

1 Hydrogène

L'hydrogène, élément le plus simple et le plus abondant de l'univers, émerge comme une ressource clé dans la transition vers une économie verte. Son potentiel en tant que vecteur énergétique propre et polyvalent suscite un intérêt croissant dans la crise climatique en contribuant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la décarbonation de nombreux secteurs, y compris les transports, l'industrie et la production d'électricité. Dans cette section de cours, nous explorerons en profondeur les fondements de l'hydrogène en tant que solution énergétique durable, ainsi que ses applications pratiques et son impact environnemental. Nous aborderons les principes de production, de stockage et d'utilisation de l'hydrogène, en examinant comment cette ressource peut contribuer à atténuer les émissions de gaz à effet de serre et à promouvoir la transition vers une société plus durable. En analysant les défis et les opportunités associés à l'hydrogène, nous chercherons à comprendre son rôle potentiel dans la construction d'un avenir énergétique, environnemental et économique plus propre et plus durable.

1.1 Qu'est-ce que l'hydrogène ?

On définit l'hydrogène par un « vecteur énergétique propre », mais qu'est-ce que ça signifie ? À la base, il s'agit d'une substance ou un système utilisé pour stocker et transporter de l'énergie. Le qualificatif « propre » implique que ce vecteur contribue à réduire les émissions de gaz à effet de serre et d'autres polluants atmosphériques par rapport aux sources d'énergie traditionnelles telles que les combustibles fossiles.

Pour être une bonne source énergétique (un bon carburant), l'hydrogène devrait idéalement remplir les conditions suivantes :

- **Haute densité énergétique** : Pour faciliter l'approvisionnement (transport) de cette énergie et avoir une utilisation efficace.
- **Production et utilisation durable** : Autant du point de vue environnemental (ne doit pas ou peu polluer) qu'en terme de quantité (on ne devrait pas pouvoir épuiser cette ressource).
- **Économique** : Doit être avantageux d'un point de vue économique d'utiliser cette énergie.
- **Stable** : Ne doit pas être dangereux à transporter ou utiliser.

En comparaison, on peut voir que les combustibles fossiles remplissent très bien la troisième condition, plutôt bien la première et la dernière, mais pas du tout la seconde. En contraste, l'utilisation de l'électricité renouvelable comme source énergétique remplit très bien la seconde et la dernière condition, plutôt bien la troisième condition mais pas très bien la première (lorsqu'elle est sous forme de batterie).

Ainsi, on se demande où se situe l'hydrogène dans cette liste ? Pour mieux comprendre ce vecteur énergétique, il faut regarder les trois principales composantes qui nous permettent d'avoir un hydrogène utilisable : comment le produire, l'emmagasiner et le transporter.

1.2 Production d'hydrogène

Jusqu'à tout récemment^{1,2}, on ne considérait que trois majeures façons de produire de l'hydrogène. Celles-ci sont qualifiées par des couleurs : l'hydrogène gris, bleu et vert.

1.2.1 Hydrogène gris et bleu

Ces deux types d'hydrogène sont produits à l'aide d'énergie non renouvelable, avec comme seule différence entre ces deux méthodes que l'hydrogène gris émet du CO₂ alors que l'hydrogène bleu n'en émet pas. Comme montré dans la Figure 1, l'énergie non renouvelable doit d'abord être gazéifiée avant de pouvoir être combiné à de la vapeur d'eau pour former de l'hydrogène et du CO₂.

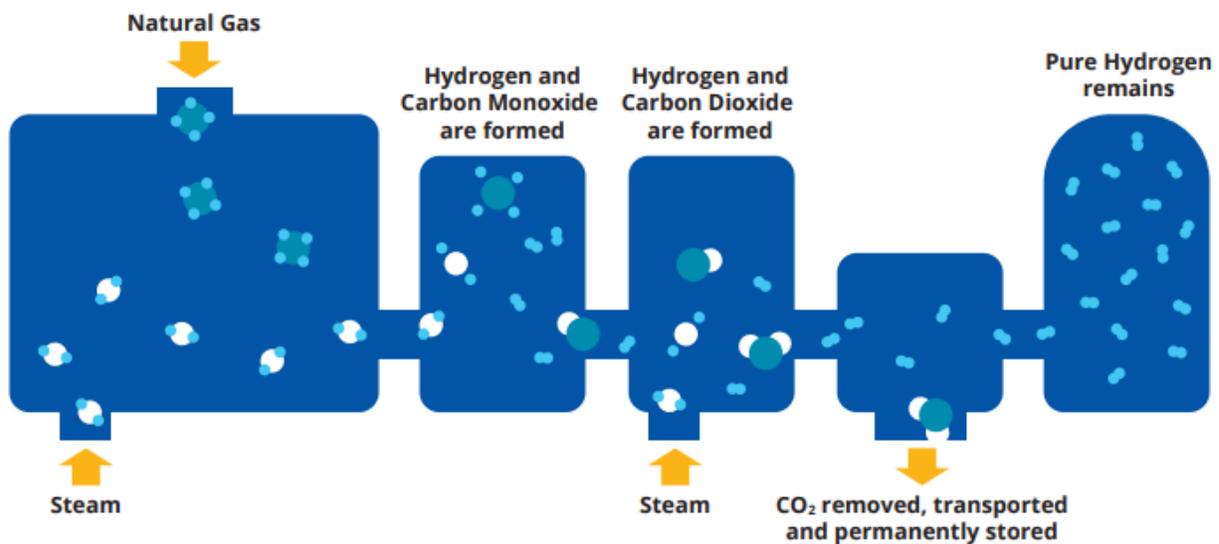


FIGURE 1 – Schématisation de la production d'hydrogène gris et bleu. (ATCO)

1.2.2 Hydrogène vert

Ce type d'hydrogène nécessite une électricité renouvelable et idéalement de faible coût pour l'électrolyse de l'eau. Ce processus consiste à faire passer un courant dans l'eau pour séparer les molécules de H₂O en hydrogène et oxygène. Le processus est schématisé à la Figure 2.

1. Aimikhe, Victor & Eyankware, Oghenegare. (2023). Recent Advances in White Hydrogen Exploration and Production : A Mini Review. *Journal of Energy Research and Reviews*. 13. 64-79. [10.9734/jenrr/2023/v13i4272](https://doi.org/10.9734/jenrr/2023/v13i4272).

2. Séjourné S, Comeau F-A, Moreira dos Santos ML, Bordeleau G, Claprood M, Mouge P, Mulliez V, Malo M, Giroux B, Gloaguen E and Raymond J (2024) Potential for natural hydrogen in Quebec (Canada) : a first review. *Front. Geochem.* 2 :1351631. doi : 10.3389/fgeoc.2024.1351631

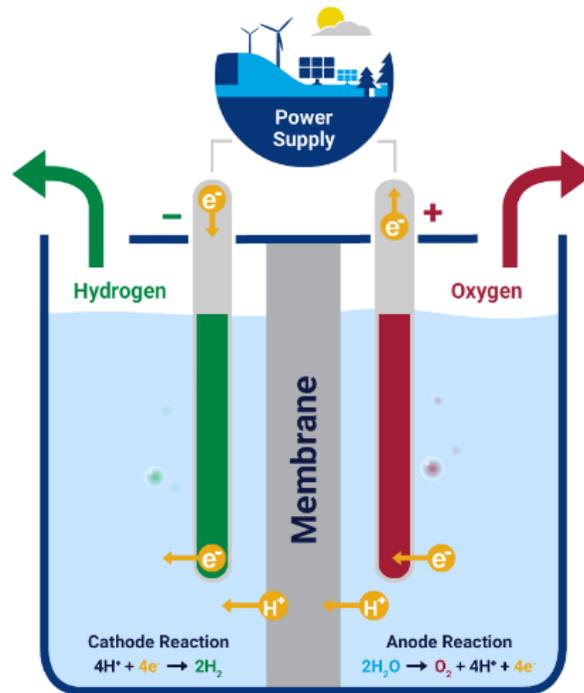


FIGURE 2 – Schématisation de la production d’hydrogène vert. (Galyas et al. 2023)

1.2.3 Production actuelle de l’hydrogène

La Figure 3 montre la production actuelle d’hydrogène dans le monde : à gauche se trouve les principales régions productrices et à droite, la méthode de production. Sans surprise, on remarque que les processus les plus populaires sont la production avec combustibles fossiles sans capture de carbone (puisque c’est la méthode la moins cher). Seulement une très faible portion (moins de 1%), est considéré comme de l’hydrogène vert. De plus, la majorité de l’hydrogène est un sous-produit des raffineries. Cela est justifiable par la quantité toujours limitée d’infrastructures spécifiquement dédiées à la production d’hydrogène.

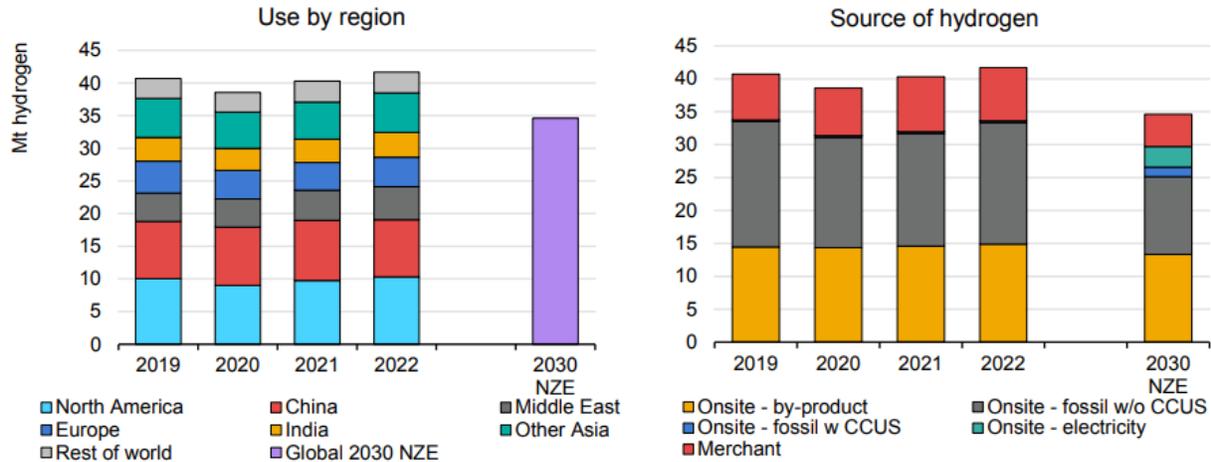
1.2.4 Efficacité et coûts de la production d’hydrogène

Chaque méthode de production d’hydrogène possède ses propres avantages et désavantages en fonction de l’efficacité et du coût. Le tableau 1 montre une synthèse des caractéristiques liées aux différents processus.

Comme on peut le constater, tous les processus impliquent une perte d’énergie lors de la production de l’hydrogène. On remarque aussi que de passer d’une production d’hydrogène gris à une production d’hydrogène bleu implique une perte d’efficacité et une augmentation des coûts. La méthode la moins cher et la plus efficace est la production d’hydrogène gris par gaz naturel.

D’un point de vue économique et énergétique en 2022, il apparaît donc évident que la production d’hydrogène gris est la meilleure. Cependant, il ne faut pas oublier que le but de ce vecteur énergétique est d’être propre et de remplacer notre dépendance aux combustibles fossiles. Ainsi, malgré une plus basse efficacité et un coût plus élevé, il serait plus avantageux

Figure 2.2 Hydrogen use by region and source of hydrogen for refining, historical and in the Net Zero Emissions by 2050 Scenario, 2019-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notes: NZE = Net Zero Emissions by 2050 Scenario. Fossil w/o CCUS = fossil fuels without carbon capture, utilisation and storage; Fossil w CCUS = fossil fuels with carbon capture, utilisation and storage. Onsite refers to the production of hydrogen inside refineries, including dedicated captive production and as a by-product of catalytic reformers.

Hydrogen use in refining reached a new record in 2022, but the fall in demand for oil products required to align with the NZE 2050 Scenario would reverse this trend.

FIGURE 3 – Régions et méthodes les plus populaires pour la production d'hydrogène. (Global Hydrogen Review 2023, IEA, 2023)

d'un point de vue environnemental de produire de l'hydrogène vert. Cet avantage va particulièrement augmenter en 2030, selon le scénario présenté, puisqu'on aurait également à ce moment une compétition économique et énergétique avec l'hydrogène gris et bleu.

1.3 Emmagasinage

Le plus grand problème de l'hydrogène provient de la façon dont on peut le stocker. En effet, à pression et température ambiante, 1 kg d'hydrogène nécessite un volume de 11 000 L pour être emmagasiné. Un si grand volume n'est pas pratique et ne pourrait pas être transporté efficacement. Ainsi, il existe trois méthodes principales pour emmagasiner l'hydrogène : sous forme d'hydrogène comprimé ou liquide, sous forme de "Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)" ou sous forme d'ammoniac. Tout comme le processus de production de l'hydrogène, chaque méthode possède ses propres avantages et désavantages ainsi qu'une certaine perte d'énergie lié à la conversion et la reconversion en la forme alternative. Un résumé de ces caractéristiques peut être retrouvé dans le tableau 2.

TABLEAU 1 – Coûts et efficacité de chaque type de production d'hydrogène. (Global Hydrogen Review 2023, IEA, 2023)

Hydrogen

Technology	Parameter	Units	2022	NZE 2030
Water electrolysis	CAPEX* (global average)	USD/kW _e	1 640	610
	CAPEX* (China)	USD/kW _e	1 070	420
	Efficiency (LHV)	%	65%	69%
	Annual OPEX	% of CAPEX	3%	3%
	Stack lifetime (operating hours)**	hours	50 000	50 000
Natural gas reforming	CAPEX	USD/kW _{H2}	730	720
	Efficiency (LHV)	%	76%	76%
	Annual OPEX	% of CAPEX	5%	5%
Natural gas reforming w/CCUS	CAPEX	USD/kW _{H2}	1 440	1 420
	Efficiency (LHV)	%	69%	69%
	Annual OPEX	% of CAPEX	4%	4%
	CO ₂ capture rate	%	95%	95%
Coal gasification	CAPEX ***	USD/kW _{H2}	2 680	2 640
	Efficiency (LHV)	%	60%	60%
	Annual OPEX	% of CAPEX	5%	5%
Coal gasification w/CCUS	CAPEX ***	USD/kW _{H2}	2 790	2 750
	Efficiency (LHV)	%	58%	58%
	Annual OPEX	% of CAPEX	5%	5%
	CO ₂ capture rate	%	95%	95%

* CAPEX includes the electrolyser system, electric equipment, gas treatment, plant balancing, and engineering, procurement and construction (EPC).

** Stack lifetime can reach up to 95 000 h. The selected value (50 000 h) comes from the IEA's analysis of the optimum economic lifetime, considering degradation issues.

*** For China, CAPEX is assumed to be 50% of the world average for coal gasification and 52% for coal gasification with CCUS.

Notes: LHV = Lower heating value; NZE = Net Zero Emissions by 2050 Scenario. All CAPEX refers to the installed cost of the technology. 25-year lifetime and a 95% availability factor assumed for hydrogen production from natural gas, 25-year lifetime and 90% availability factor are assumed for the production of hydrogen from coal. Availability factors for electrolysis are based on the full load hours of electricity shown in the previous section. For water electrolysis, water costs and possible revenues from oxygen sales have not been considered in the cost analysis.

1.3.1 Hydrogène hautement pressurisé ou liquide

Cette approche nécessite de maintenir l'hydrogène à des températures extrêmement basses (-253°C) pour le liquéfier, ou de le comprimer à des pressions élevées (350 à 700 bar). Ces processus exigent une quantité significative d'énergie pour liquéfier et retransformer l'hydrogène, entraînant ainsi une perte d'énergie de l'ordre de 25 à 35%. En raison de la température de stockage très basse, une quantité considérable de vapeur peut s'échapper pendant le transport. Cependant, ces vapeurs peuvent être utilisées comme carburant pour le navire transportant l'hydrogène. Cette méthode est particulièrement adaptée au transport sur de courtes distances et est couramment utilisée dans le contexte des véhicules à hydrogène.

1.3.2 Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)

Cette approche implique de lier l'hydrogène à une molécule organique, telle que le méthane, pour le transporter. Ce processus est réversible avec de légères pertes (0.1%), mais nécessite un voyage aller-retour plein pour chaque chargement d'hydrogène. Ce voyage doit d'ailleurs idéalement être alimenté par un carburant vert pour maximiser les gains environnementaux, particulièrement vu le fait que le chargement sera significativement plus lourd que pour le transport d'hydrogène pure. Cette méthode nécessite plus d'énergie que la précédente pour la conversion et reconversion (35-40%), mais elle est plus adaptée à de longues distances vu que les pertes lors du transport sont significativement moindres que pour l'hydrogène liquide.

1.3.3 Ammoniac

Le stockage de l'hydrogène sous forme d'ammoniac implique la création de cette molécule à l'aide d'azote pour former du NH_3 . Bien que nécessitant une énergie similaire pour la conversion et la reconversion que la méthode liquide (27-38% au total), l'ammoniac est considéré comme adapté à toutes les distances de transport vu que les légères pertes sous forme de vapeur peuvent entièrement être utilisées comme carburant pour le navire. De plus, il existe déjà des installations pour traiter l'ammoniac dans les ports, ce qui diminue les coûts d'infrastructure. Cette méthode nécessite de garder l'ammoniac à une température de -33°C , sous sa forme liquide.

1.4 Transport

Le volet du transport de l'hydrogène joue un rôle crucial dans la transition vers cette forme d'énergie renouvelable. Comme mentionné précédemment, la production et le stockage de l'hydrogène sont associés à des coûts élevés, une certaine pollution et une perte d'énergie. Du point de vue environnemental, l'hydrogène de meilleure qualité est généralement produit en utilisant de l'énergie renouvelable, surtout lorsqu'il y a un surplus de cette dernière. Cependant, un pays doté d'un surplus d'énergie renouvelable ne trouverait pas nécessairement avantageux de produire de l'hydrogène pour son propre usage, mais plutôt de l'exporter vers des régions où la transition vers une énergie plus propre est plus difficile.

La forme alternative de transport de l'hydrogène va varier en fonction de la distance à parcourir. En effet, pour de plus courtes distances, des pipelines peuvent être utilisés pour

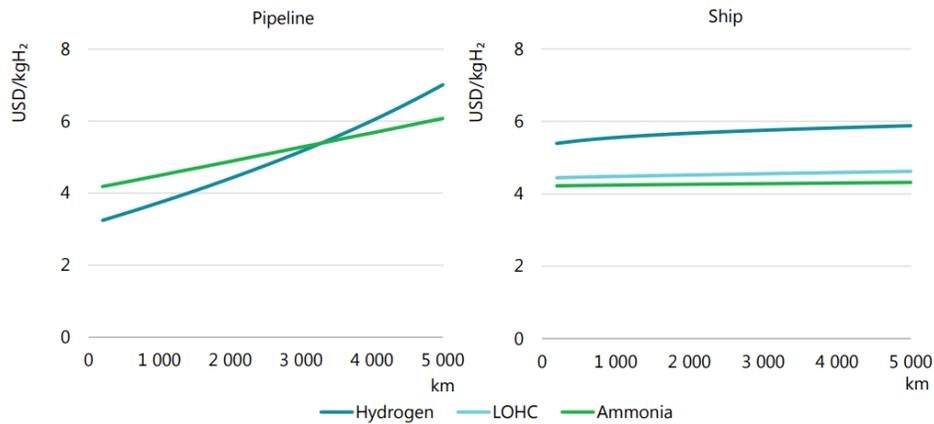
TABLEAU 2 – Caractéristiques des principales méthodes d’emmagasiner d’hydrogène. (The Future of Hydrogen, IEA, 2019)

Selected properties of hydrogen carriers				
		Liquid hydrogen	Ammonia	LOHC (MCH)
Process and technology maturity*	Conversion	Small scale: High Large scale: Low	High	Medium
	Tank storage	High	High	High
	Transport	Ship: Low Pipeline: High Truck: High	Ship: High Pipeline: High Truck: High	Ship: High Pipeline: High Truck: High
	Reconversion	High	Medium	Medium
	Supply chain integration	Medium/high	High	Medium
Hazards**		Flammable; no smell or flame visibility	Flammable; acute toxicity; precursor to air pollution; corrosive	Toluene: flammable; moderate toxicity. Other LOHCs can be safer.
Conversion and reconversion energy required***		Current: 25–35% Potential: 18%	Conversion: 7–18% Reconversion: < 20%	Current: 35–40% Potential: 25%
Technology improvements and scale-up needs		Production plant efficiency; boil-off management	Integration with flexible electrolyzers; improved conversion efficiency; H ₂ purification	Utilisation of conversion heat; reconversion efficiency
Selected organisations developing supply chain		HySTRA; CSIRO; Fortescue Metals Group; Air Liquide	Green Ammonia consortium; IHI Corporation; US Department of Energy	AHEAD; Chiyoda; Hydrogenious; Framatome; Clariant
<p>* High = proven and commercial; Medium = prototype demonstrated; Low = validated or under development; Small scale = < 5 tonnes per day; Large scale = > 100 tonnes per day.</p> <p>** Toxicity criteria based on inhalation.</p> <p>*** Given as a percentage of lower heating value of hydrogen; values are for hydrogen that could be used in fuel cells; lower-purity hydrogen would require less energy.</p> <p>Sources: Aakko-Saksaa et al. (2018), "Liquid organic hydrogen carriers for transportation and storing of renewable energy – Review and discussion", <i>Journal of Power Sources</i>; Bartels, (2008), "A feasibility study of implementing an Ammonia Economy", Iowa State University; Brown, (2017), "Round-trip efficiency of ammonia as a renewable energy transportation media", <i>Ammonia Energy</i>; Giddey (2017), "Ammonia as a renewable energy transportation media", <i>ACS Sust. Chem. Eng.</i>; Hansen (2017), "Solid oxide cell enabled ammonia synthesis and ammonia based power production"; Reuß et al. (2017), "Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model", <i>Applied Energy</i>; Wulf and Zapp, (2018), "Assessment of system variations for hydrogen transport by liquid organic hydrogen carriers", <i>International Journal of Hydrogen Energy</i>.</p>				

transporter de l’hydrogène gazeux. Pour de plus grandes distances, il devient plus avantageux d’exporter l’hydrogène par bateau soit sous forme d’ammoniac ou de LOHC. L’hydrogène liquide est la méthode la moins polluante pour transporter de l’hydrogène sur de longues distances, mais c’est également la plus coûteuse. Les Figures 4 et 5 résument bien la variation

du coût et des émissions par kilomètre parcouru. Il est important de mentionner que la grande majorité des coûts de transport proviennent du processus de conversion et de reconversion de l'hydrogène.

Figure 29. Full cost of hydrogen delivery to the industrial sector by pipeline or by ship in 2030 for different transmission distances



Notes: Hydrogen production cost = USD 3/kgH₂; assumes distribution of 100 tpd in a pipeline to an end-use site 50 km from the receiving terminal. More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.
Source: IEA 2019. All rights reserved.

Delivering hydrogen to the industrial sector is cheaper by pipeline for transmission distances below 1 500 km; above this distance LOHC and ammonia are cheaper options.

FIGURE 4 – Coût des différentes méthodes de transport en fonction de la distance à parcourir. (The Future of Hydrogen, IEA, 2019)

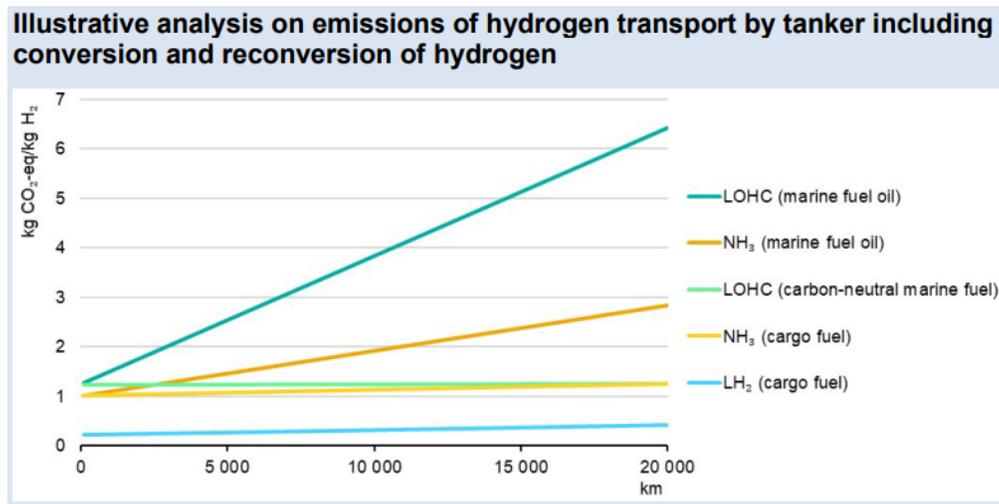


FIGURE 5 – Émissions en fonction de la distance à parcourir pour différents modes de transport.

1.5 Modélisation du transport d'hydrogène

Afin d'arriver à modéliser le transport d'hydrogène pour évaluer le rôle de ce vecteur énergétique, il faut d'abord déterminer la distance à parcourir entre les ports qui vont exporter et importer de l'hydrogène. Cette distance peut être facilement déterminée en sachant les coordonnées des ports principaux et en utilisant le module *searoute* de Python³. Pour une désagrégation mondiale en 28 régions provenant du modèle NEWAGE⁴, le résultat est la Figure 6.

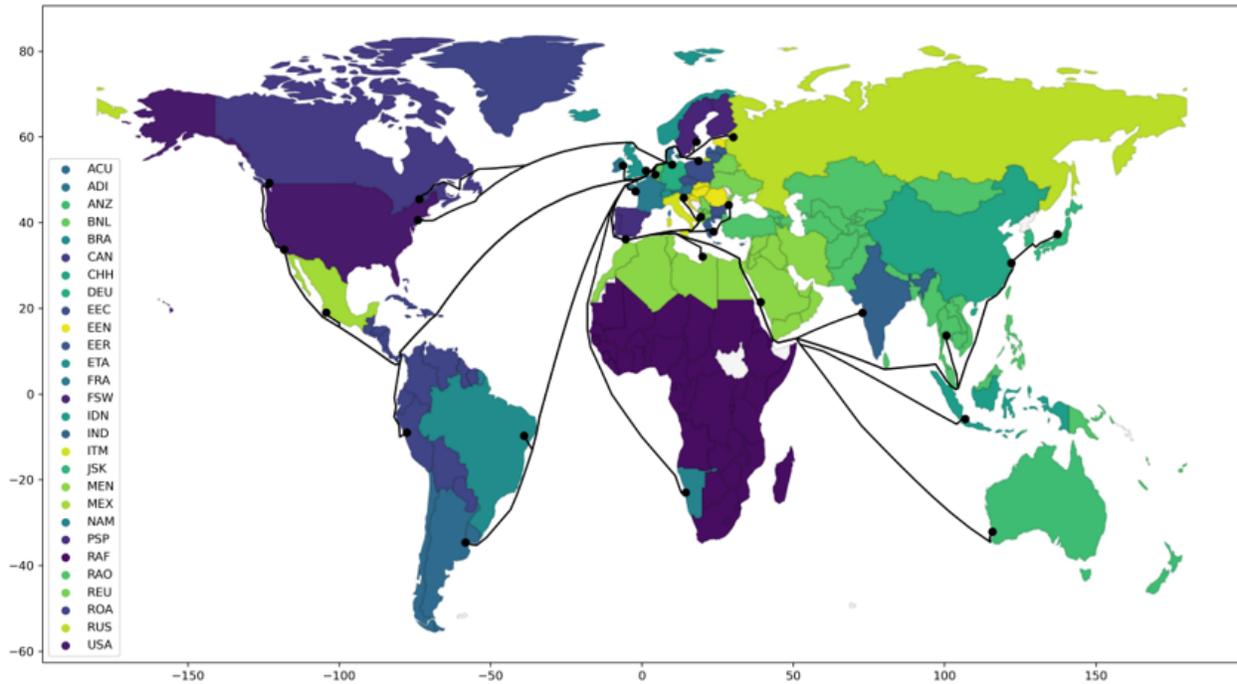


FIGURE 6 – Voies maritimes théoriquement empruntées pour exporter/importer de l'hydrogène à partir de l'Allemagne.

Intuitivement, on pourrait penser qu'il ne suffirait que de multiplier les régressions linéaires des Figures 4 et 5 par la distance parcourue pour avoir une bonne approximation des coûts et des émissions que produirait le transport d'hydrogène. Cependant, il s'agit d'une fausse approximation qui ne donnerait pas de bons résultats. En effet, cette section des notes de cours ne comprend qu'un résumé de la situation actuelle concernant l'hydrogène, et la réalité nécessite une analyse beaucoup plus détaillée. Notamment, pour chacune des régions, il faudrait avoir les données actuelles et projetées suivantes :

- Les émissions et les coûts liés à la consommation d'électricité aux ports exportateurs et importateurs.
- Les caractéristiques des infrastructures de traitement d'hydrogène présentes (capacité de stockage, de traitement d'ammoniac, temps de déchargement, etc.).
- La capacité de transport des navires, leur vitesse et la perte d'hydrogène lors du transport.

3. <https://pypi.org/project/searoute>

4. <https://www.ier.uni-stuttgart.de/en/research/models/NEWAGE/>

- Les caractéristiques des réseaux de distribution du port vers la destination finale.
- Le type d'utilisation finale (industrie, transport, etc.).
- Les capacités d'emmagasiner à long terme ainsi que leur durée de vie.

Il y a bien d'autres facteurs qui entrent en jeu dans cette modélisation de calibre mondiale, mais dans le contexte du TP, le temps était beaucoup trop limité pour passer à travers toutes ces caractéristiques. Si vous souhaitez obtenir plus d'informations sur le sujet, n'hésitez pas à consulter notamment le projet qui m'a permis de faire ce stage sur l'hydrogène nommé H2CliP - Hydrogen and Climate Partnership. Il s'agit d'une coopération en l'Allemagne et le Canada pour évaluer quel sera le rôle de l'hydrogène dans la transition énergétique, particulièrement dans un contexte d'échanges entre ces deux pays.