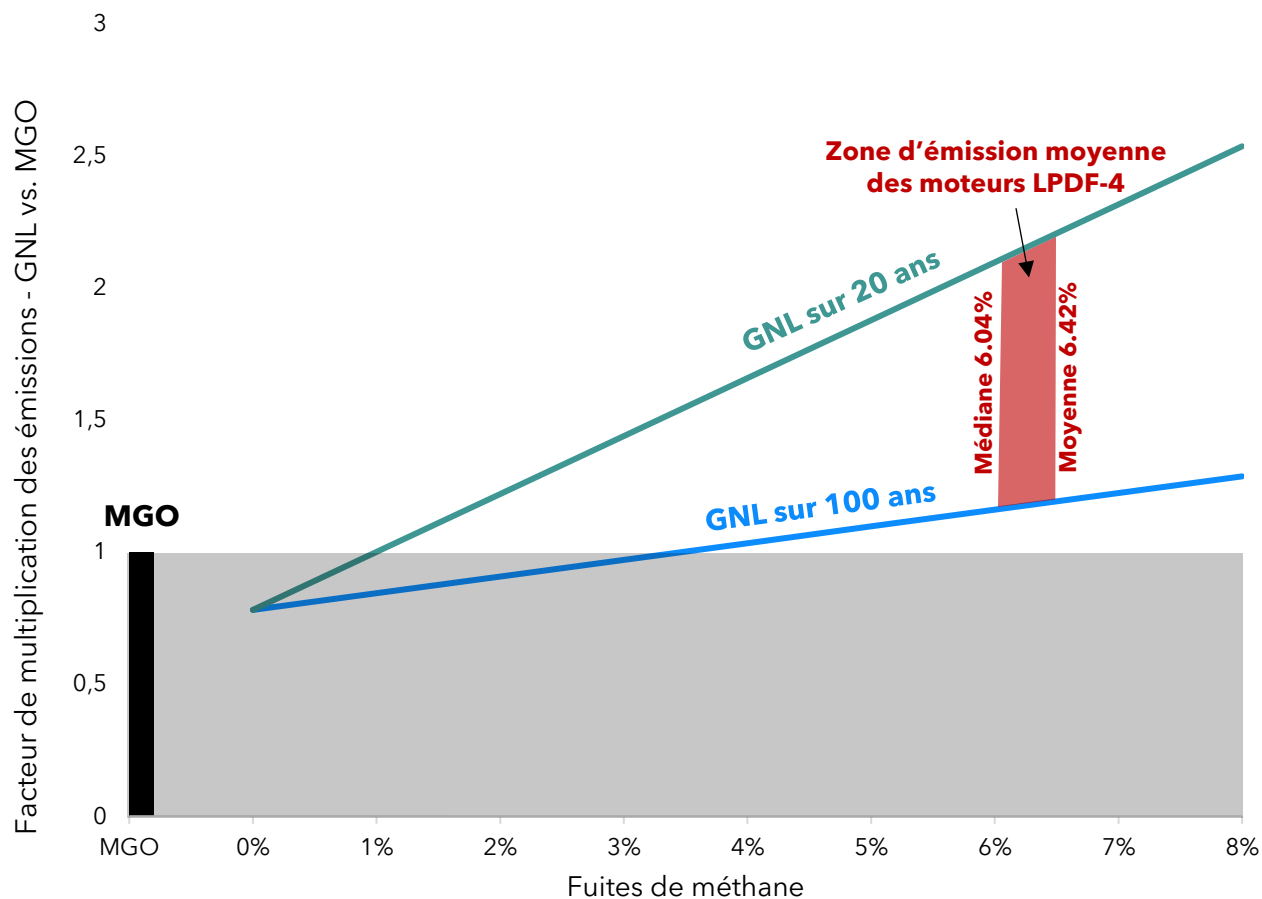


Figure 6 : Facteur d'émission du GNL normalisé au MGO en fonction des fuites de méthane et du GWP (20 ans = 80; 100 ans = 25). Les valeurs moyenne et médiane de fuites de méthane sont respectivement de 6,04 % et de 6,42 % (base de 22 navires étudiés par l'ICCT)

L'utilisation de GNL renouvelable, dérivé de matières premières telles que le fumier et les déchets alimentaires, réduirait considérablement ces émissions. Cependant, les problèmes de fuites et de combustion incomplète du méthane liées à la motorisation au GNL persistent.

2.3.1.2. Positionnement de l'écosystème québécois et potentiel de production locale

Le GNL est pour l'instant l'unique carburant alternatif adopté par la flotte navale au Québec. Le gaz naturel est liquéfié par l'installation d'Énergir à l'est de Montréal, opérationnelle depuis 1969 (anciennement GazMétro). Initialement conçue pour stocker le gaz naturel en vue de répondre aux pics de demande hivernaux, cette usine a évolué pour devenir un fournisseur clé de GNL, desservant à la fois les clients des filières de transport maritime et routier. Grâce à un réseau de distribution par camions cryogéniques, elle est capable de desservir ses clients dans un rayon de plus de 1 000 kilomètres. En 2017, Énergir et Investissement Québec se sont associés afin de tripler la production de l'usine, s'élevant désormais à près de 10 milliards de pieds cubes [41].

Depuis 2017, le Port de Montréal, par le biais de camions-citernes cryogéniques et de deux quais possédant des infrastructures d'avitaillement exploitées par Énergir, offre du GNL à ses usagers. En 2023, le volume d'avitaillement au port atteignait 9 377 m³ [41]. En novembre de la même année, le navire Damia Desgagnés, un asphaltier-bitumier-chimiquier à bicarburant basse pression (LPDF-2), a effectué son 100^{ème} avitaillement au Port de Montréal.

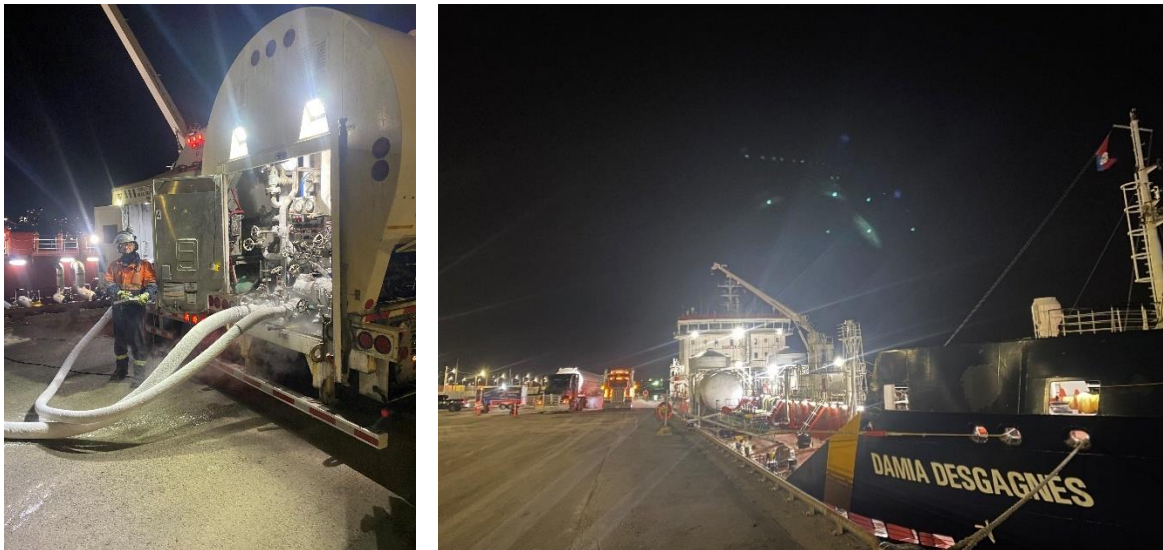


Figure 7 : 100^{ème} avitaillement en GNL du navire Damia Desgagnés au Port de Montréal [50]

L'armateur Desgagnés exploite une flotte de cinq navires alimentés au GNL. Par ailleurs, un navire de la Société des traversiers du Québec (STQ), le F.A.-Gauthier, qui relie les régions de la Côte-Nord, du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie, a brièvement fonctionné au GNL, puis n'a utilisé que du MGO à partir de 2018 en raison de contraintes techniques, pour revenir au GNL en 2022 [41]. Le Port de Québec assure également un avitaillement régulier en GNL par camions à partir de Montréal, et aucune installation fixe n'est nécessaire sur le site.

Un projet d'usine de liquéfaction de GNL au Saguenay-Lac-Saint-Jean (Québec) a été abandonné à la suite de réserves émises par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) [34]. Toutefois, Énergir assure que le niveau de production actuel est plus que suffisant pour soutenir la demande de l'industrie maritime.

Énergir a confirmé en entrevue sa vision du GNL comme l'un des carburants du futur pour le secteur maritime québécois, avec l'objectif d'en augmenter la part renouvelable grâce à l'utilisation de certificats. Il demeure qu'à ce jour, aucun avitaillement en GNR n'a encore été enregistré.

2.3.2. Éthanol

2.3.2.1. Portrait technique, pertinence et accessibilité

L'éthanol est produit à partir de matières premières cellulosiques, comme le maïs-grain et la canne à sucre. Le maïs demeure la principale matière première, avec une allocation moyenne de 45 % de la production dédiée à l'éthanol [65].

L'éthanol est utilisé depuis les années 1920 à la fois comme carburant pour le secteur automobile et comme additif à l'essence pour éviter le phénomène de cliquetis (« *knocking* » en anglais) dans les moteurs à combustion interne [51]. Dans un moteur opérant d'une façon normale ou désirée, la combustion du gaz est initiée par une étincelle contrôlée, ce qui produit une flamme uniforme. Le cliquetis se produit lorsque l'inflammation spontanée a lieu dans le cylindre avant que le gaz n'atteigne la flamme initiée [52]. Ce phénomène peut s'avérer destructeur, entraînant l'érosion des cylindres, la rupture et la fonte des pistons, ainsi qu'une réduction de l'efficacité.

Afin de surmonter les pénuries de carburant et d'améliorer l'efficacité des moteurs, les États-Unis ont introduit en 1923 un additif antidétonant, le tétraéthyle plomb [51]. Cependant, des analyses toxicologiques ont mis en lumière les effets nocifs d'une exposition au tétraéthyle plomb émis par les émissions des voitures [53], ce qui a eu pour effet une diminution de son usage dès les années 1960 et une interdiction du composé dans les années 2000 [54].

L'éthanol peut prévenir le phénomène de cliquetis [55], permettant ainsi aux moteurs de fonctionner de manière plus efficace avec un taux de compression supérieur, que ce soit en utilisant de l'éthanol pur à 100 % ou un mélange de 5 à 10 % avec de l'essence. Depuis l'interdiction du tétraéthyle plomb, l'éthanol a connu une croissance fulgurante, de sorte que l'essence consommée en Amérique du Nord en contient aujourd'hui 10 % en moyenne [56].

C'est un biocarburant qui peut être considéré comme mature, avec une chaîne d'approvisionnement déjà bien établie.

Historiquement, la production d'éthanol en grands volumes s'est cependant toujours heurtée à des enjeux au niveau des terres agricoles, ainsi qu'à des impacts environnementaux liés aux cultures nécessaires à sa production : érosion, épandage d'azote entraînant une lixiviation des sols (ruissellement provoquant une dégradation des nappes phréatiques et eaux de surface), épuisement des aquifères, expansion des monocultures, déforestation, et émissions de gaz à effet de serre [57]. La production d'éthanol à partir de maïs offre néanmoins plusieurs voies de valorisations complémentaires. Lors de la fermentation, le dioxyde de carbone généré peut être capté et utilisé dans l'industrie alimentaire. Par ailleurs, environ un tiers des sous-produits consiste en drêche et huile, utilisées pour l'alimentation animale. Ces sous-produits contribuent notamment à réduire les émissions de GES gastro-entériques des bovins.

Le retrait progressif anticipé des voitures à essence en faveur des véhicules électriques ouvre une opportunité majeure de réaffectation des capacités de production existantes (67 milliards de litres aux États-Unis) à d'autres usages. L'éthanol offre ainsi la possibilité de fournir du biocarburant au secteur maritime sans exercer de pression supplémentaire sur l'environnement et les terres arables.

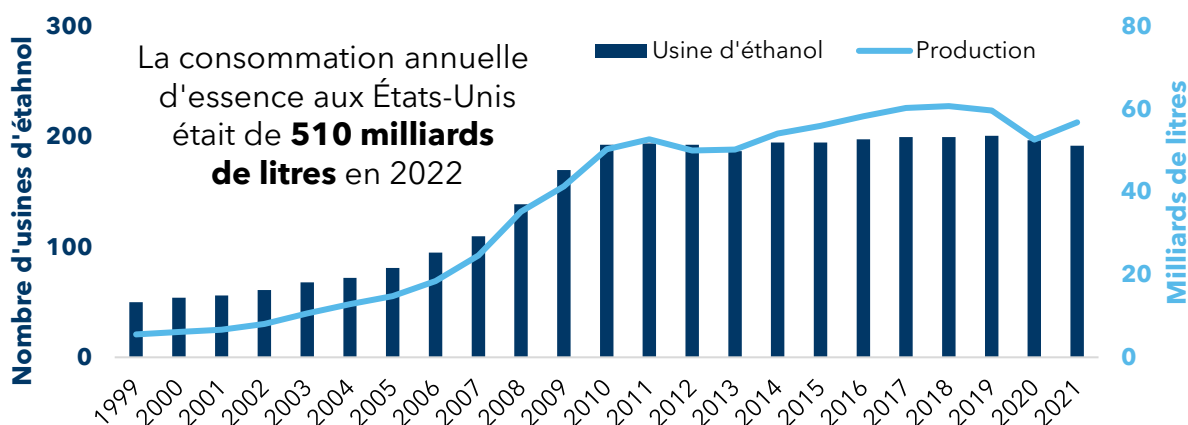


Figure 8 : Capacité de production d'éthanol aux États-Unis sur la période 1999-2021 (tiré du Department of Energy [56])

La capacité actuelle de production d'éthanol des États-Unis est près de **70 fois** supérieure à la **capacité mondiale** de production de **biométhanol et de méthanol synthétique**

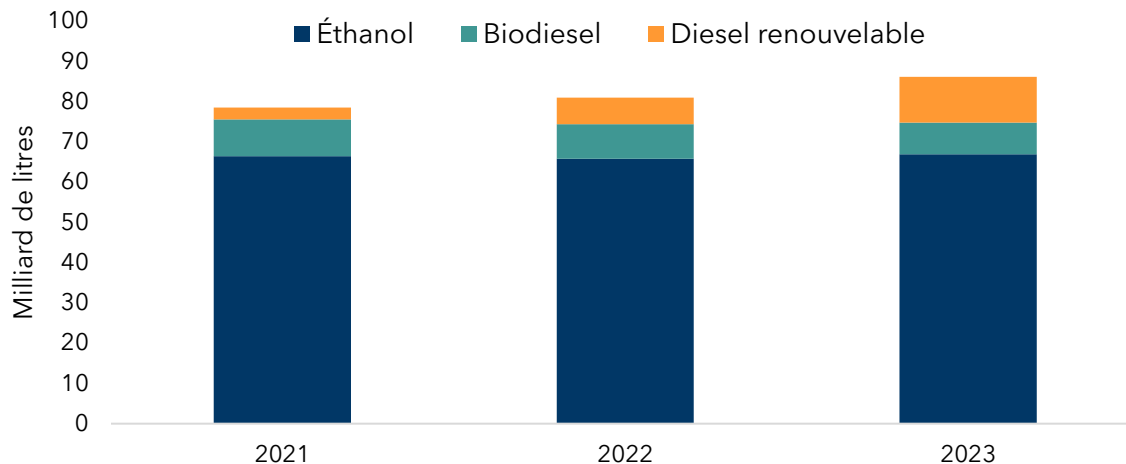


Figure 9 : Capacité de production de biocarburants aux États-Unis [56]

Le principal avantage de l'éthanol par rapport à toute autre alternative est son prix, lié à sa disponibilité en grandes quantités. Il représente l'unique option de carburant alternatif dont le prix n'est pas significativement plus élevé que celui du gasoil marin (MGO) et du diesel marin (MDO), se négociant aujourd'hui à un prix de 500 \$ par tonne (avec un pic sur 52 semaines glissantes de 810 \$), selon le Chicago Ethanol (Platts, 20 février 2024), ce qui est même moins élevé que le cours du gasoil marin [58].

Bien que les moteurs à éthanol ne soient pas encore disponibles sur le marché, le fabricant de moteurs marins Wärtsilä a conclu un partenariat stratégique en 2023 avec Raízen, une importante compagnie énergétique brésilienne, afin d'évaluer la pertinence de l'éthanol carburant [59]. Wärtsilä et Raízen vont effectuer une série de tests au sein d'un laboratoire dédié aux carburants durables.

Il est aussi techniquement possible de mélanger l'éthanol à des carburants conventionnels, comme c'est le cas avec le biodiesel, mais cette utilisation directe nécessite des modifications dans les réglages des moteurs et l'ajout de systèmes de stockage supplémentaires à bord [60].

Le véritable débouché pour l'éthanol réside sûrement dans la généralisation de nouveaux moteurs bicarburant, capables de fonctionner aussi bien avec des carburants conventionnels qu'avec du méthanol. En effet, les spécifications techniques de l'éthanol et du méthanol sont si proches que les deux carburants peuvent utiliser les systèmes d'injection et réservoirs des navires de manière indifférenciée [59]. Cependant, le secteur maritime devra faire face à une concurrence croissante pour l'approvisionnement en éthanol, notamment de la part de l'aviation durable, un autre secteur particulièrement difficile à électrifier.

2.3.2.2. Positionnement de l'écosystème québécois et potentiel de production locale

Greenfield Global, qui produit de l'éthanol à partir d'amidon de maïs-grain, est à ce jour le seul producteur d'éthanol au Québec. Avec une capacité de 190 ML le fournisseur ne parvient pas à satisfaire la demande domestique. Une expansion des capacités de production est néanmoins prévue pour atteindre un volume total de 260 ML.

La réglementation actuellement en vigueur requiert un taux d'éthanol minimal dans l'essence de 10 %, concentration qui sera relevée à 15 % d'ici à 2030 [61]. Toutefois, les ventes de véhicules électriques, stimulées par l'interdiction de la vente de véhicules neufs à combustion interne en 2035, entraîneront une réduction notable de la consommation d'essence dans la province. Cette évolution devrait donc libérer des volumes significatifs d'éthanol au Québec. L'orientation de cet excédent vers le secteur maritime constitue un débouché intéressant pour la filière de l'éthanol. Comme souligné plus haut, cette perspective pourrait cependant se heurter à la concurrence du secteur de l'aviation, également confronté à une demande croissante de carburants alternatifs (l'éthanol sert de matière-intermédiaire pour la production de carburant d'aviation durable).

Tableau 3 : Bilan des projets de production d'éthanol au Québec

Projet	Production (millions de litres)	Année de mise en service visée	Matière première
Greenfield Global	190 (production future visée : 260)	En activité depuis 2007	Maïs-grain

2.3.3. Biodiesel et diesel renouvelable

2.3.3.1. Portrait technique, pertinence et accessibilité

L'utilisation incorrecte des termes « biodiesel » et « diesel renouvelable » est courante dans l'industrie et dans la littérature. Comme ces deux carburants ont des propriétés techniques très différentes, une définition claire est présentée dans cette section.

Le biodiesel (EMAG) : Le terme « biodiesel » désigne un carburant produit à partir d'huiles végétales, de graisses animales ou d'huiles de cuisson usées par transestérification, où diverses huiles (triglycérides) sont converties en esters méthyliques [62]. Ce carburant est désigné « B100 » tel que formulé dans la norme ASTM D6751. Il est également connu sous le nom d'EMAG (ester méthylique d'acide gras ou *FAME* pour *fatty acid methyl ester* en anglais) [63].

Il est important de souligner que le biodiesel n'est pas un hydrocarbure comme le carburant diesel pétrolier. Le biodiesel contient de l'oxygène, ce qui réduit son contenu énergétique d'environ 7 % par unité volumique par rapport au carburant diesel pétrolier. Cette différence se traduit par une **série de contraintes techniques** :

- Dégradation de l'oxygène : la teneur en oxygène du biodiesel limite la durée pendant laquelle il peut être stocké en raison de son oxydation, qui engendre de la corrosion. Certains types de tuyaux et de joints peuvent se dégrader à son contact, entraînant une perte d'intégrité et une interaction problématique avec certains métaux (cuivre, zinc, plomb) [63,64].
- Contamination microbienne : comme c'est le cas pour le carburant diesel, les bactéries et les moisissures peuvent se développer en cas d'accumulation d'eau condensée dans le biodiesel. La croissance microbienne conduit à l'obstruction des filtres et des tuyauteries. Ainsi, celui-ci doit être stocké dans des réservoirs distincts à bord pour éviter la contamination. Deux sources de biodiesel doivent également être stockées séparément pour les mêmes raisons.

- Faible température : le biodiesel a tendance à geler et à former des cristaux visibles sous de faibles températures d'utilisation. Ce phénomène, communément appelé « *clouding* » en anglais, constitue une contrainte significative pour les navires opérant dans le Nord canadien, valable également pour les carburants conventionnels.

Diesel renouvelable : le terme « diesel renouvelable » désigne un carburant produit à partir de graisses, d'huiles ou de biomasse par le processus d'hydrogénation à hautes température et pression [65]. Dans ce processus, l'hydrogène est utilisé à la place du méthanol. Le diesel renouvelable est fondamentalement différent du biodiesel (EMAG) en ce qu'il n'est composé que d'hydrogène et de carbone, ce qui en fait un hydrocarbure, tout comme le diesel de pétrole [64, 66]. Bien qu'il ne soit pas identique au diesel pétrolier, il est raffiné et transformé à l'aide de technologies de raffinage utilisées dans l'industrie pétrochimique. Le diesel renouvelable est donc si proche du diesel pétrolier qu'il en est considéré comme un substitut à 100 %, ou un « *drop-in fuel* » en anglais. Ainsi, aucune contrainte affectant le biodiesel ne s'applique au diesel renouvelable [63]. Il est également possible de produire du diesel renouvelable adapté aux conditions nordiques, bien que ce carburant reste rare et dispendieux.

Le biodiesel a longtemps été l'option la plus utilisée. Toutefois, en raison des contraintes techniques susmentionnées et de son intégration restreinte dans les motorisations automobiles (de 0 à 20 %), le diesel renouvelable est devenu la solution privilégiée. Ce dernier a enregistré croissance annuelle de 117 % au cours des deux dernières années, dépassant ainsi la production de biodiesel aux États-Unis en 2023.

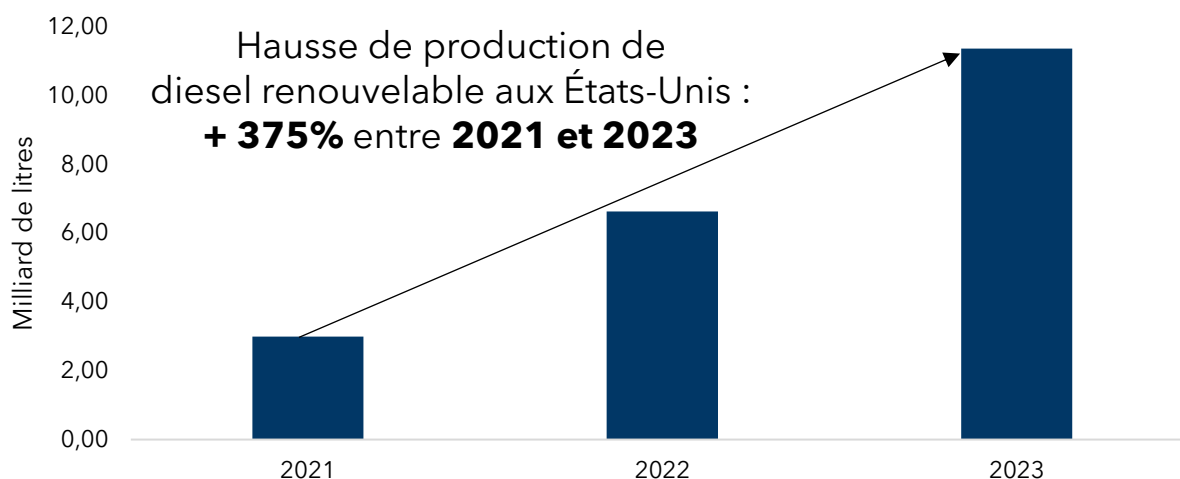


Figure 10 : Évolution de la production américaine de diesel renouvelable entre 2021 et 2023 (tiré de l'EIA [67])

Tableau 4 : Comparaison technique du biodiesel et du diesel renouvelable

	Biodiesel	Diesel renouvelable
Production	<ul style="list-style-type: none"> • La transestérification est un processus chimique catalysé par un alcool, qui permet de séparer la glycérine des graisses ou des huiles végétales. Cette réaction produit deux composés distincts : la glycérine, utilisée dans diverses industries, et le biodiesel. 	<ul style="list-style-type: none"> • Hydrogénation, gazéification, pyrolyse • Peut être produit à partir de pratiquement n'importe quelle biomasse (graisse, huile, bois)

Compatibilité des moteurs	<ul style="list-style-type: none"> • Peut être utilisé dans la plupart des moteurs diesel, surtout dans le cadre de mélanges plus faibles (comme B5 ou B20) • Le B100 contient entre 7-10% moins d'énergie par volume que le diesel conventionnel 	<ul style="list-style-type: none"> • Entièrement compatible avec les moteurs diesel existants, sans modification
Stockage et manutention	<ul style="list-style-type: none"> • Sensible aux conditions de stockage ; nécessite une manipulation spécifique pour limiter l'oxydation et la contamination microbienne 	<ul style="list-style-type: none"> • Peut être stocké et manipulé de manière similaire au diesel conventionnel, sans disposition spéciale

Afin de réduire de manière significative les émissions de gaz à effet de serre, il est nécessaire de passer à des carburants à faible intensité carbone, voire nulle. De même que pour l'éthanol, un aspect crucial de cette transition est la prise en compte des émissions en amont, comptabilité dite *well-to-grave* (« du puits à la tombe »), qui tient compte de l'ensemble du cycle de vie du combustible, de la production à la consommation. Par exemple, la conversion vers l'ammoniac carburant entraînerait des émissions quasi nulles pour les navires, mais des émissions importantes en amont pour un ammoniac produit à partir de gaz naturel. En revanche, le diesel renouvelable émet du CO₂ comparable au diesel conventionnel lorsqu'il est utilisé comme carburant pour les navires, mais ces émissions sont compensées par le carbone capturé pendant la croissance de la biomasse à partir de laquelle le carburant est fabriqué. Il est donc essentiel de procéder à une évaluation complète des émissions du biodiesel et du diesel renouvelable tout au long de leur cycle de vie pour prendre en compte cette compensation. Les recherches menées par Xu et al. [68] soulignent que le potentiel de captage de carbone est le plus élevé pour les graisses comme le suif, suivi par les ressources en biomasse (soja, carinata, canola et maïs). Ces émissions sur l'ensemble du cycle de vie influencent également de manière significative la valeur marchande du diesel renouvelable.

Cependant, et à nouveau de manière similaire à l'éthanol, l'intensification de la production de diesel renouvelable impose des contraintes notables sur les terres agricoles et conduit à des impacts environnementaux tels que l'érosion, l'utilisation excessive d'azote, la surexploitation des aquifères, l'accroissement des monocultures et la déforestation. Le diesel renouvelable sera lui aussi soumis à une concurrence directe avec le secteur de l'aviation, qui est encore plus limité en termes de carburants alternatifs durables que le secteur maritime.

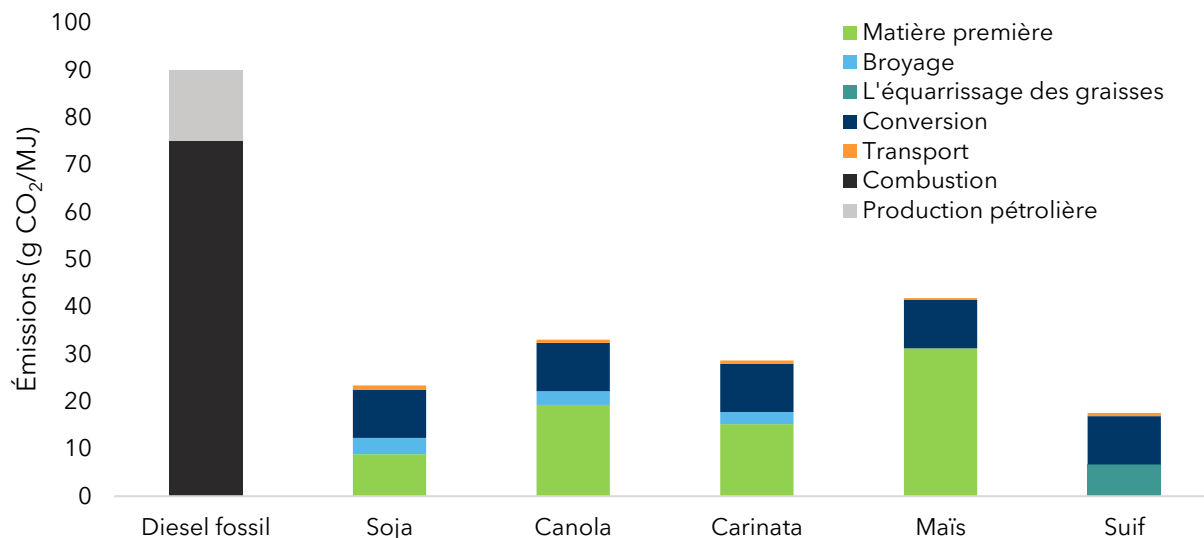


Figure 11 : Émissions de CO₂ sur l'ensemble du cycle de vie du diesel pétrolier et de différents types de diesels renouvelables (adapté de Xu et al. 2022 [68])

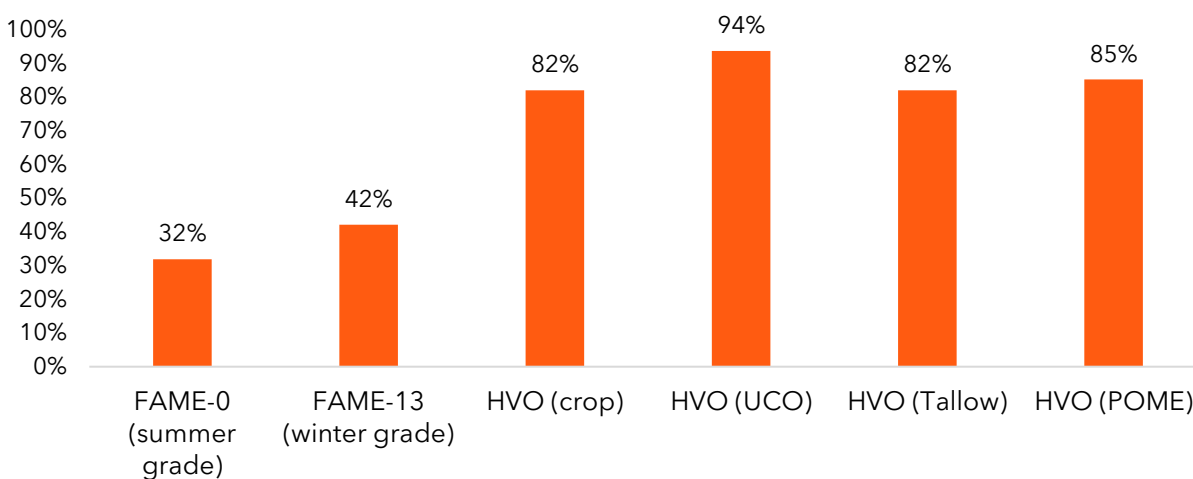


Figure 12 : Surcoût (ou « green premium ») des différents types de diesels renouvelables, sur la base des prix de marché en date du 20 février 2024 [69]

2.3.3.2. Positionnement de l'écosystème québécois et potentiel de production locale

Plusieurs armateurs québécois ont déjà effectué des tests de mélange de diesel marin avec du biodiesel. Bien que les résultats soient dans l'ensemble positifs, certaines contraintes majeures ont été soulevées lors d'entrevues avec les armateurs Fednav et Desgagnés. Ces contraintes concernent la maintenance des infrastructures de stockage, en raison de la contamination bactérienne et de l'oxydation engendrées par le biodiesel, ainsi que la propension du carburant à générer du givrage (*clouding*).

Il est à noter que l'approvisionnement nécessaire à ces tests a été effectué depuis l'Europe, où des tarifs spéciaux sont offerts à des fins d'expérimentation. En effet, les armateurs relèvent que les surcoûts actuels du biodiesel (30-40 %) et du diesel renouvelable (80-90 %) ne permettent pas l'atteinte de la rentabilité économique.

Au-delà des contraintes d'approvisionnement et des coûts du carburant, un élément limite grandement l'adoption du biodiesel et constitue un prérequis à son adoption par les armateurs québécois : la prise en compte des émissions *well-to-grave* dans le secteur maritime [19]. En effet, la comptabilisation actuelle des émissions de GES, se limitant aux émissions à bord, c'est-à-dire les émissions induites pendant le voyage, rend équivalentes la consommation de carburant conventionnel et de diesel renouvelable d'un point de vue environnemental.

Ainsi, en l'absence de subventions substantielles telles que prévues par l'IRA aux États-Unis, et d'évolution réglementaire concernant la comptabilité carbone, **il est peu probable que l'industrie maritime québécoise adopte volontairement ce type de carburant.**

S'agissant de l'approvisionnement au Québec, les niveaux de production tant de biodiesel que de diesel renouvelable sont à ce jour extrêmement faibles. La capacité annuelle de production en 2019 était de 56 millions de litres [61], provenant principalement de l'usine Rothsay, qui le produisait à partir de graisses animales et d'huiles de cuisson recyclées. Cependant, en raison du ralentissement économique provoqué par la pandémie de COVID-19, l'entreprise a mis fin à ses opérations, retirant ainsi 45 millions de litres (ML) du marché. Désormais, une seule usine est en service, celle d'Innoltek, d'une capacité de 8 à 12 ML par an (FAME) [61].

Un projet d'ampleur était envisagé à La Tuque, avec une cible de production de 180 à 225 ML de diesel renouvelable utilisant comme matière première des résidus forestiers [61]. Bioénergie La Tuque a reçu un investissement 6 millions de dollars en 2020 de la part du gouvernement du Québec, mais le projet ne semble pas se concrétiser.

Il demeure que des projets d'ampleur sont attendus dans le reste du Canada, totalisant environ 2,5 milliards de litres de diesel renouvelable par an, et ce, malgré la concurrence avec le marché américain.

Tableau 5 : Bilan des projets majeurs de production de diesel renouvelable au Canada et états voisins

Projet	Production (millions de litres)	Année de mise en service visée
Strathcona (Imperial Oil) [70] Alberta	1 000	2025
Strathcona (Exxon Mobil) [71] Alberta	954	2025
Cherry Point (BP) [72] Washington, USA	406	En production
Prince George (Tidewater Midstream) [73] Colombie-Britannique	170	-

2.3.4. Hydrogène

2.3.4.1. Portrait technique, pertinence et accessibilité

L'utilisation de l'hydrogène, par le biais d'une pile à combustible ou d'un moteur à combustion interne, apparaît inadaptée pour le transport maritime (excepté pour de courtes distances) en raison de la faible densité énergétique de la molécule à l'état gazeux et des contraintes liées à son transport.

Le principal frein à l'adoption de l'hydrogène dans le secteur maritime réside dans les défis liés à son stockage, tant à bord qu'au sein des infrastructures portuaires. Ces difficultés découlent de la faible densité d'énergie volumique de l'hydrogène [74] et des risques de fragilisation des réservoirs provoqués par l'exposition de l'acier à la molécule [75].

La méthode de stockage préconisée pour le secteur maritime est la liquéfaction, nécessitant une température à pression ambiante de -253°C . Une énergie de 10 à 15 kWh/kg [76] est nécessaire pour cette transformation. En tenant compte de la valeur calorifique de l'hydrogène (environ 33 kWh/kg), un tiers à 50 % du contenu énergétique est perdu uniquement lors de ce processus, induisant des pertes économiques notables. De surcroît, l'hydrogène à l'état liquide présente une faible densité d'énergie volumique ; l'ammoniac liquide contient davantage d'hydrogène [77] que l'hydrogène liquide à volumes équivalents.

Ainsi, la compression de l'hydrogène émerge comme l'approche la plus économique et écoénergétique pour une gamme d'applications fixes mobiles, ne nécessitant que 3,5 à 4.5 kWh/kg [78]. Néanmoins, du fait de pressions très élevées (de 300 à 500 fois la valeur de la pression atmosphérique), d'immenses réservoirs sont nécessaires (Figure 13).

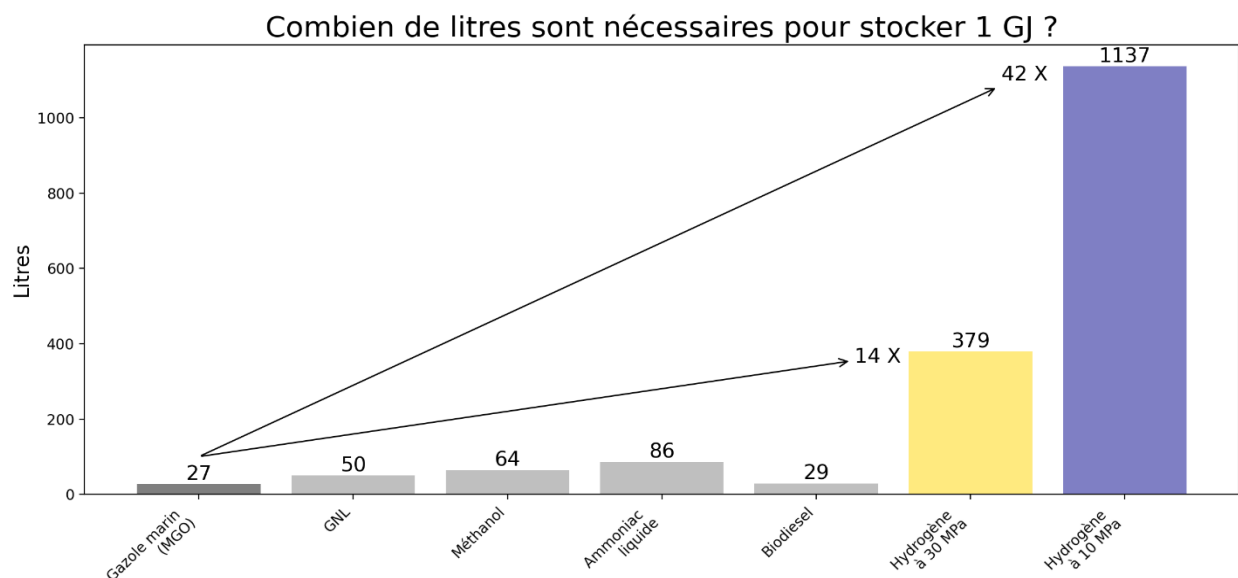


Figure 13 : Visualisation de la densité énergétique volumique comparée des carburants alternatifs à l'étude : nombre de litres nécessaires pour le stockage de 1 GJ d'énergie

Des réservoirs capables de supporter des pressions de 30 MPa (soit environ 296 atm) existent, notamment ceux conçus pour l'industrie des véhicules et autobus à hydrogène. Cependant, en raison des coûts des équipements de stockage et des contraintes de température imposant un ravitaillement lent [79-82], il est peu rentable de développer des infrastructures de taille

suffisante et conçues pour résister à des régimes de pression comparables à ceux des véhicules routiers fonctionnant à l'hydrogène.

Ainsi, **l'hydrogène sera plutôt privilégié sous sa forme de vecteur énergétique pour la production d'e-méthanol, de diesel renouvelable et d'ammoniac**. Il peut toutefois être pertinent en tant que carburant sur de courtes distances, en raison de volumes de stockage plus raisonnables. L'ICCT a ainsi réalisé une étude de cas encourageante pour un bateau de passagers naviguant sur le Lac Michigan propulsé à 100% par de l'hydrogène liquide.

2.3.4.2. Positionnement de l'écosystème québécois et potentiel de production locale

Au Québec, 90 % de la production d'hydrogène provient des énergies fossiles, à savoir le gaz naturel et le naphta lourd. Les raffineries de Suncor et Valero produisent 54 % de ce total pour leur propre consommation, tandis que le second consommateur majeur est ArcelorMittal, avec 32 % de la consommation destinée à la réduction de la boulette de fer. Seulement 2 % de la production est aujourd'hui d'origine renouvelable.

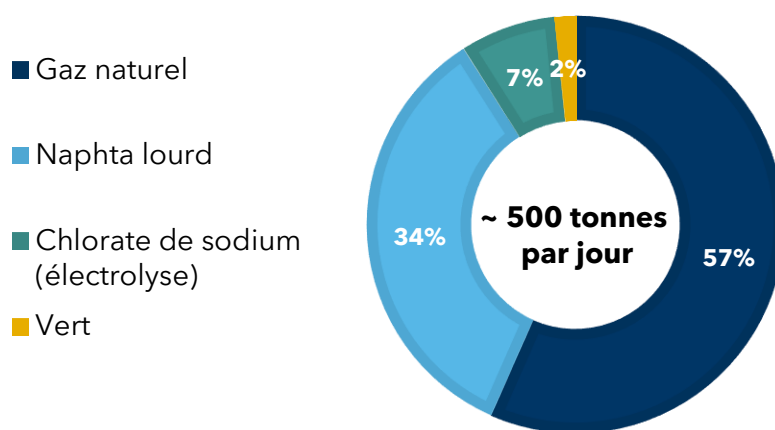


Figure 14 : Typologie de production actuelle d'hydrogène au Québec [61]

Décarboner cette production d'hydrogène gris, qui s'élève à 450 tonnes par jour, nécessiterait une puissance de 950 MW, en supposant une consommation de 50 kWh par kilogramme d'hydrogène pour l'électrolyseur. Cette puissance correspond exactement à celle accordée par Hydro-Québec aux nouveaux projets industriels en novembre 2023.

Parmi les industriels sélectionnés, TES Canada s'est vu accorder une puissance de 150 MW pour son projet de production d'hydrogène vert en Mauricie, dont le coût avoisine les 4 milliards de dollars. L'approvisionnement de l'électrolyseur, dont la puissance est estimée à 500 MW, sera complété par de l'autoproduction sous forme de ferme éolienne terrestre. Ce projet serait capable à lui seul de couvrir la moitié des besoins en hydrogène du Québec. Il n'est cependant pas prévu d'utiliser ces nouvelles capacités pour remplacer les filières existantes basées sur les énergies fossiles. TES a déjà annoncé son intention de produire du gaz naturel synthétique pour injection dans le réseau de distribution d'Énergir et compte offrir son hydrogène décarboné en priorité aux industriels et acteurs du transport lourd. Toutefois, une partie de cette production pourrait être destinée au secteur maritime.

Greenfield Global a également obtenu un bloc de puissance de 104 MW, dont 60 MW seront dédiés à un électrolyseur pour la production d'e-méthanol. Recyclage Carbone Varennes avait précédemment reçu un bloc de puissance, là encore pour un projet d'e-méthanol, incluant la construction d'un électrolyseur de 90 MW (voir plus bas).

Ainsi, en additionnant les capacités existantes d'hydrogène vert, celles en cours de construction et celles en développement, la capacité québécoise atteint 668 MW. **L'addition de tous ces projets d'envergure ne suffira pas à décarboner la consommation d'hydrogène gris.** Toutefois, selon l'État de l'énergie de la Chaire de recherche HEC, l'addition de tous les projets d'électrolyseurs n'ayant pas encore reçu de bloc d'électricité par Hydro-Québec représente une capacité supplémentaire de 1 755 MW, portant le total à 2 420 MW. Une part significative de cette capacité potentielle d'hydrogène serait destinée à la réduction du minerai de fer ainsi qu'à la production de fertilisants et d'explosifs. Comme évoqué dans les sections suivantes, une part significative sera également destinée à la production d'e-méthanol et d'ammoniac.

L'hydrogène est le seul carburant alternatif dont la rentabilité de production n'est pas reliée à des économies d'échelle, grâce au caractère très modulable des électrolyseurs. **Cette modularité offre une opportunité aux ports d'investir dans des capacités d'autoproduction d'hydrogène vert.** Les usages ciblés en priorité concernent la décarbonation des véhicules lourds, des chariots élévateurs, ou encore des locomotives.

En considérant le moratoire sur les blocs de puissance de plus de 5 MW, un électrolyseur de 1 MW peut produire environ 20 kg d'hydrogène à l'heure.

Cependant, la contrainte du stockage est toujours présente à petite échelle, et des technologies telles que les cylindres pressurisés et les hydrures métalliques peuvent être intéressantes, bien que leurs coûts soient très élevés. En ce qui concerne les projets à plus grande échelle, la technologie la plus répandue et la plus économique à l'échelle mondiale est le stockage en caverne de sel, mais le Québec est assez limité, car les formations salines ne se trouvent qu'aux îles-de-la-Madeleine.

Avec une vision globale de l'écosystème du Saint-Laurent, la compagnie TriplePoint tente de développer le plus grand projet mondial de stockage d'hydrogène en caverne de sel, situé près de Channel-Port-aux-Basques sur la côte de Terre-Neuve, avec une capacité de stockage ciblée de 8 000 tonnes d'hydrogène par caverne.

2.3.5. Méthanol

2.3.5.1. Portrait technique, pertinence et accessibilité

Le méthanol émerge comme une alternative de choix dans le secteur maritime, comme en témoignent la commercialisation de plusieurs moteurs et un mouvement notable dans les carnets de commandes, quoiqu'encore limités aux très grands navires [19]. **Le méthanol présente l'avantage d'être compatible avec les piles à combustible à oxyde solide, ce qui facilite l'utilisation de moteurs électriques très efficaces.** La combustion du méthanol ne produit pas d'oxydes de soufre (SOx) et de très faibles quantités d'oxydes d'azote (NOx) [41].

Le méthanol est un produit largement commercialisé, bénéficiant d'infrastructures de stockage dans plus de 100 ports à travers le monde [83]. En effet, le marché du méthanol est extrêmement diversifié, trouvant des applications dans les produits pharmaceutiques, les équipements médicaux, les peintures, les polyesters, les plastiques, etc. La consommation globale de méthanol est également en hausse, avec un taux de croissance annuel composé (TCAC) de 3,3 % depuis 2018 [83].

La principale contrainte technologique du méthanol est sa faible densité énergétique ; il nécessite un volume deux fois supérieur à celui d'un réservoir de gazole marin (MGO) pour transporter la même quantité d'énergie. Le point d'éclair du méthanol, c'est-à-dire la

température la plus basse à laquelle il peut former un mélange inflammable dans l'air près de la surface - est très bas, ce qui nécessite certains protocoles de sécurité au niveau du soutage et du stockage. Il est à noter que le premier ravitaillement de méthanol de barge à navire a été réalisé en avril 2023 aux États-Unis, au port de Houston.

Le méthanol vert, alternative au méthanol fossile issue de sources et procédés renouvelables, se rencontre sous deux formes :

- **Biométhanol** : Les technologies de production du biométhanol sont bien établies et sont similaires à celles utilisées pour la gazéification du charbon et des huiles lourdes résiduelles [84]. Plusieurs usines à grande échelle ont déjà été lancées, ou sont sur le point d'être opérationnelles. Le processus de production d'une usine de biométhanol comprend le prétraitement des matières premières, la gazéification, les réactions de transfert eau-gaz, l'épuration des gaz, la synthèse du méthanol et la purification, ce qui illustre la complexité et la nécessité d'une infrastructure conséquente pour parvenir à une production économique [85].
- **E-méthanol** : Sa production présente une approche plus simple que le biométhanol, à partir du CO₂ et d'hydrogène vert via un seul processus catalytique. Les avantages du e-méthanol ont été identifiés par Maersk, qui compte s'appuyer sur cette ressource pour son approvisionnement. Cependant, la disponibilité du CO₂ comme intrant est plus incertaine qu'il n'y paraît [86]. Émis en grandes quantités par certaines industries telles que les cimenteries ou les aciéries, le CO₂ doit cependant être capturé, transporté et stocké, une démarche coûteuse et non exempte d'émissions fugitives de dioxyde de carbone. La solution idéale consisterait en une source de CO₂ biogénique, mais ces dernières sont très limitées [87]. Une autre possibilité est le captage direct du CO₂ présent dans l'air, mais les technologies associées sont extrêmement énergivores et encore peu efficaces.

La production de biométhanol et d'e-méthanol reste nettement inférieure à celle d'autres carburants alternatifs tels que l'éthanol et le diesel renouvelable. La décarbonation de la consommation actuelle de méthanol dans l'industrie chimique représente aussi un défi de taille, avec une production issue à 99 % du charbon et du gaz naturel en 2023. En effet, en 2023, seulement 0,7 % de la production mondiale prenait la forme de méthanol vert (Figure 16 (b)).

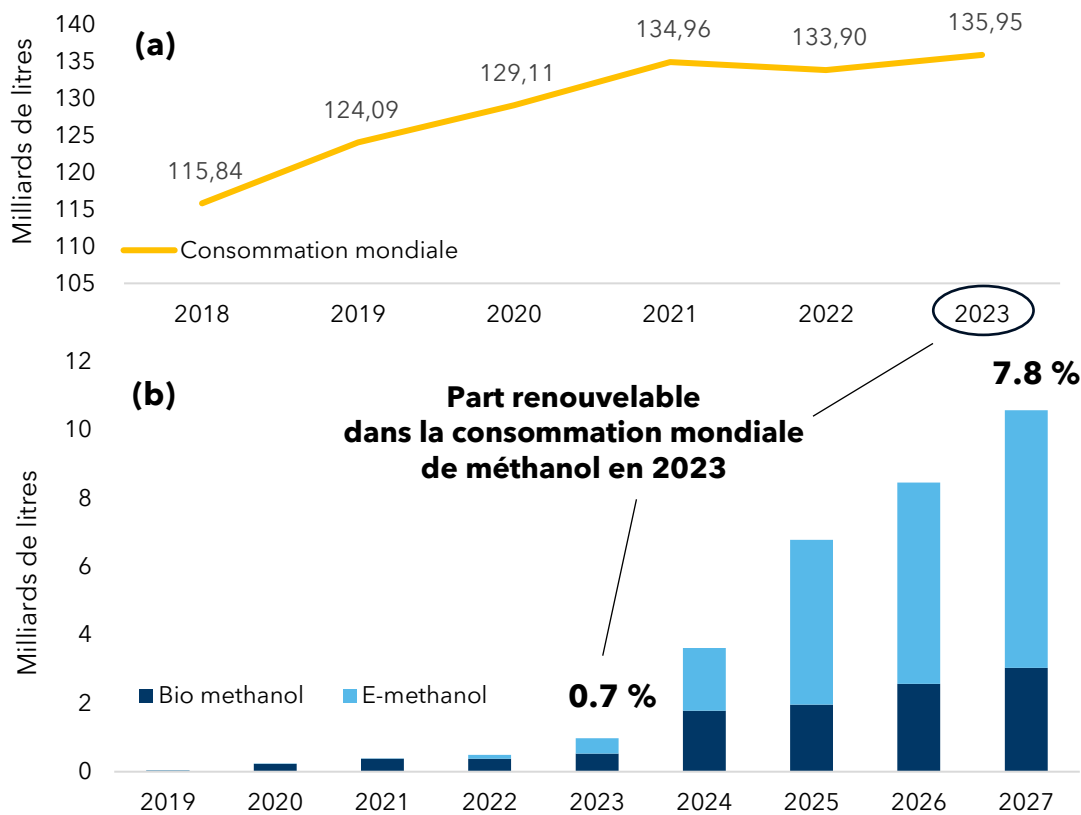


Figure 15 : (a) Consommation mondiale de méthanol ; (b) Somme de tous les projets actifs et annoncés de biométhanol et méthanol synthétique (tiré du Methanol Institute [83])

La production cumulée attendue des 95 projets de méthanol vert annoncés à travers le monde, sous réserve qu'ils aboutissent, ne permettrait de décarboner que 7,8 % des besoins actuels en méthanol [83].

L'adoption généralisée du méthanol vert au sein du transport maritime est soumise à une concurrence avec l'industrie chimique, qui pourrait être davantage disposée à payer un supplément pour le méthanol vert que le secteur maritime.

Le méthanol négocié sur les marchés financiers affichait en date du 20 février 2024 un prix de 340 dollars américains par tonne à Houston, avec une variation sur 52 semaines de 238 à 385 dollars [88]. Dans son rapport *A Pathway to Decarbonise the Shipping Sector*, l'IRENA estimait en 2021 le coût du biométhanol entre 319 et 767 dollars et celui de l'e-méthanol entre 795 et 1595 dollars, représentant ainsi un surcoût moyen par rapport au prix actuel du méthanol conventionnel de 60 % et 250 % respectivement [39].

2.3.5.2. Positionnement de l'écosystème québécois et potentiel de production locale

Le Québec se distingue par une position privilégiée pour le développement de l'industrie du méthanol, grâce au prix faible de son électricité, rendant l'e-méthanol plus attractif que le biométhanol. Cette dynamique est illustrée par deux projets d'envergure dans la province :

- Le projet Recyclage Carbone Varennes, développé en collaboration avec Enerkem, Shell et Suncor, a démarré en 2021 avec la construction d’une usine d’e-méthanol, pour un investissement de 1,2 milliard de dollars canadiens [61]. Cette usine vise à convertir le carbone issu de déchets non recyclables et de résidus forestiers et l’associer à de l’hydrogène généré par un électrolyseur de 90 MW pour produire de l’e-méthanol localement, avec une capacité annuelle de production de 125 millions de litres [61].
- Une autre initiative d’importance est celle de Greenfield Global, qui a récemment obtenu un bloc de puissance de 104 MW d’Hydro-Québec, destiné notamment à alimenter un électrolyseur de 60 MW [61]. Greenfield Global mise sur l’exploitation d’une source de CO₂ biogénique, provenant de la fermentation liée au processus de production d’éthanol. La capacité de production devrait être de 40 millions de litres en 2027 et atteindre à plein régime le volume de 100 millions de litres en 2030.

Les entrevues menées avec les acteurs du secteur maritime local ont révélé qu’**aucun armateur québécois n’avait pour l’instant envisagé l’acquisition de navires alimentés au méthanol**. Néanmoins, pour certains acteurs comme Greenfield Global, le méthanol présente un réel potentiel pour supplanter les autres options de décarbonation des carburants marins. L’entreprise explore même la possibilité d’approvisionner les navires directement via des jetées ou des barges dans divers ports, au-delà de Montréal.

Tableau 6 : Bilan des projets de production de méthanol au Québec [61]

Projet	Production (millions de litres)	Année de mise en service visée	Source de CO ₂
Recyclage Carbone Varennes	125	2025	Déchets non recyclables et résidus forestiers
Greenfield Global	56 (dès 2027-2028) 112 (à partir de 2030)	2027	Biogénique (issu de la production d’éthanol)

2.3.6. Ammoniac

2.3.6.1. Portrait technique, pertinence et accessibilité

Historiquement, l’ammoniac a été principalement utilisé dans la production d’engrais et de nitrate d’ammonium pour les explosifs (NH₄NO₃) [86].

L’ammoniac est actuellement la commodité présentant la contribution la plus forte au réchauffement climatique, avec des émissions estimées à plus de 450 millions de tonnes de CO₂ par an. En effet, 70 % de l’hydrogène utilisé dans la réaction du procédé Haber-Bosh provient du vaporeformage du gaz naturel et 25 % de la gazéification du charbon, des procédés hautement émissifs [86].

Aujourd’hui, la production d’ammoniac à partir d’hydrogène est la deuxième réaction chimique la plus répandue dans le monde, avec une production annuelle de 170 millions de tonnes [86]. Cette conversion améliore notamment la densité de l’hydrogène, l’ammoniac liquide contenant 120 kg d’hydrogène/m³, alors que la densité de l’hydrogène liquide n’est que de 70 kg/m³ [86].

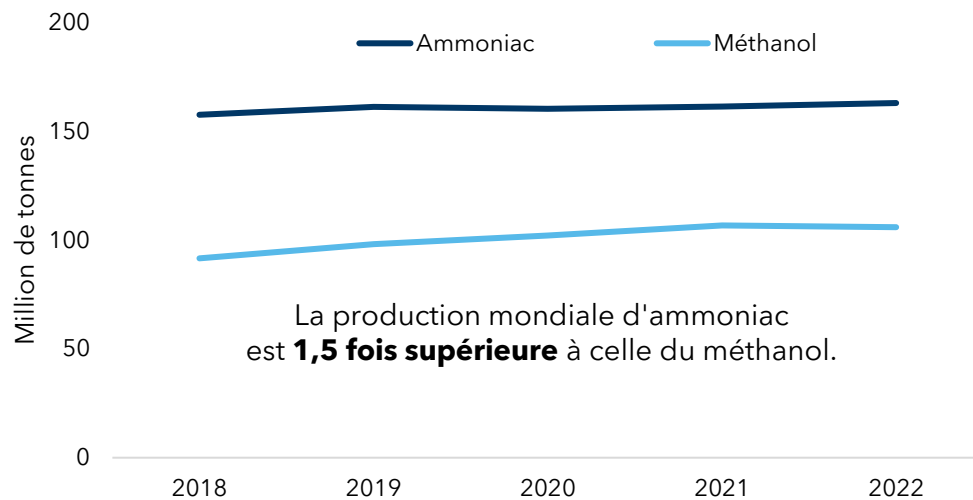


Figure 16 : Consommations mondiales d'ammoniac et de méthanol (Food and Agriculture Organization [89])

Il existe des alternatives durables à cette production, sous forme d'ammoniac vert, toujours produit à l'aide du procédé Haber-Bosch, mais en utilisant de l'hydrogène vert en lieu et place du gaz naturel. **Ce procédé présente l'avantage significatif de ne pas nécessiter de source de carbone, contrairement à la production de méthanol.** De nombreuses prévisions, telles que celles de l'IRENA, estiment que l'ammoniac vert sera à terme moins cher que le méthanol vert.

Cependant, la décarbonation de la production actuelle est un défi de taille. Plusieurs projets ont été annoncés d'ici à 2030, mais sont dépendants de la croissance de la production d'énergie renouvelable pour l'approvisionnement en hydrogène vert. En effet, près de 31 millions de tonnes d'hydrogène sont consommées chaque année pour la production d'ammoniac [86]. En supposant une consommation unitaire par électrolyseur de 50 kWh/kg [90] et un facteur de charge de 45 % pour les ressources renouvelables, la capacité requise à installer serait de l'ordre de 400 GW. À titre de comparaison, cela représente la capacité renouvelable totale ajoutée aux systèmes énergétiques mondiaux en 2023 (près de 510 GW, en hausse de 50 %).

L'*Environmental Defense Fund* a récemment mis en évidence un risque lié à la chaîne d'approvisionnement en ammoniac : les fuites d'hydrogène et d'ammoniac, qui ont un fort potentiel de réchauffement planétaire (le GWP sur 100 ans de l'hydrogène est estimé à 35 et celui de l'oxyde nitreux à 275, composé en lequel l'ammoniac se convertit naturellement dans l'atmosphère [91]).

D'un point de vue purement technique, l'ammoniac est moins intéressant que le GNL et le méthanol pour le secteur maritime, du fait de sa toxicité et de la faible maturité des moteurs. Il est à noter que certains constructeurs ont commencé à commercialiser des moteurs fonctionnant à l'ammoniac, comme le Wärtsilä 25 [92], premier moteur à quatre pas de temps commercialement viable. Toutefois, comme souligné par ailleurs dans cette étude, l'intérêt principal de l'ammoniac réside dans les piles à combustible à oxyde solide.

2.3.6.2. Positionnement de l'écosystème québécois et potentiel de production locale

L'ammoniac est perçu comme une alternative prometteuse pour l'industrie, mais à un horizon plus long terme que les autres options évoquées. Si sa production est plus simple que celle du méthanol vert, **la faible maturité technologique des moteurs fonctionnant à l'ammoniac et son utilisation encore peu répandue sous forme de piles à combustible à**

oxyde solide le rendent peu susceptible de jouer un rôle majeur dans la décarbonation du secteur maritime à court terme.

À l'heure actuelle, il n'existe pas de production domestique d'ammoniac au Québec. Cependant, si l'on considère les projets proposés qui n'ont pas encore reçu d'allocation de puissance d'Hydro-Québec, la capacité totale s'élèverait à 937 000 tonnes par an [61]. Toutefois, une part significative de cette production sera destinée à la production d'explosifs (décarbonation de l'industrie minière) et de produits fertilisants.

Tableau 7 : Bilan des projets de production d'ammoniac au Québec [61]

Projet	Production (tonnes/an)	Année de mise en service visée	Marché ciblé en priorité
TEAL Chimie & Énergie	400 000	2028	Agriculture et industrie maritime
Hy2Gen, EPC/Yara	237 000	2029	Production d'explosifs
Universal UH₂	300 000	2026	Consommation locale et exportation

2.3.7. Analyse comparative multicritère des carburants alternatifs à l'étude

Tableau 8 : Grille de comparaison des carburants alternatifs sur la base de critères techniques, de niveaux d'émissions et d'accessibilité

(Note : les prix de l'ammoniac et du méthanol varient du coût de production basé sur le gaz naturel jusqu'aux projections de l'IRENA)

Carburant	Critères									
	Maturité (TRL moteurs)	Soutage et stockage	Densité énerg.	Toxicité	Émissions CO ₂ e	Émissions NO _x	Émissions SO _x	Fuites et PRP	Prix (\$/MJ)	Principal inconvénient
LSMGO	Vert	Vert	Vert	Orange	Rouge	Rouge	Rouge	Vert	19	• Émissions élevées de GES
GNL	Vert	Jaune	Orange	Vert	Rouge	Orange	Vert	Rouge	11	• Fuites de méthane
Biodiesel (EMAG)	Jaune	Orange	Vert	Vert	Jaune	Rouge	Vert	Vert	29	• Oxydation • Contamination microbienne • Givrage à basse température
Diesel renouvelable	Vert	Vert	Vert	Vert	Jaune	Rouge	Vert	Orange	34	• Surutilisation des terres agricoles et concurrence sectorielle
Méthanol vert	Jaune	Jaune	Orange	Jaune	Vert	Jaune	Vert	Vert	17-75	• Nécessite une source de CO ₂ (pour l'e-méthanol)
Éthanol	Rouge	Vert	Jaune	Vert	Jaune	Vert	Vert	Vert	19	• Maturité limitée des moteurs • Corrosion • Pression sur les terres agricoles
Ammoniac vert	Orange	Orange	Orange	Rouge	Vert	Orange	Vert	Orange	18-56	• Toxicité • Disponibilité des moteurs
Hydrogène vert	Rouge	Rouge	Rouge	Vert	Vert	Vert	Vert	Jaune	42-83	• Stockage complexe • Faible densité volumique



3. Analyse de l'écart de production lié à l'adoption des alternatives énergétiques au Québec

3.1. Estimation de la demande énergétique de l'industrie maritime québécoise liée aux carburants marins

Les combustibles fossiles comptent aujourd'hui pour environ 99 % des besoins énergétiques du secteur maritime international. Au sein de cette catégorie, le pétrole résiduel et le gazole marin (MGO) concentrent à eux deux près de 93 % de la demande énergétique totale (Figure 17) [19].

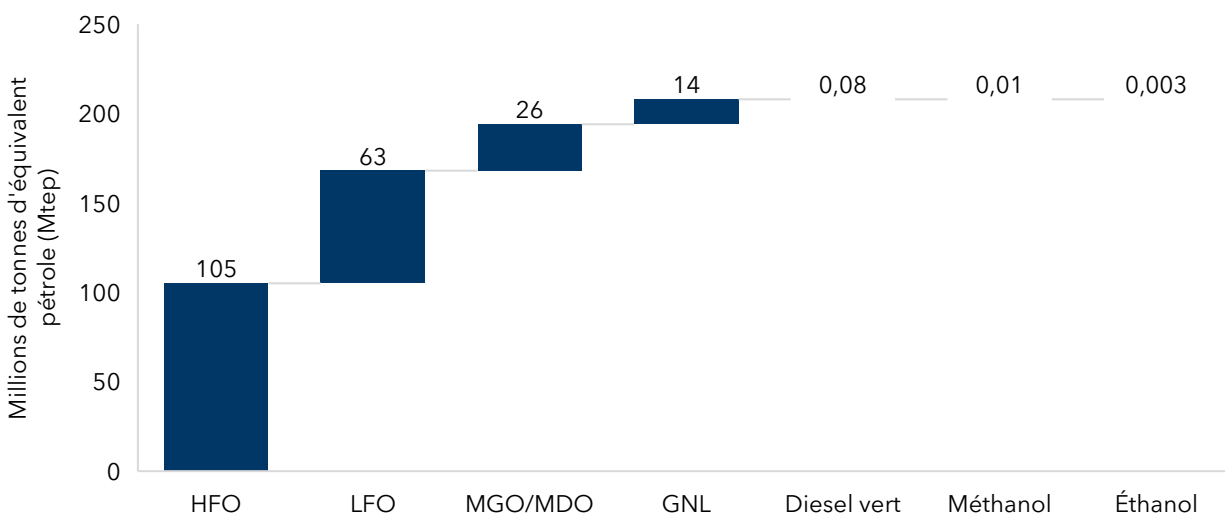


Figure 17 : Consommation de carburant pour les navires de tonnage supérieur à 5 000 Gt - données DCS communiquées à l'OMI (2021)

Plus spécifiquement, au Québec, l'International Council on Clean Transportation (ICCT) a diffusé en 2023 une analyse portant sur la consommation de carburant des navires circulant sur la voie des Grands Lacs et du Saint-Laurent [3]. Cette étude a mis en lumière une consommation totale de 510 000 tonnes équivalent pétrole (tep) de carburant pour l'année 2019. 83 % de cette consommation prenait la forme de carburants distillés (MDO/MGO), caractérisés par une faible teneur en soufre (inférieure à 0,1 %), en conformité avec les normes strictes en la matière. Cependant, en dépit des réglementations environnementales, les carburants résiduels lourds à haute teneur en soufre (HFO) constituaient encore 15 % de la consommation totale. Cette utilisation était principalement associée à des vraquiers équipés de systèmes d'épuration, leur permettant de respecter les exigences réglementaires sur les émissions de soufre.

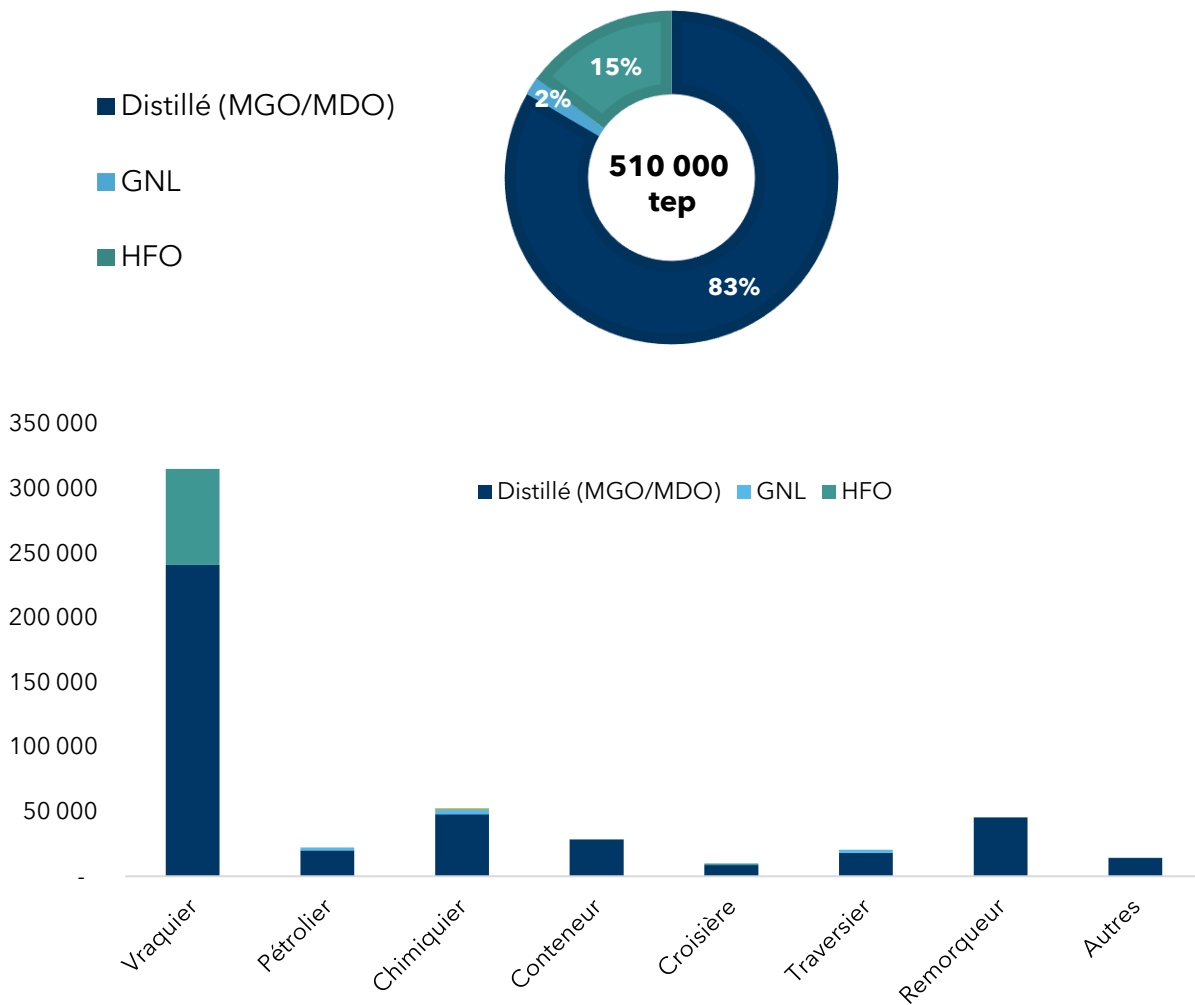


Figure 18 : Consommation de carburant par type de navire dans la zone du Saint-Laurent en 2019 (tonnes équivalent pétrole - tep) [3].

Le contexte du Saint-Laurent est unique : la grande majorité des opérations est associée aux vraquiers [93]. L'ICCT a dénombré 953 navires en exploitation dans la région des Grands Lacs et du Saint-Laurent. En 2021, les mouvements enregistrés étaient répartis comme suit : 52,5 % pour le vrac solide, 22,5 % pour le vrac liquide, suivis du cargo général (12,7 %) et des porte-conteneurs (10,8 %).

Toutefois, l'estimation de 510 000 tep ne comprend pas l'entièreté de la voie maritime du Saint-Laurent. En effet, l'étude s'est limitée à la région de L'Isle-aux-Coudres. Par conséquent, des ports comme Sept-Îles, Baie-Comeau, et Port-Cartier, ainsi qu'une section significative de la voie maritime du Saint-Laurent, n'ont pas été inclus dans l'estimation de la consommation de carburants.

Une étude réalisée par DNV [94], couvrant l'ensemble du territoire canadien, peut permettre d'estimer la consommation de carburant spécifique à la province du Québec. La modélisation, basée sur les données AIS, révèle que les 6 078 navires opérant dans les eaux canadiennes ont consommé environ 2 501 milliers de tonnes d'équivalent pétrole (ktep) en 2019. En ce qui concerne le Québec, cette consommation représente 18 % du total, tandis que la Colombie-

Britannique est le plus grand consommateur, avec 33 % du carburant consommé à l'échelle du pays.

Ainsi, pour les besoins de cette étude, la consommation actuelle de carburant marin sera apparentée au carburant majoritaire, c'est-à-dire le MGO/MDO, et estimée à **450 000 tonnes équivalent pétrole (tep) pour la province du Québec.**

Quant à la croissance du secteur, l'OMI l'estime à 40 à 115 % entre 2020 et 2050 [1] pour le transport de marchandises. Une approche plus fine et spécifique consiste à estimer le taux de croissance normalisé des principaux ports du Québec entre 2010 et 2019, excluant la période du COVID-19 et de l'invasion de l'Ukraine. En effet, les années 2020 à 2023 ont connu de très grandes variations dans les prix des produits forestiers, des céréales et du minerai de fer, ce qui a eu pour effet une variation importante des volumes d'échange sur ces commodités.

Tableau 9 : Croissance du tonnage dans les principaux ports du Québec sur la période 2010-2019 [93]

Port	2010	2017	2018	2019	2020	2021	Croissance (2010-2019)	TCAC (2010-2019)
Montréal	25.89	38.04	38.93	40.59	35.10	34.02	57 %	4.4 %
Québec	24.53	27.49	27.42	29.24	26.87	28.50	19 %	1.3 %
Saguenay	0.39	0.32	0.37	0.64	0.55	1.23	64 %	-2.2 %
Sept-Îles	25.07	24.23	25.36	29.32	33.08	32.12	17 %	-0.4 %
Trois-Rivières	2.87	2.56	3.85	4.17	3.33	3.87	45 %	-1.3 %
Port-Cartier	18.00	28.84	28.70	27.55	25.99	25.04	53 %	5.4 %
Port Alfred	4.57	5.02	5.08	5.08	4.94	5.05	11 %	1.0 %
Total	101.32	126.50	129.71	136.59	129.86	129.83	35 %	2.5 %

Le port de Sept-Îles anticipe une croissance plus importante, expliquée par le mouvement des aciéristes vers le *green steel*, soit un minerai de fer à plus haute concentration pour faciliter la réduction directe à l'hydrogène et l'utilisation de fours à arc [95]. En effet, la grande majorité du minerai de fer produit au Canada provient de la fosse du Labrador [96] et est exportée à partir des ports de Sept-Îles et de Port-Cartier. La fosse du Labrador est notamment reconnue pour ses dépôts de fer de haute pureté (supérieurs à 66 %), qui rivalisent avec les mines de renom mondial telles que Carajas au Brésil [97], montrant un avantage compétitif significatif par rapport aux grands dépôts de fer de Pilbara en Australie-Occidentale (56-62 %) [98].

Ainsi, malgré la projection d'une croissance des exportations de minerai de fer pouvant affecter les ports de Sept-Îles, de Port-Cartier et de Saguenay, **l'utilisation d'un taux de croissance annuel composé (TCAC) de 2,5 %** semble appropriée, et se situe d'ailleurs dans la fourchette de projections de l'OMI (Figure 20).

La consommation totale de carburant marin à l'échelle de la province est ainsi estimée à environ 875 000 tonnes à horizon 2050.

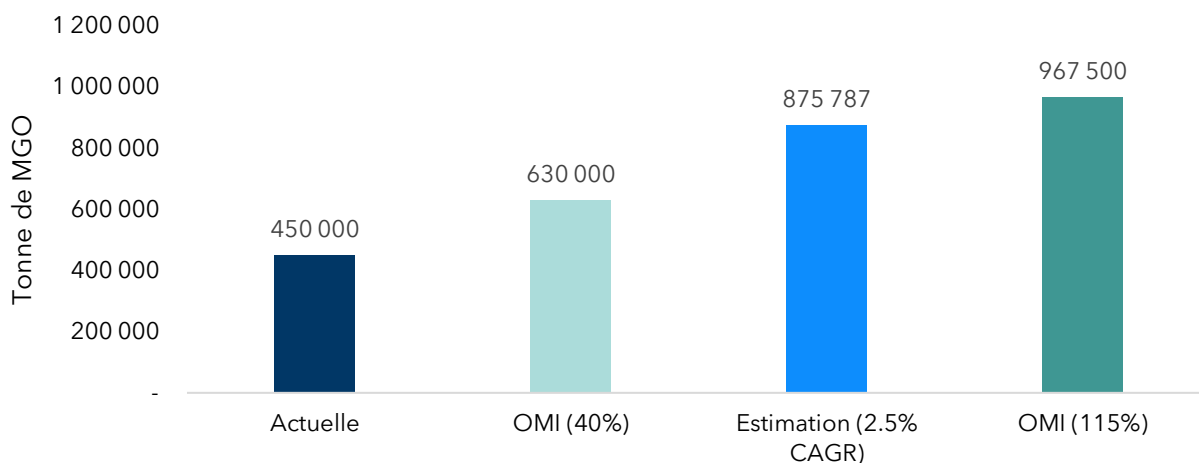


Figure 19 : Projection de la consommation de carburant des navires au Québec en 2050

3.2. Mise en équivalence énergétique des carburants à l'étude

Pour évaluer l'écart d'approvisionnement d'un carburant alternatif potentiel, il est essentiel de prendre en compte sa densité énergétique. En effet, à titre d'illustration, remplacer 450 000 tonnes de MGO nécessiterait plus de 950 000 tonnes de méthanol, en raison de son contenu énergétique inférieur. Par conséquent, l'équivalence énergétique de chaque carburant alternatif a été utilisée pour déterminer les besoins associés à une substitution complète du MGO. Cet exercice a été réalisé pour la consommation actuelle et pour les projections de consommations futures, à horizons 2030 et 2050. La visualisation ci-dessous offre une perspective plus détaillée sur la quantité de carburant nécessaire pour satisfaire les besoins énergétiques de l'industrie, en examinant chaque alternative individuellement (Figure 21).

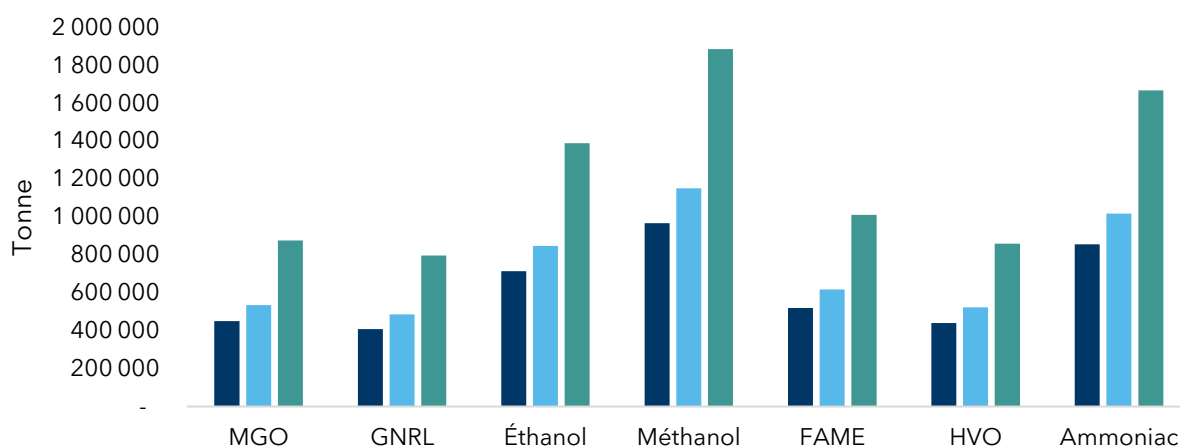


Figure 20 : Équivalence énergétique pour la consommation de MGO en 2023, 2030 et 2050

3.3. Potentiel de réduction de la demande en carburant des navires du Système Saint-Laurent - Grands Lacs

Comme évoqué plus haut (section 2.2. « Réduire la consommation de carburant des navires »), certaines technologies sont aujourd’hui disponibles pour améliorer l’efficacité énergétique des navires en réduisant leur consommation de carburant. Ces améliorations, qui ne nécessitent souvent que des modifications marginales, peuvent conduire à des économies considérables – jusqu’à plus de 50 % de la consommation totale dans les configurations idéales. Ce potentiel de réduction de la demande en carburants est essentiel à considérer dans un exercice de projection de la consommation future en carburants alternatifs de l’industrie maritime québécoise.

L’assistance éolienne est principalement destinée à la haute mer et son utilisation devrait être limitée dans la voie maritime du Saint-Laurent. Cependant, comme évoqué par plusieurs armateurs interrogés, la numérisation des systèmes de navigation, l’ajustement de la vitesse et l’optimisation de la logistique pourraient conduire l’industrie maritime locale à réaliser des bénéfices économiques et environnementaux considérables. Les systèmes de récupération de chaleur et les piles à combustible seront principalement destinés aux grands navires, dans le but d’atteindre une taille critique et d’assurer un retour sur investissement.

Quant à l’électrification et l’hybridation, plusieurs ports québécois investissent dans les infrastructures de branchement à quai, notamment au niveau des quais des navires de croisière, comme à Québec et à Montréal. La valeur utilisée pour les modélisations ci-après correspond à l’élimination de 50 à 70 % de la consommation de carburant des traversiers et remorqueurs, qui représentent 12 % de la consommation de la zone maritime du Saint-Laurent. L’intégration de batteries pour le remplacement des moteurs auxiliaires, bien qu’ayant un fort potentiel, n’est pas prise en compte dans cette valeur, qui pourra être considérée comme conservatrice.

Finalement, en retenant les valeurs moyennes de potentiel de réduction observées pour les différentes mesures d’efficacité considérées dans cette étude, les économies de carburant associées sont estimées à 36 % en cumulé pour l’industrie maritime québécoise.

Tableau 10 : Résumé du potentiel de réduction de consommation de carburant des mesures d'efficacité énergétique étudiées

Mesure d'efficacité considérée	Fourchette de gain d'efficacité	Valeur moyenne retenue
Revêtements et peintures de coque	5-7 %	6 %
Systèmes de lubrification à l'air (ALS)	4-7 %	6 %
Récupération de chaleur	7-15 %	11 %
Assistance éolienne, adaptation de la vitesse et numérisation	5-9 %	7 %
Batteries et hybridation	6-8 %	7 %
Branchement à quai	5-9 %	7 %
Piles à combustible	30-35 %	33 %
Total (hors piles à combustible)	28-43 %	36 %
Total avec les piles à combustible	50-63 %	57 %

3.4. Scénarios de substitution des carburants et évaluation de la capacité de l'écosystème québécois à répondre à cette demande

Trois scénarios de projection ont été élaborés afin d'évaluer le potentiel de décarbonation du secteur maritime au Québec par le biais de l'incorporation de carburants alternatifs. Ces projections ont été conçues pour **l'horizon 2030**, sous l'hypothèse de croissance du niveau de consommation de MGO mentionnée plus haut. Il est important de souligner que les quantités de carburant mentionnées dans cette section sont exprimées en tonnes équivalentes de MGO. Cette conversion prend en compte la densité énergétique spécifique de chaque carburant et les volumes indiqués représentent la quantité de MGO qui pourrait être substituée.

Les scénarios sont imaginés dans une configuration « idéale » où **100 % des capacités de production des différents carburants alternatifs au Québec sont utilisées**, avec comme préalable la réduction de la consommation de carburants, atteinte grâce à l'électrification, l'optimisation logistique, l'amélioration des caractéristiques hydrodynamiques des navires et l'efficacité des moteurs. En outre, **le gaz naturel liquéfié est intégré dans la visualisation sans réel plafond de production**, eu égard à la capacité de production de l'usine de liquéfaction d'Énergir, plus de cent fois supérieure à la consommation du secteur maritime

québécois. Toutefois, ce volume de gaz demeure entièrement non renouvelable, d'où sa non-prise en compte dans les projections ci-après de substitution par des alternatives énergétiques décarbonées.

Le scénario 1 adopte une approche conservatrice en ce qui concerne les mesures d'efficacité énergétique et d'électrification, ne tenant pas compte de l'intégration des piles à combustible (soit un potentiel de réduction de 36 %, cf. section 3.3. plus haut). Il se borne à ne considérer que la capacité de production de carburants alternatifs au Québec, soit aucun diesel renouvelable et un très faible volume de FAME (biodiesel). Ainsi, il se traduit principalement par une substitution par l'éthanol et le méthanol produits localement.

Le scénario 2 reprend les hypothèses du scénario 1, en y ajoutant 18 % de la production canadienne de diesel renouvelable. Ce pourcentage correspond à la part du carburant maritime canadien consommée au Québec. Bien que ce pourcentage ne soit pas nécessairement dimensionnant, il offre néanmoins une perspective sur le potentiel de pénétration du diesel renouvelable d'origine canadienne.

Le scénario 3 repose enfin sur le scénario 2, mais prend également en compte la production anticipée d'ammoniac au Québec à l'horizon 2030, sous la condition que tous les projets annoncés reçoivent effectivement une allocation de puissance de la part d'Hydro-Québec.

Tableau 11 : Description des scénarios de projection de l'étude

Carburant	Hypothèse forte	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Réduction de la consommation	Efficacité et électrification	36 %		
Biodiesel - FAME	100 % de la production d'Innoltek	6 millions de litres		
Diesel renouvelable	18 % de la capacité canadienne (Scénarios 1 et 2)	-	455 millions de litres	
Éthanol	100 % de la production anticipée de Greenfield Global	260 millions de litres		
Méthanol	100 % de la production anticipée de Greenfield Global et de Recyclage Carbone Varennes	225 millions de litres		
Ammoniac	100 % de la capacité de production anticipée de TEAL Chimie, Hy2Gen, et	-	-	700 000 tonnes/an

	Universal UH2 (Scénario 3)			
--	-------------------------------	--	--	--

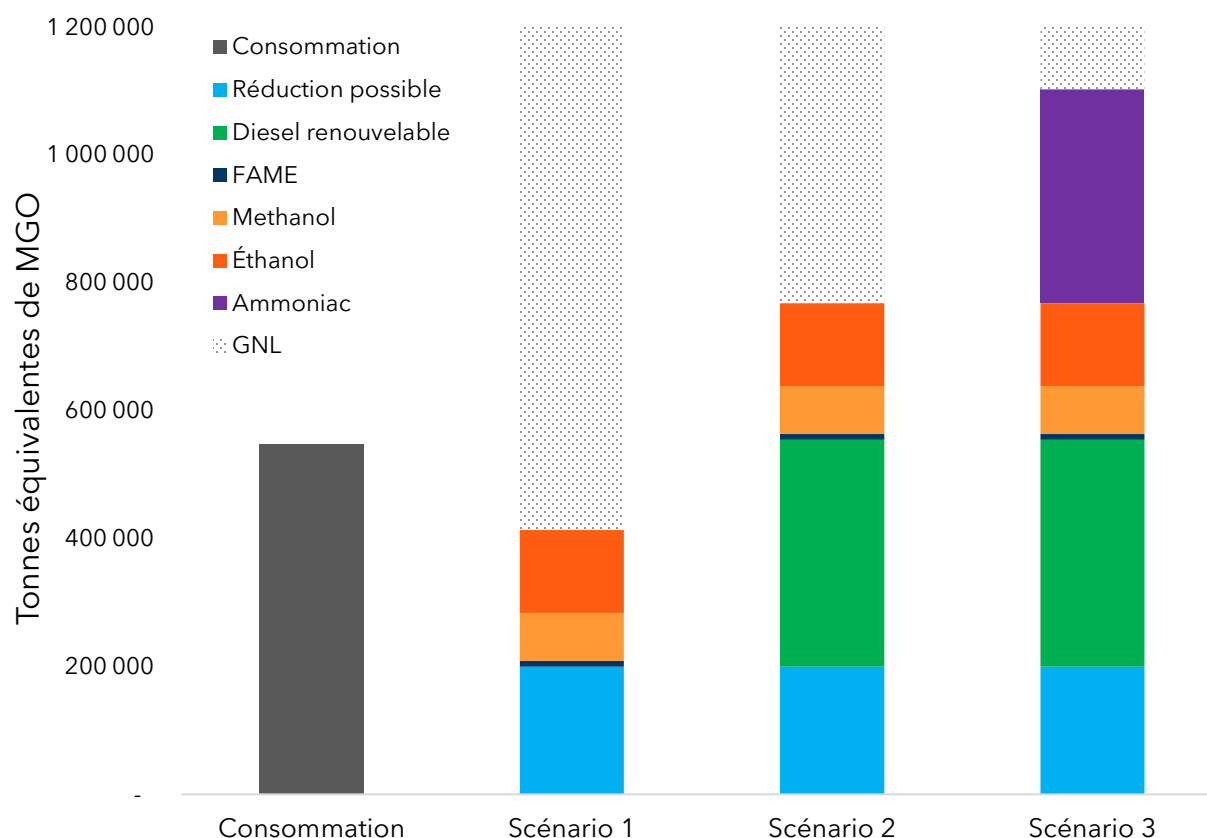


Figure 21 : Scénarios de substitution de la consommation de MGO au Québec en 2030

Le premier scénario révèle qu'en minimisant tout d'abord la consommation de carburants, **les productions anticipées cumulées de biodiesel, de méthanol et d'éthanol pourraient permettre de substituer jusqu'à 75 % de la consommation en MGO du secteur maritime. Ainsi, la production de volumes supplémentaires de ces carburants, ou l'importation de diesel renouvelable apparaissent inévitables pour combler l'écart avec le niveau de consommation attendu.**

Le deuxième scénario permet de mettre en lumière **l'importance d'un possible recours au diesel renouvelable canadien pour décarboner une majorité de la consommation de MGO du Québec.** Il demeure que ce scénario envisage que l'intégralité de la production soit destinée au secteur maritime, sans prendre en compte la demande provenant du transport lourd et de l'aviation.

Finalement, le dernier scénario suggère que l'ammoniac pourrait prendre une place prépondérante dans le mix futur de carburants alternatifs du transport maritime de la province. Cependant, cette projection « sans contrainte » ne prend pas en compte les freins techniques et économiques identifiés précédemment.

Sur la base des éclairages apportés par ces modélisations, et surtout des recherches documentaires confrontées aux perspectives des intervenants du milieu, un certain nombre de

recommandations ont pu être formulées pour orienter les décisions et accélérer le développement de ces alternatives énergétiques.

3.5. Quelle est la contribution attendue des ports du Système Saint-Laurent - Grands Lacs ?

Comme mentionné dans les sections précédentes, le potentiel d'autoproduction des ports demeure relativement faible à moyen terme. En ce qui concerne leur contribution à la production de carburants alternatifs, la constitution de partenariats avec les acteurs industriels s'avèrera nécessaire pour partager les dépenses d'investissement et s'appuyer sur des expertises techniques spécifiques. À l'exception peut-être de l'hydrogène vert, dont la pertinence à l'échelle des territoires portuaires pourrait croître au regard de la modularité des électrolyseurs et des gains d'échelle limités pour les installations d'envergure. Les seules limites pour ce vecteur résideraient dans les capacités de stockage des ports et la disponibilité de l'électricité pour alimenter les électrolyseurs en électrons renouvelables.

Ces deux derniers points font ainsi partie des axes de développement que les autorités portuaires devront privilégier afin d'être en mesure de jouer un rôle de premier plan dans la transition de l'industrie vers la carboneutralité : disposer des infrastructures de soutage nécessaires - notamment à court terme pour l'incorporation croissante du méthanol et de l'éthanol - et d'une capacité électrique suffisante pour l'électrification des quais et des opérations portuaires.

Infrastructures de stockage et soutage

Il est attendu que les usages de l'hydrogène vert carburant se limiteront à des applications locales, telles que des projets pilotes de locomotives, de chariots élévateurs et de camions lourds à l'hydrogène. Par conséquent, les besoins de stockage associés seront restreints, mais restent un défi, et des analyses technico-économiques entre les hydrures métalliques et la compression seront nécessaires. L'adoption du diesel renouvelable ne nécessitera quant à elle aucune modification majeure des infrastructures existantes (en dehors des investissements destinés à accompagner la croissance du secteur), car il s'agit d'un carburant dit « *drop-in* ». En revanche, l'incorporation des carburants tels que l'éthanol et le méthanol pourra constituer un défi. S'il est encore difficile d'anticiper quels seront les besoins des infrastructures de soutage (camions, barges ou infrastructures fixes) et si un stockage important au port est pertinent, des leçons peuvent être tirées du premier soutage de méthanol effectué au port de Singapour [99].

La coordination entre les parties prenantes est essentielle pour la sécurité des opérations d'avitaillement. Des formations et des exercices de déploiement sont menés sur le terrain pour assurer la tenue sécuritaire des opérations, tandis que les études d'identification des risques informent les stratégies préventives de mitigation. Comprendre l'impact environnemental et prévoir la dispersion du panache sont également essentiels. Un référentiel technique pour le soutage de méthanol est en cours d'élaboration par MPA en consultation avec le *Standards Development Organisation at Singapore Chemical Industry Council* [99]. Le document couvrira les exigences en matière de ravitaillement, les exigences opérationnelles et de sécurité pour la livraison du méthanol d'un pétrolier de soutage aux navires récepteurs, la formation et la compétence de l'équipage. Les meilleures pratiques apprises lors de cette opération de soutage soutiendront le développement de navires de soutage spécialisés, de débitmètres massiques, de soutage numérique et d'autres normes.

Renforcement de l'offre électrique portuaire

La majorité des opérations et infrastructures portuaires sont déjà électrifiées, ou en voie de l'être : grues, flottes de véhicules de sûreté, dispositifs de chauffage des bâtiments... Les usages pertinents de l'électricité sont nombreux et les réseaux portuaires sont adaptés progressivement et au cas par cas en fonction des évolutions des profils de consommation.

Le renforcement de la capacité électrique des ports en vue de servir leurs usagers, à travers le *shorepower* et la recharge des batteries à bord, est indispensable, et l'installation de ces infrastructures nécessitera d'importants investissements. Ces investissements seront conditionnés à une meilleure visibilité quant à la disponibilité de la puissance électrique et à la mise en place de normes claires concernant l'utilisation du *shorepower*.

Les demandes de puissance varieront en fonction des types de flottes et des profils de fréquentation des quais. De plus, chaque port possède un profil de connexion électrique spécifique, ce qui nécessite la conduite d'études de faisabilité technique et d'optimisation. En l'absence d'informations suffisamment précises concernant le statut actuel et la vision prospective du développement du *shorepower* dans les zones portuaires québécoises, il est aujourd'hui difficile d'estimer de manière assez fine quelle sera la demande future en électricité au sein des interfaces portuaires du réseau des Grands Lacs et du fleuve Saint-Laurent, et à quelle hauteur celles-ci seront capables d'y répondre.

À titre d'estimation grossière, en supposant l'installation d'un branchement de type vraquier avec une puissance moyenne de 1,5 MW au niveau de chacun des terminaux des grands ports de la province (Montréal, Québec, Sept-Îles, Trois-Rivières), la puissance requise cumulée serait d'environ 78 MW. Afin d'être capables d'offrir une telle puissance, les ports devront intégrer des systèmes de gestion de l'énergie pour minimiser leur impact sur la demande de pointe, et les discussions avec Hydro-Québec impliqueront sûrement une allocation de puissance interruptible.

4. Recommandations

4.1. Réduire l'intensité énergétique des zones portuaires et maximiser leur potentiel d'électrification

Les zones portuaires sont des pôles d'activités connaissant un trafic quasi ininterrompu et faisant intervenir une myriade d'opérateurs logistiques. Même si les consommations et émissions imputables aux ports sont négligeables en comparaison de celles dues aux flottes de navires les fréquentant, les administrations portuaires peuvent jouer un rôle de chef de file dans la transition de l'industrie maritime.

Cet engagement peut se concentrer à court terme sur les actions suivantes :

- 1. Gestion de l'énergie et efficacité énergétique :** la mise en place de systèmes d'optimisation des flux logistiques et, surtout, de gestion de l'énergie, pourra conduire à des économies de consommation significatives. L'intégration de systèmes de gestion de l'énergie performants permet une meilleure anticipation des pics de consommation et des besoins en puissance associés à l'électrification (voir recommandations suivantes). La plateforme numérique permet d'évaluer la consommation énergétique des locataires à travers le complexe portuaire et d'identifier les opportunités d'amélioration de leur efficacité énergétique, ou le report de certaines opérations pendant les heures creuses, facilitant ainsi l'acquisition des blocs de puissance nécessaires.
- 2. Électrification des usages portuaires :** le remplacement progressif des flottes, engins mobiles et équipements fixes de manutention par des dispositifs électriques de dernière génération présente un fort potentiel de réduction des émissions, et ce en très peu de temps et à un coût mesuré.
- 3. Généralisation des installations de branchement à quai :** l'extension du branchement à quai aux vraquiers devient cruciale, surtout dans le contexte de carburants alternatifs. Il n'est pas logique de consommer à quai un carburant alternatif qui est issu d'une production d'électricité et de biomasse. L'électrification à quai est ainsi nécessaire en amont de la transition. Le soutien gouvernemental est indispensable pour les ports et les armateurs, étant donné que ces projets ne sont pas économiquement viables sans assistance.
- 4. Coopération renforcée avec Hydro-Québec :** pour réussir le virage de l'électrification et se donner les moyens de leurs ambitions en matière d'offre de *shorepower*, les administrations portuaires québécoises seront dépendantes de la disponibilité de l'électricité fournie par Hydro-Québec. La présentation de cas d'usage informés et étayés par des études techniques et économiques permettra d'accentuer le rôle crucial que l'électrification à quai est vouée à jouer pour décarboner les émissions portuaires. Ces discussions pourront déboucher sur une plus grande clarté quant aux conditions relatives aux contrats d'allocation de puissance et à la tarification liée aux branchements à quai, et cette visibilité accrue encouragera la généralisation de cette solution à tous les terminaux, et avec elle l'adaptation des flottes de navires.

4.2. Encourager les investissements dans les alternatives énergétiques les plus pertinentes pour le Système Saint-Laurent - Grands-Lacs

1. **Valorisation de l'e-méthanol :** le Québec détient un avantage notable en matière de production d'e-méthanol. Développer une chaîne d'avitaillement locale destinée aux premières flottes intéressées par cette ressource empruntant le Saint-Laurent pourrait rapidement positionner le Québec comme une place forte de l'innovation énergétique maritime mondiale.
2. **Projets pilotes de diesel renouvelable :** suivant cette même logique, le Québec a vocation à démontrer la pertinence économique d'une filière de production locale de diesel renouvelable, ce dernier pouvant être substitué sans contrainte au diesel marin par les acteurs du transport maritime. Au-delà des limites inhérentes à la gestion des sols, les verrous réglementaires doivent être levés pour permettre à l'appareil industriel de se mettre en place, sous peine de voir la demande satisfaite par d'autres juridictions, et notamment les États-Unis.
3. **Réaffectation de l'éthanol du secteur automobile :** les volumes actuellement disponibles d'éthanol à prix concurrentiel renforcent la pertinence du développement des moteurs hybrides fonctionnant au méthanol et à l'éthanol. Alors que le taux de pénétration des véhicules routiers électriques ne cesse d'augmenter et devrait se stabiliser autour de 2040, les acteurs du transport maritime ont une opportunité à saisir pour accélérer la diversification de leurs approvisionnements énergétiques. Les projets de conversion de flottes existantes et de renouvellement des flottes devront prendre cette donnée en compte.

4.3. Renforcer la capacité des ports à agir en tant que facilitateurs de la transition des flottes maritimes vers les carburants alternatifs

1. **Collaboration interindustrielle renforcée pour la mise en place de filières locales de production :** créer des *clusters* rassemblant chercheurs, fournisseurs d'énergie, armateurs, jeunes entreprises innovantes et bien sûr autorités portuaires pour porter d'un même front l'émergence d'écosystèmes locaux de production des molécules nécessaires à la décarbonation des activités maritimes.
2. **Promotion des corridors verts :** encourager l'échange de bonnes pratiques et la mise en place de relations de coopération privilégiée entre acteurs portuaires, à l'échelle nationale et internationale, sous la forme de « corridors maritimes verts ». Ces alliances peuvent permettre d'assurer la pertinence et la disponibilité de telle ou telle alternative énergétique sur toute ou partie d'une voie maritime, envoyant de fait un signal clair aux armateurs et intervenants de la chaîne logistique associée. Ces partenariats doivent être informés par les ressources et systèmes énergétiques propres à chaque territoire.
3. **Expertise en sécurité et environnement liée au méthanol :** Avec l'arrivée d'une production locale de méthanol et l'opportunité d'approvisionner les navires au Québec, les ports doivent développer des capacités techniques internes et mettre en place des formations pour les employés, centrées sur la santé et la sécurité. Il est également crucial

de comprendre l'impact environnemental associé à un accident ou à un déversement, ainsi que de planifier la gestion de la dispersion du panache.

- 4. Investissements dans les infrastructures associées :** afin d'effectivement se positionner en interfaces de la décarbonation du transport maritime, les ports, tout comme les opérateurs qui les desservent, vont devoir adapter certaines de leurs infrastructures de stockage et de soutage, et même consentir à des investissements. Ces développements auront pour objectif de rendre le territoire portuaire attractif aux yeux des acteurs économiques, et compatible avec les systèmes induisant une réduction des émissions portuaires, tels que l'électrification à quai.

4.4. Encadrer le développement de ces alternatives par des dispositions réglementaires ciblées

- 1. Instauration d'exigences quant à l'efficacité énergétique des navires :** réglementer l'efficacité attendue sur les niveaux de consommation de carburant pour encourager l'adoption de mesures diversifiées (hydrodynamique, logistique, efficacité, batteries) est fondamental et critique pour réduire le volume de carburant nécessaire à substituer. Cette stratégie est fondamentale pour réduire le volume de carburant dont la substitution est nécessaire, et ainsi atteindre une réduction significative de l'empreinte carbone plus rapidement et à moindre coût. Cela peut se traduire par des normes mises en place à l'échelle de la voie maritime du Système Saint-Laurent - Grands Lacs, ou prendre la forme de tarifs verts favorisant les navires répondant aux critères de l'indice environnemental des navires (ESI) à l'échelle des territoires portuaires.
- 2. Déploiement d'incitatifs financiers pour améliorer la compétitivité des nouvelles filières :** à l'heure où certaines filières de production de carburants alternatifs éprouvent des difficultés à trouver leur équilibre, voire à lancer des projets pilotes convaincants, un accompagnement financier sous forme de subvention apparaît incontournable pour réduire l'écart de coût (dit « prime verte ») entre les carburants traditionnels et les alternatives plus écologiques.
- 3. Reconnaissance actée du concept « Well-to-Wake » :** pour encourager les investissements dans les capacités de production de diesel renouvelable, d'e-méthanol et exclure l'utilisation du méthanol gris, il est essentiel d'adopter des analyses du cycle de vie (*Well-to-Wake*) des carburants pour la comptabilisation des émissions. Cette approche, qui sera renforcée par la réglementation FuelEU Maritime prévue pour 2025, considère les émissions de GES de manière globale, de l'extraction à l'utilisation finale du carburant. Elle inclut donc les émissions liées à l'exploration, la production, la transformation et le transport du carburant.
- 4. Réguler et mesurer les émissions de méthane :** il est recommandé d'intégrer des émissions de méthane par défaut pour les navires propulsés au GNL avec des moteurs LPDF, conformes aux estimations de l'ICCT, de l'UE ou de l'OMI, dans l'évaluation des émissions de cycle de vie. Cette mesure prend toute son importance dans le contexte de l'adoption potentielle du GNL par les navires de croisière. Par ailleurs, il convient également d'envisager l'obligation du branchement à quai pour ces navires alimentés au GNL.

5. Annexes

5.1. Entrevues réalisées dans le cadre de cette étude

Catégorie	Organisation	Contact(s)	Date de l'entrevue
Fournisseur	Énergir	Catherine Sauriol, Nicolas Lapointe	25 janvier 2024
Fournisseur	Hydro-Québec	Ricardo Comellas	6 février 2024
Fournisseur	Greenfield Global	Jean Roberge	5 février 2024
Armateur	Groupe Desgagnés	Éric Nadon, Daniel Côté	8 février 2024
Armateur	Fednav	Dana Wandschneider	25 janvier 2024
Gestionnaire de terminaux	QSL	Claudine Couture-Trudel	7 février 2024
Administration portuaire (échelle nationale)	Administration portuaire de Montréal (APM)	Florent Perrin	14 février 2024
Administration portuaire (échelle régionale)	Corporation de gestion du Port de Baie-Comeau	Karine Otis	25 janvier 2024

5.2. Références bibliographiques

- [1] IMO, 2023 IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships, (n.d.). <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/2023-IMO-Strategy-on-Reduction-of-GHG-Emissions-from-Ships.aspx> (accessed January 27, 2024).
- [2] European Commission, Reducing emissions from the shipping sector, (n.d.). https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport/reducing-emissions-shipping-sector_en?prefLang=fr.
- [3] Z. Meng, Great Lakes-St. Lawrence Seaway ship emissions inventory, 2019 - International Council on Clean Transportation, ICCT, n.d. <https://theicct.org/publication/ships-great-lakes-emissions-mar22/> (accessed March 3, 2024).
- [4] M. Morin, RER Hydro: plus de 49 M\$ jetés dans le fleuve, J. Montr. (2015). <https://www.journaldemontreal.com/2015/12/28/plus-de-49-m-jetes-dans-le-fleuve>.
- [5] CanRea, BTM Solar: Canadian Market Outlook, Montréal, 2023. <https://renewablesassociation.ca/onsite-solar-canadian-market-outlook/>.
- [6] R. Lu, O. Turan, E. Boulougouris, C. Banks, A. Incecik, A semi-empirical ship operational performance prediction model for voyage optimization towards energy efficient shipping, *Ocean Eng.* 110 (2015) 18-28. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2015.07.042>.
- [7] V.J. Jimenez, H. Kim, Z.H. Munim, A review of ship energy efficiency research and directions towards emission reduction in the maritime industry, *J. Clean. Prod.* 366 (2022) 132888. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.132888>.
- [8] H. Qiu, K. Feng, A. Gapeeva, K. Meurisch, S. Kaps, X. Li, L. Yu, Y.K. Mishra, R. Adelung, M. Baum, Functional polymer materials for modern marine biofouling control, *Prog. Polym. Sci.* 127 (2022) 101516. <https://doi.org/10.1016/j.progpolymsci.2022.101516>.
- [9] I. Davidson, P. Cahill, A. Hinz, D. Kluza, C. Scianni, E. Georgiades, A Review of Biofouling of Ships' Internal Seawater Systems, *Front. Mar. Sci.* 8 (2021). <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fmars.2021.761531> (accessed March 3, 2024).
- [10] P.A. Vinagre, T. Simas, E. Cruz, E. Pinori, J. Svenson, Marine Biofouling: A European Database for the Marine Renewable Energy Sector, *J. Mar. Sci. Eng.* 8 (2020) 495. <https://doi.org/10.3390/jmse8070495>.
- [11] A. Farkas, N. Degiuli, I. Martić, The impact of biofouling on the propeller performance, *Ocean Eng.* 219 (2021) 108376. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2020.108376>.
- [12] S. Liu, Y.H. Kee, B. Shang, A. Papanikolaou, Assessment of the economic, environmental and safety impact of biofouling on a ship's hull and propeller, *Ocean Eng.* 285 (2023) 115481. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2023.115481>.
- [13] A. Lindholdt, K. Dam-Johansen, S.M. Olsen, D.M. Yebra, S. Kiil, Effects of biofouling development on drag forces of hull coatings for ocean-going ships: a review, *J. Coat. Technol. Res.* 12 (2015) 415-444. <https://doi.org/10.1007/s11998-014-9651-2>.
- [14] D.F. Smaradhana, A.R. Prabowo, A.N.F. Ganda, Exploring the potential of graphene materials in marine and shipping industries - A technical review for prospective application on ship operation and material-structure aspects, *J. Ocean Eng. Sci.* 6 (2021) 299-316. <https://doi.org/10.1016/j.joes.2021.02.004>.
- [15] M.S. Selim, A.M. Azzam, S.A. Higazy, M.A. Shenashen, A. Elmarakbi, M. Ebara, S.A. El-Safty, Hierarchical biocide-free silicone/graphene-silicon carbide nanocomposite coatings for marine antifouling and superhydrophobicity of ship hulls, *Chem. Eng. Sci.* 291 (2024) 119929. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2024.119929>.

- [16] GIC Coating, Enhance vessel performance with sustainable graphene-based marine coatings, (2024). <https://gitcoatings.com/>.
- [17] Stolt-Nielsen, Stolt Tankers is first to apply innovative graphene coating technology to the hull of a chemical tanker, (2023). <https://www.stolt-nielsen.com/news-insights/news/stolt-tankers-is-first-to-apply-innovative-graphene-coating-technology-to-the-hull-of-a-chemical-tanker/>.
- [18] S. Sindagi, R. Vijayakumar, B.K. Saxena, Parametric CFD investigation of ALS technique on reduction in drag of bulk carrier, *Ships Offshore Struct.* 15 (2020) 417-430. <https://doi.org/10.1080/17445302.2019.1661617>.
- [19] DNV, Maritime Forecast to 2050, (n.d.). <https://www.dnv.com/maritime/publications/maritime-forecast-2023/index.html>.
- [20] Mitsubishi, MHI Installs MALS (Mitsubishi Air Lubrication System) on a Ferry For First Time and Verifies Over 5% Fuel Efficiency Improvement, (2012). <https://www.mhi.com/news/1210031580.html>.
- [21] M. Saha, O. Tregenza, J. Twelftree, C. Hulston, A review of thermoelectric generators for waste heat recovery in marine applications, *Sustain. Energy Technol. Assess.* 59 (2023) 103394. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103394>.
- [22] ABB, Waste heat recovery system, (2024). <https://new.abb.com/marine/systems-and-solutions/electric-solutions/waste-heat-recovery>.
- [23] Climeon, CREATING A SUSTAINABLE FUTURE WITH WASTE HEAT RECOVERY, (2024). <https://climeon.com/>.
- [24] S. Zhu, K. Zhang, K. Deng, A review of waste heat recovery from the marine engine with highly efficient bottoming power cycles, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 120 (2020) 109611. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109611>.
- [25] The Maritime Executive, China Launches First 700 TEU Electric Containership for Yangtze Service, (2023). <https://maritime-executive.com/article/china-launches-first-700-teu-electric-containership-for-yangtze-service>.
- [26] G.L. Trombetta, S.G. Leonardi, D. Aloisio, L. Andaloro, F. Sergi, Lithium-Ion Batteries on Board: A Review on Their Integration for Enabling the Energy Transition in Shipping Industry, *Energies* 17 (2024) 1-37.
- [27] Wärtsilä, Electric shipping and hybrid ships, (n.d.). <https://www.wartsila.com/marine/products/ship-electrification-solutions>.
- [28] MAN Energy Solutions, Batteries on board ocean-going vessels, 2019. https://www.man-es.com/docs/default-source/marine/tools/batteries-on-board-ocean-going-vessels.pdf?sfvrsn=deaa76b8_14.
- [29] H. Daniel, J.P.F. Trovão, D. Williams, Shore power as a first step toward shipping decarbonization and related policy impact on a dry bulk cargo carrier, *eTransportation* 11 (2022) 100150. <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2021.100150>.
- [30] S.B. Dalsøren, M.S. Eide, Ø. Endresen, A. Mjelde, G. Gravir, I.S.A. Isaksen, Update on emissions and environmental impacts from the international fleet of ships: the contribution from major ship types and ports, *Atmospheric Chem. Phys.* 9 (2009) 2171-2194. <https://doi.org/10.5194/acp-9-2171-2009>.
- [31] N. Olmer, B. Colmer, Greenhouse gas emissions from global shipping, 2013-2015, ICCT, 2017. <<https://theicct.org/publications/GHG-emissions-global-shipping-2013-2015>.
- [32] H. Daniel, C.H. Antunes, J.P.F. Trovão, D. Williams, Shore operations enhancement of bulk carriers based on a multi-objective sizing approach, *Energy Convers. Manag.* 276 (2023) 116497. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116497>.

- [33] L. Osipova, Shore power needs and CO2 emissions reductions of ships in European Union ports: Meeting the ambitions of the FuelEU Maritime and AFIR, ICCT, 2023. <https://theicct.org/wp-content/uploads/2023/10/Shore-power-ships-EU-Fit-for-55-working-paper-24-v3.pdf>.
- [34] J. Peng, J. Huang, X. Wu, Y. Xu, H. Chen, X. Li, Solid oxide fuel cell (SOFC) performance evaluation, fault diagnosis and health control: A review, *J. Power Sources* 505 (2021) 230058. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2021.230058>.
- [35] H. Sapra, J. Stam, J. Reurings, L. van Biert, W. van Sluijs, P. de Vos, K. Visser, A.P. Vellayani, H. Hopman, Integration of solid oxide fuel cell and internal combustion engine for maritime applications, *Appl. Energy* 281 (2021) 115854. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115854>.
- [36] L. van Biert, M. Godjevac, K. Visser, P.V. Aravind, A review of fuel cell systems for maritime applications, *J. Power Sources* 327 (2016) 345–364. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.07.007>.
- [37] P.A. Duong, B.R. Ryu, H. Lee, H. Kang, Thermodynamic analysis of integrated ammonia fuel cells system for maritime application, *Energy Rep.* 10 (2023) 1521–1537. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.08.028>.
- [38] IEA, International Shipping, (n.d.). <https://www.iea.org/energy-system/transport/international-shipping> (accessed January 27, 2024).
- [39] IRENA, A Pathway to Decarbonise the Shipping Sector by 2050, (n.d.). <https://www.irena.org/Publications/2021/Oct/A-Pathway-to-Decarbonise-the-Shipping-Sector-by-2050> (accessed January 27, 2024).
- [40] American Bureau of Shipping, ABS Sets the Industry Course to Low Carbon Shipping, (n.d.). <https://ww2.eagle.org/en/news/press-room/set-the-course-low-carbon-shipping.html> (accessed January 27, 2024).
- [41] Innovation maritime, Les carburants alternatifs dans le transport maritime au Québec, 2021. <https://tmq.ca/wp-content/uploads/2022/05/Carburants-Alternatifs-au-Quebec-MerLIN-IMAR.pdf>.
- [42] DNV, LNG as marine fuel, (n.d.). <https://www.dnv.com/maritime/insights/topics/lng-as-marine-fuel/market-update.html> (accessed January 27, 2024).
- [43] V. Zisi, H.N. Psaraftis, T. Zis, The impact of the 2020 global sulfur cap on maritime CO2 emissions, *Marit. Bus. Rev.* 6 (2021) 339–357. <https://doi.org/10.1108/MABR-12-2020-0069>.
- [44] S. Ushakov, D. Stenersen, P.M. Einang, Methane slip from gas fuelled ships: a comprehensive summary based on measurement data, *J. Mar. Sci. Technol.* 24 (2019) 1308–1325. <https://doi.org/10.1007/s00773-018-00622-z>.
- [45] N. Kuittinen, M. Heikkilä, K. Lehtoranta, REVIEW OF METHANE SLIP FROM LNG ENGINES, Green Ray, 2023. https://greenray-project.eu/wp-content/uploads/2023/04/D1.1_Review_of_methane_slip_from_LNG_engines.pdf.
- [46] J.C. Corbin, W. Peng, J. Yang, D.E. Sommer, U. Trivanovic, P. Kirchen, J.W. Miller, S. Rogak, D.R. Cocker, G.J. Smallwood, P. Lobo, S. Gagné, Characterization of particulate matter emitted by a marine engine operated with liquefied natural gas and diesel fuels, *Atmos. Environ.* 220 (2020) 117030. <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2019.117030>.
- [47] P. Balcombe, D.A. Heggo, M. Harrison, Total Methane and CO2 Emissions from Liquefied Natural Gas Carrier Ships: The First Primary Measurements, *Environ. Sci. Technol.* 56 (2022) 9632–9640. <https://doi.org/10.1021/acs.est.2c01383>.
- [48] B. Comer, J. Beecken, R. Vermeulen, E. Sturup, P. Paschinger, L. Osipova, K. Gore, A. Delahaye, V. Verhagen, B. Knudsen, J. Knudsen, R. Verbeek, FUGITIVE AND UNBURNED

- METHANE EMISSIONS FROM SHIPS (FUMES), ICCT, 2024. <https://theicct.org/wp-content/uploads/2023/11/ID-64-%E2%80%93-FUMES-ships-Report-A4-60037-FV.pdf>.
- [49] R.G. Derwent, Global Warming Potential (GWP) for Methane: Monte Carlo Analysis of the Uncertainties in Global Tropospheric Model Predictions, *Atmosphere* 11 (2020) 486. <https://doi.org/10.3390/atmos11050486>.
- [50] Port de Montréal, LE DAMIA DESGAGNÉS FÊTE SON 100E APPROVISIONNEMENT AU GNL AU PORT DE MONTRÉAL, (2023). <https://www.port-montreal.com/fr/le-port-de-montreal/nouvelles-et-evenements/nouvelles/gnl-damia-desgagnes>.
- [51] V. Smil, *Invention and Innovation: A Brief History of Hype and Failure*, MIT Press, 2023.
- [52] X. Zhen, Y. Wang, S. Xu, Y. Zhu, C. Tao, T. Xu, M. Song, The engine knock analysis – An overview, *Appl. Energy* 92 (2012) 628–636. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.11.079>.
- [53] Encyclopedia of Toxicology, ScienceDirect (n.d.). <http://www.sciencedirect.com:5070/referencework/9780323854344/encyclopedia-of-toxicology> (accessed January 27, 2024).
- [54] T. Dignam, R.B. Kaufmann, L. LeSturgeon, M.J. Brown, Control of Lead Sources in the United States, 1970-2017: Public Health Progress and Current Challenges to Eliminating Lead Exposure, *J. Public Health Manag. Pract. JPHMP* 25 (2019) S13–S22. <https://doi.org/10.1097/PHH.0000000000000889>.
- [55] T.G. Leone, J.E. Anderson, R.S. Davis, A. Iqbal, R.A.I. Reese, M.H. Shelby, W.M. Studzinski, The Effect of Compression Ratio, Fuel Octane Rating, and Ethanol Content on Spark-Ignition Engine Efficiency, *Environ. Sci. Technol.* 49 (2015) 10778–10789. <https://doi.org/10.1021/acs.est.5b01420>.
- [56] Department of Energy, Alternative Fuels Data Center, (n.d.). <https://afdc.energy.gov/fuels/ethanol.html> (accessed January 27, 2024).
- [57] V. Smil, *Power Density A Key to Understanding Energy Sources and Uses*, MIT press, 2015.
- [58] CME, CHICAGO ETHANOL (PLATTS) FUTURES - QUOTES, (2024). <https://www.cmegroup.com/markets/energy/biofuels/chicago-ethanol-platts-swap.html#venue=globex>.
- [59] Wärtsilä, Wärtsilä Decarbonisation Modelling agreement supports Raizen’s commitment to reducing marine sector’s GHG emissions, (2023). <https://www.wartsila.com/media/news/23-10-2023-wartsila-decarbonisation-modelling-agreement-supports-ra%C3%ADzen-s-commitment-to-reducing-marine-sector-s-ghg-emissions-3342427>.
- [60] H. Xing, C. Stuart, S. Spence, H. Chen, Alternative fuel options for low carbon maritime transportation: Pathways to 2050, *J. Clean. Prod.* 297 (2021) 126651. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126651>.
- [61] HEC, État de l’énergie au Québec, Montréal, 2023. <https://energie.hec.ca/eeq/>.
- [62] L.F. Chuah, J.J. Klemeš, A. Bokhari, S. Asif, A Review of Biodiesel Production from Renewable Resources: Chemical Reactions, *Chem. Eng. Trans.* 88 (2021) 943–948. <https://doi.org/10.3303/CET2188157>.
- [63] R. Koul, N. Kumar, R.C. Singh, A review on the production and physicochemical properties of renewable diesel and its comparison with biodiesel, *Energy Sources Part Recovery Util. Environ. Eff.* 43 (2021) 2235–2255. <https://doi.org/10.1080/15567036.2019.1646355>.

- [64] P. Vignesh, A.R.P. Kumar, N.S. Ganesh, V. Jayaseelan, K. Sudhakar, Biodiesel and green diesel generation: an overview, *Oil Gas Sci. Technol. – Rev. D'IFP Energ. Nouv.* 76 (2021) 6. <https://doi.org/10.2516/ogst/2020088>.
- [65] A. Amin, Review of diesel production from renewable resources: Catalysis, process kinetics and technologies, *Ain Shams Eng. J.* 10 (2019) 821–839. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2019.08.001>.
- [66] S.R. Chia, S. Nomanbhay, M.Y. Ong, A.H.B. Shamsuddin, K.W. Chew, P.L. Show, Renewable diesel as fossil fuel substitution in Malaysia: A review, *Fuel* 314 (2022) 123137. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.123137>.
- [67] EIA, U.S. Biodiesel Plant Production Capacity Archives, (n.d.). <https://www.eia.gov/biofuels/biodiesel/capacity/archive/2021/index.php> (accessed January 27, 2024).
- [68] H. Xu, L. Ou, Y. Li, T.R. Hawkins, M. Wang, Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Biodiesel and Renewable Diesel Production in the United States, *Environ. Sci. Technol.* 56 (2022) 7512–7521. <https://doi.org/10.1021/acs.est.2c00289>.
- [69] Quantum Commodity, Quantum Biofuels Price Assessments, (2024). <https://www.qcintel.com/biofuels/all-prices/>.
- [70] Imperial, News, Imperial to produce renewable diesel at Strathcona refinery, (2021). <https://news.imperialoil.ca/news-releases/news-releases/2021/Imperial-to-produce-renewable-diesel-at-Strathcona-refinery/default.aspx>
- [71] ExxonMobil, Strathcona: The road to renewable fuel, (2024). <https://corporate.exxonmobil.com/what-we-do/lower-emission-transportation/the-road-to-renewable-fuel>.
- [72] BP, Getting more renewable diesel on the road, (2024). <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/reimagining-energy/scaling-up-lower-carbon-solutions-at-cherry-point.html>.
- [73] Tidewater, Core Projects, (2024). <https://www.tidewater-renewables.com/our-operations/core-projects/>.
- [74] J. Zheng, X. Zhang, P. Xu, C. Gu, B. Wu, Y. Hou, Standardized equation for hydrogen gas compressibility factor for fuel consumption applications, *Int. J. Hydrog. Energy* 41 (2016) 6610–6617. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.03.004>.
- [75] S.K. Dwivedi, M. Vishwakarma, Hydrogen embrittlement in different materials: A review, *Int. J. Hydrog. Energy* 43 (2018) 21603–21616. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.201>.
- [76] D.O. Berstad, J.H. Stang, P. Neksa, Comparison criteria for large-scale hydrogen liquefaction processes, *Int. J. Hydrog. Energy* 34 (2009) 1560–1568. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.11.058>.
- [77] M. Aziz, A.T. Wijayanta, A.B.D. Nandiyanto, Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization, *Energies* 13 (2020) 3062. <https://doi.org/10.3390/en13123062>.
- [78] D. Grouset, C. Ridart, Lowering Energy Spending Together With Compression, Storage, and Transportation Costs for Hydrogen Distribution in the Early Market, in: Elsevier, 2018: p. 207. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811197-0.00006-3>.
- [79] A. Couteau, P. Dimopoulos Eggenschwiler, P. Jenny, Heat transfer analysis of high pressure hydrogen tank fillings, *Int. J. Hydrog. Energy* 47 (2022) 23060–23069. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.127>.

- [80] G. Liu, Y. Qin, Y. Liu, Numerical simulation of hydrogen filling process in novel high-pressure microtube storage device, *Int. J. Hydrog. Energy* 46 (2021) 36859–36871. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.08.227>.
- [81] J. Liu, S. Zheng, Z. Zhang, J. Zheng, Y. Zhao, Numerical study on the fast filling of on-bus gaseous hydrogen storage cylinder, *Int. J. Hydrog. Energy* 45 (2020) 9241–9251. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.01.033>.
- [82] T. Bourgeois, F. Ammouri, M. Weber, C. Knapik, Evaluating the temperature inside a tank during a filling with highly-pressurized gas, *Int. J. Hydrog. Energy* 40 (2015) 11748–11755. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.01.096>.
- [83] METHANOL INSTITUTE, The Methanol Institute is the global trade association for the Methanol Industry, (n.d.). <https://www.methanol.org/> (accessed January 27, 2024).
- [84] P. Gautam, Neha, S.N. Upadhyay, S.K. Dubey, Bio-methanol as a renewable fuel from waste biomass: Current trends and future perspective, *Fuel* 273 (2020) 117783. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117783>.
- [85] S. Subudhi, K. Saha, D. Mudgil, P.K. Sarangi, R.K. Srivastava, M.K. Sarma, Biomethanol production from renewable resources: a sustainable approach, *Environ. Sci. Pollut. Res.* (2023). <https://doi.org/10.1007/s11356-023-29616-0>.
- [86] A. Fletcher, Salmon Nicholas, H. Nguyen, Queensland green ammonia value chain: Decarbonising hard-to-abate sectors and the NEM, Centre for Applied Energy Economics & Policy Research: Working Paper Series 2023-16, n.d. https://www.griffith.edu.au/_data/assets/pdf_file/0035/1875167/No.2023-16-QLD-Green-Ammonia-Value-Chain-Main-Report.pdf.
- [87] A. Nemmour, A. Inayat, I. Janajreh, C. Ghenai, Green hydrogen-based E-fuels (E-methane, E-methanol, E-ammonia) to support clean energy transition: A literature review, *Int. J. Hydrog. Energy* 48 (2023) 29011–29033. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.240>.
- [88] CME, METHANOL T2 FOB RDAM (ICIS) FUTURES - QUOTES, (2024). <https://www.cmegroup.com/markets/energy/biofuels/methanol-t2-fob-rdam-icis.html#venue=globex>.
- [89] FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED NATIONS, World fertilizer trends and outlook to 2022, Rome, 2019. <https://www.fao.org/3/ca6746en/ca6746en.pdf>.
- [90] Siemens Energy, Overview of the PEM Silyzer Family, (2020). https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/10/10132733/20200930-SE-NEB-PEM-Electrolyzer-and-Applications_EW.pdf (accessed June 1, 2022).
- [91] EDF, Why using ammonia in power generation is risky for the climate, (2023). <https://blogs.edf.org/energyexchange/2023/10/12/why-using-ammonia-in-power-generation-is-risky-for-the-climate/>.
- [92] Wärtsilä, Meet World's First 4-Stroke Ammon. Solut. Mar. (2024). <https://www.wartsila.com/marine/wartsila-25-ammonia>.
- [93] IMAR, État du transport maritime au Québec, Rimouski, 2023. <https://www.innovationmaritime.ca/wp-content/uploads/sites/27/2023/03/20230224-IMAR-RPT21-WEB.pdf>.
- [94] DNV, Pointing the direction towards low/zero-emission shipping, Canada, 2020. <https://wwf.ca/wp-content/uploads/2021/04/Alternative-Fuels-for-Canada-Pointing-the-direction-towards-low-zero-emission-shiping.pdf>.

- [95] I.N. Zaini, A. Nurdiawati, J. Gustavsson, W. Wei, H. Thunman, R. Gyllenram, P. Samuelsson, W. Yang, Decarbonising the iron and steel industries: Production of carbon-negative direct reduced iron by using biosyngas, *Energy Convers. Manag.* 281 (2023) 116806. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116806>.
- [96] J. Thistle, N. Langston, Entangled histories: Iron ore mining in Canada and the United States, *Extr. Ind. Soc.* 3 (2016) 269-277. <https://doi.org/10.1016/j.exis.2015.06.003>.
- [97] H. Dalstra, S. Guedes, GIANT HYDROTHERMAL HEMATITE DEPOSITS WITH Mg-Fe METASOMATISM: A COMPARISON OF THE CARAJÁS, HAMERSLEY, AND OTHER IRON ORES, *Econ. Geol.* 99 (2004) 1793-1800. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.99.8.1793>.
- [98] R.J. Holmes, Y. Lu, L. Lu, Chapter 1 - Introduction: Overview of the global iron ore industry, in: L. Lu (Ed.), *Iron Ore Second Ed.*, Woodhead Publishing, 2022: pp. 1-56. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820226-5.00023-9>.
- [99] MPA Singapor, Successful First Methanol Bunkering Operation in the Port of Singapore, (2023). <https://www.mpa.gov.sg/media-centre/details/successful-first-methanol-bunkering-operation-in-the-port-of-singapore>.
- [100] Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP), Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2021 et leur évolution depuis 1990, 2023. <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/2021/inventaire-ges-1990-2021.pdf>



NOUS NOUS ASSUMONS

Ce rapport a été préparé par Dunsky Énergie + Climat, une firme indépendante vouée à la transition énergétique qui s'engage à fournir des analyses et des conseils de qualité, intègres et impartiaux. Nos conclusions et recommandations sont basées sur les meilleures informations disponibles au moment où le travail a été effectué et sur le jugement professionnel de nos experts.

Dunsky est fière d'assumer son travail.