

# 2024年度成果報告書

## グリーンイノベーション基金事業／ 次世代船舶の開発／ 水素・アンモニア輸送次世代船舶の 経済性評価に関する調査

2025年3月

国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構  
(委託先) 一般財団法人次世代環境船舶開発センター

## まえがき

2020 年、我が国は「2050 年カーボンニュートラル」を宣言し、2050 年までに、温室効果ガスの排出を実質ゼロにする目標を掲げた。この目標を実現するべく、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構にグリーンイノベーション基金が造成され、官民で野心的かつ具体的な目標を共有した上で、これを経営課題として取り組む企業などに対して、研究開発・実証から社会実装までを継続して支援する事業を実施している。当該事業のうち「次世代船舶の開発」プロジェクトでは、国際海運におけるゼロエミッションの実現に向け、従来の重油から水素やアンモニア、LNG 等の新燃料への転換に必要なエンジン、燃料タンク、燃料供給設備等周辺機器の開発及び LNG 燃料船のメタンスリップ対策に係る研究開発を行っている。

「次世代船舶の開発」プロジェクトで開発中の技術を適用した船舶である次世代船舶の社会実装先の一つは、海外から日本への水素・アンモニア燃料の輸送船である。経済産業省が提案している 2030 年及び 2050 年の水素及びアンモニアの導入目標を実現させるためには、次世代船舶を用いた輸送船団の整備が必要となる。一般財団法人次世代環境船舶開発センター(GSC)では、この輸送船団を社会実装し、経済合理性を成立させるために、国立研究開発法人 海上・港湾・航空技術研究所の和中氏に指導を頂きながら、海上物流コストの予測、ならびに既存船用燃料とのコスト差を予測し、社会実装における課題の整理と今後の対策を取り纏めた。

さらに、2028 年に商業運航開始を予定しているアンモニア燃料輸送船の社会実装を支援する一環として、アンモニア供給環境（国内受入体制）を整備するための検討を行うため、アンモニア受け入れ基地を整備するための費用の調査と、水素・アンモニア燃料ターミナル等における規制の動向につき、元日本郵船の高橋氏、元国土交通省の田村氏および今出氏、また、一般財団法人クリーン燃料アンモニア協会の青山氏の協力も頂きながら、株式会社日本海洋科学（JMS）と共同で、この項目の調査を実施した。

# 目次

|                                                               |    |
|---------------------------------------------------------------|----|
| 1. 研究開発の成果と達成状況 .....                                         | 6  |
| 1.1. 要約 .....                                                 | 6  |
| 1.1.1. 和文要約 .....                                             | 6  |
| 1.1.2. 英文要約 .....                                             | 8  |
| 1.2. 調査項目 3.1 「水素・アンモニア輸送次世代船舶の経済性評価」 .....                   | 10 |
| 1.2.1. 調査項目 3.1.1 「水素・アンモニア輸送船団全体のトータルコスト及び GHG 削減量の予測」 ..... | 11 |
| (1) 調査手法 .....                                                | 11 |
| a) 水素・アンモニア年間海上輸送量の検討 .....                                   | 11 |
| b) 水素・アンモニア輸送距離の検討 .....                                      | 19 |
| c) 水素・アンモニア輸送船団の検討 .....                                      | 23 |
| d) 燃料生産コスト、燃料 GHG 強度の検討 .....                                 | 25 |
| e) 海上物流コスト推定法の整備 .....                                        | 28 |
| (2) シミュレーション条件 .....                                          | 32 |
| (3) シミュレーション結果（ベースケース） .....                                  | 32 |
| ① 計算スタート時点における各輸送船団の船団隻数 .....                                | 32 |
| ② 船団構成と燃料使用量の遷移 .....                                         | 33 |
| ③ 輸送コストの遷移 .....                                              | 34 |
| (4) シミュレーション結果（ケーススタディ） .....                                 | 36 |
| ① 現実的な液化水素キャリア建造とした場合の輸送量評価 .....                             | 36 |
| ② 積地候補地の影響評価 .....                                            | 41 |
| ③ 燃料コスト低減を考慮した輸送コスト評価 .....                                   | 44 |
| ④ 海外調達割合を変化させた場合の輸送コスト影響 .....                                | 50 |
| (5) 調査項目 3.1.1 のまとめ .....                                     | 53 |
| 1.2.2. 調査項目 3.1.2 「既存燃料船との海上物流コスト差の予測」 .....                  | 55 |
| (1) 調査手法 .....                                                | 55 |
| a) 輸送シナリオの整理 .....                                            | 56 |
| b) 各水素輸送媒体における年間輸送量推定 .....                                   | 57 |
| c) 各輸送船団スペック検討 .....                                          | 59 |
| (2) シミュレーション条件 .....                                          | 60 |
| (3) シミュレーション結果 .....                                          | 63 |
| ① 各輸送船団の経済性評価 .....                                           | 63 |
| ② 既存船団との値差分析 .....                                            | 67 |
| (4) まとめ（項目 3.1.2） .....                                       | 72 |
| 1.2.3. 調査項目 3.1 のまとめ .....                                    | 74 |
| 1.3. 調査項目 3.2 「水素・アンモニア供給環境の整備に関する調査」 .....                   | 76 |

|        |                                                    |    |
|--------|----------------------------------------------------|----|
| 1.3.1. | 調査項目 3.2.1 「国内既存 LNG 受入基地および検討中のアンモニア受入基地の調査」 .... | 76 |
| (1)    | 国内既存 LNG・アンモニア受入基地の調査 .....                        | 76 |
| ①      | 調査対象とする受入基地 .....                                  | 76 |
| a)     | 調査対象とする LNG 受入基地 .....                             | 76 |
| b)     | 調査対象とするアンモニア受入基地 .....                             | 78 |
| ②      | 受入可能な船舶の最大主要目 .....                                | 78 |
| a)     | LNG 受入基地 .....                                     | 79 |
| b)     | アンモニア受入基地 .....                                    | 81 |
| (2)    | 受入基地整備費用 .....                                     | 81 |
| ①      | 受入基地整備費用 .....                                     | 81 |
| a)     | アンモニア貯蔵タンク .....                                   | 81 |
| b)     | アンモニア受入設備（ローディングアーム） .....                         | 83 |
| c)     | その他の設備費用 .....                                     | 83 |
| d)     | まとめ .....                                          | 84 |
| ②      | 基地整備費用補正 .....                                     | 86 |
| a)     | 為替補正 .....                                         | 86 |
| b)     | 容量補正 .....                                         | 86 |
| c)     | 物価上昇率補正 .....                                      | 86 |
| ③      | 想定受入基地整備費用（補正後） .....                              | 88 |
| 1.3.2. | 調査項目 3.2.2 「LNG 受入基地からアンモニア受入基地への変更可能性調査」 .....    | 89 |
| (1)    | LNG 受入基地からアンモニア受入基地への転換における変更内容・課題 .....           | 90 |
| ①      | LNG 受入基地からアンモニア受入基地への転換における優位性 .....               | 90 |
| ②      | LNG とアンモニアの物性について .....                            | 91 |
| ③      | LNG タンクの種類とアンモニアタンクへの転用可能性 .....                   | 91 |
| a)     | 地上式：金属二重殻 .....                                    | 91 |
| b)     | 地上式：PC 外槽二重殻 .....                                 | 92 |
| c)     | 地下式：メムブレ内槽 .....                                   | 92 |
| ④      | LNG 基地からアンモニア基地への転換における課題 .....                    | 92 |
| a)     | タンクに関する課題 .....                                    | 92 |
| b)     | 設備機器等に関する課題 .....                                  | 93 |
| ⑤      | LNG 基地からアンモニア基地への転換における変更内容 .....                  | 93 |
| a)     | SCC・腐食への対策 .....                                   | 93 |
| b)     | 温度管理システムの改造 .....                                  | 94 |
| c)     | 密度が異なることに応じた強度評価、収納容量の変更 .....                     | 94 |
| d)     | 安全対策設備の拡充 .....                                    | 94 |
| (2)    | LNG タンクからアンモニアへの転換費用 .....                         | 95 |
| ①      | LNG 受入基地からアンモニア受入基地への転換に際し想定される追加整備項目 .....        | 95 |
| a)     | 低温低圧液の大型貯蔵タンクの整備 .....                             | 95 |

|        |                                                                        |     |
|--------|------------------------------------------------------------------------|-----|
| b)     | ローディングアーム .....                                                        | 96  |
| c)     | 燃料配管系統のアンモニア仕様への変更 .....                                               | 96  |
| ②      | LNG 受入基地からアンモニア受入基地への転換費用 .....                                        | 97  |
| a)     | 既往文献による転換費用の推定 .....                                                   | 97  |
| b)     | コーティング施工費用 .....                                                       | 98  |
| 1.3.3. | 調査項目 3.2.3 「水素・アンモニア燃料ターミナル等における受入や払出、バンカリングに係る関係規制及びその対応に関する調査」 ..... | 99  |
| (1)    | 調達した新燃料の貯蔵・供給に係る適用法令 .....                                             | 100 |
| a)     | 高圧ガス保安法（液化水素、液化アンモニア、LNG） .....                                        | 102 |
| b)     | 消防法（液化水素、液化アンモニア、LNG、メタノール） .....                                      | 103 |
| c)     | 毒物及び劇物取締法（液化アンモニア、メタノール） .....                                         | 104 |
| d)     | 建築基準法（液化水素、液化アンモニア、LNG、メタノール） .....                                    | 104 |
| e)     | 大気汚染防止法（液化水素、液化アンモニア、LNG、メタノール） .....                                  | 106 |
| f)     | 悪臭防止法（液化アンモニア） .....                                                   | 107 |
| g)     | 水質汚濁防止法（液化アンモニア） .....                                                 | 108 |
| (2)    | バンカリングに係る関連ガイドライン .....                                                | 109 |
| ①      | LNG バンカリングガイドライン .....                                                 | 109 |
| ②      | アンモニアバンカリングガイドライン .....                                                | 114 |
| ③      | 水素バンカリングガイドライン .....                                                   | 118 |
| ④      | メタノールバンカリングガイドライン .....                                                | 118 |
| 2.     | 研究発表・講演、文献、特許等の状況 .....                                                | 120 |
| 2.1.   | 研究発表・講演 .....                                                          | 120 |
| 2.2.   | 論文 .....                                                               | 120 |
| 2.3.   | 特許等 .....                                                              | 120 |
| 2.4.   | 受賞実績 .....                                                             | 120 |
| 2.5.   | 成果普及の努力（プレス発表等） .....                                                  | 120 |

# 1. 研究開発の成果と達成状況

## 1.1. 要約

### 1.1.1. 和文要約

調査項目（3.1）では、水素・アンモニア輸送船団の輸送コストの算出や、輸送条件を変化させたケーススタディによる輸送コストの変化、さらには水素・アンモニア、メタン等のグリーン貨物を輸送する次世代船団と LNG やメタノール等の既存の貨物を輸送する既存船団の海上物流コストを比較することで、経済面における次世代船団の最適計画と環境規制等の施策の必要性について評価を実施した。

具体的には、次に挙げる 2 つの調査を実施しており、1 つは調査項目（3.1.1）「水素・アンモニア輸送船団全体のトータルコスト及び GHG 削減量の予測」として、当該輸送船団が国内へ水素及びアンモニアを海上輸送する際の船団構成や輸送コストの算出と、いくつかのケーススタディを行うことによって、輸送最適化について検討を行うものである。2 つ目は調査項目（3.1.2）「既存燃料船との海上物流コスト差の予測」として、水素を様々な輸送媒体で輸送とした次世代船団の輸送コストと LNG やメタノールといった既存船団での輸送コスト比較を行い、既存船団と次世代船団との値差や、環境規制が次世代貨物輸送の移行に与える影響評価についての検討である。

なお、これらの検討では様々な輸送条件における輸送コストや船団構成遷移をシミュレーションする必要があるが、今回は GSC が海上技術安全研究所と共同で開発した「GX フリート・シミュレーター」を活用した。

ここで、本調査項目（3.1）を通じて得られた知見を以下に整理する。

調査項目（3.1.1）の「水素・アンモニア輸送船団の海上物流コスト評価」では、液化水素輸送と液化アンモニア輸送のコスト比較をもとにいくつかのケーススタディを含めて最適な輸送計画の検討を実施した。シミュレーションの結果、輸送コストにおいて「CAPEX（船団整備投資）」と「燃料コスト」が大きな割合を占めることが明らかになった。また、ケーススタディではこれらの要素が直接的に影響する条件設定によって輸送コストが大幅に変動することが確認された。

特に、各輸送船団における“船団隻数”は CAPEX と燃料コストに密接に関係していることから、輸送計画を行う上で船団隻数を最適化することが、上記 2 つの要素を抑制するカギとなることが示された。したがって、水素・アンモニア輸送の社会実装を進めるには、船価の低減や輸送媒体の選定に加え、船団隻数を抑制するための計画（例えば、船舶の大型化など）が戦略的に重要であることが示された。

調査項目（3.1.2）の「既存燃料船との海上物流コスト差の予測」では、エネルギー等価ベースにおける様々な水素輸送媒体の輸送コストシミュレーションを、既存船団である LNG 輸送やメタノール輸送なども含んで実施し、次世代船団の競争力についての評価を実施した。その結果、輸送媒体の物性的特徴による「体積当たりのエネルギー輸送効率」と、各輸送媒体の「既存キャリアの載荷容積」が輸送コストにおいて重要な要素であることが明らかになった。特に、液化メタンによる水素輸送は、低位発熱量と密度の関係からエネルギー輸送効率が高く、既存の大型船を活用できるため、最も安価な輸送手段であることが示された。ただし、輸送後に水素を取り出すプラントコストなどは含んでおらず、あくま

で海上輸送にのみ着目している点は注意が必要である。

次に、既存船団と次世代船団の値差について分析した結果、「CAPEX」による値差が大きな要素であることが明らかとなった。一方で、「環境規制による罰金」といった施策が LNG 輸送船団のコストを押し上げるため、次世代船団との値差が縮小する傾向から、値差を考えるうえでこれらのバランスが重要であることが確認できた。これらの結果から、次世代船団のコスト競争力が向上させるためには、CAPEX 低減に資する技術的な課題解決に加え、今後決まるであろう国際海運における環境規制などの政策的な施策が重要であることが定量的な分析から得られた。

以上より、調査項目（3.1）では、経済産業省が提案している 2030 年から 2050 年の水素・アンモニア導入目標を基盤とし、さまざまな条件でのシミュレーションを実施した結果、特に輸送コストに直結する「船団規模」と既存船団の次世代船団との輸送コスト差を縮める「環境規制」という 2 点が、将来的な水素・アンモニア輸送船団の社会実装において重要な要素であることが分かった。

調査項目（3.2）「水素・アンモニア供給環境の整備に関する調査」では、以下の 3 項目の調査を実施した。

国内既存 LNG・アンモニア受入基地の調査として、国内にある既存の LNG 受入基地及びアンモニア受入基地のうち代表的な受入基地を対象とし、受入可能な船舶の最大主要目を調査した。さらに、現在計画されているアンモニア受入基地の整備費用を算出するための検討を実施した。想定される大型アンモニア運搬船の主要目および対象船の許容水深を設定し、対象受入基地での受入可能性を検討した。整備費用については、各種既往調査に基づいて概略費用を算出するための検討を実施した。

LNG 燃料のサプライチェーンを活用し、アンモニア燃料のサプライチェーンに転換可能か検討するため、LNG 受入基地からアンモニア受入基地への転用可能性調査を実施した。主にタンク設備に関する変更内容や課題を抽出し、また転用に要する概略費用を算出するための検討を実施した。アンモニアがタンク内槽におよぼす応力腐食割れ（SCC）への対策、転換対象とする既設の LNG タンクが開放検査を不要としている場合の対応などの課題がある。具体的な転換プロジェクトの進展に応じた継続的な調査が求められる。

LNG 燃料船に引き続いて、水素・アンモニア燃料船等の商用運航の開始を見据え、これら代替燃料船を国内の造船所において建造し、これに搭載するエンジン等の舶用機器を国内のメーカーが開発・製造するため、調達した新燃料を構内で貯蔵・供給する上で求められる関係法令規則等の整理が求められている。本調査では、造船・舶用事業者が、それぞれ造船所・舶用メーカーの工場において代替燃料（液化水素、液化アンモニア、LNG、メタノール）を貯蔵・供給する上で、造船・舶用事業者にかかる法規制を整理した。また、引渡し前の試運転中の操船は、造船所側の所掌によって実施されることから、船舶に代替燃料を補給する上で適用するバンカリングに関するガイドラインについて整理した。

### 1.1.2. 英文要約

The study of Section 3.1 was evaluated the optimal economic planning of next-generation fleets for transporting hydrogen and ammonia, as well as the necessity of policy measures such as environmental regulations. The evaluations were conducted on simulating the costs for hydrogen and ammonia ocean transport fleets under various transport conditions and comparison of ocean transport costs, OPEX and CAPEX between next-generation fleets transporting green cargo (such as hydrogen, ammonia, methane, and green methanol) and existing fleets transporting conventional cargo (such as LNG and methanol).

This section comprises two major parts. The first part is Section 3.1.1, "Total Cost and GHG Reduction Forecast for Hydrogen and Ammonia Ocean Transport Fleets" shows analyzed results of fleet composition and transportation costs for ocean transporting of hydrogen and ammonia from sites overseas to Japanese ports. It also includes some case studies to examine transportation optimization. The second part is Section 3.1.2, "Cost Comparison with Existing Fuel Fleets" compares the transportation costs of next-generation fleets using various kinds of hydrogen transport cargo media with those of existing fleets for such as LNG and methanol. This analysis evaluates cost differences between the two fleet types and evaluates the impact of environmental regulations on the transition of the cargo transportation from existing fleet to next-generation fleet.

In order to conduct these analyses, it is necessary to simulate transportation costs and fleet composition transitions under various transport conditions. For this purpose, the "GX Fleet Simulator," jointly developed by GSC and the National Maritime Research Institute, was utilized.

The study's brief conclusions are summarized below.

In the study of Section 3.1.1 compared the ocean transport costs of liquefied hydrogen and liquefied ammonia, including case studies to determine optimal transport planning. The simulation results show that "CAPEX (fleet investment)" and "fuel costs" constitute the majority of transport costs. Case studies also indicate that changes of various conditions directly affect these factors of transportation costs significantly.

Especially, the "number of fleet vessels" is closely linked to CAPEX and fuel costs. Therefore, the optimizing the fleet size is crucial for controlling costs. It means, strategies such as reducing vessel production cost, selecting optimal transport media of cargo, and minimizing the number of fleet vessels (e.g., by increasing vessel size) are important for promoting the societal implementation of hydrogen and ammonia transport.

In the study of Section 3.1.2, a simulation was conducted for comparing the transport costs based on energy equivalence between the existing fleets for such as LNG and methanol transport and the next-generation fleets for liquefied hydrogen and liquefied ammonia. The results indicate that two key factors influence transportation costs: (1) "energy transport efficiency per unit volume," determined by the physical properties of the transport cargo medium, and (2) "loading capacity of existing vessels" for each transport cargo medium.

Among various transport methods, hydrogen transport via liquefied methane exhibits high energy transport efficiency due to the relationship between lower heating value (LHV) and density. Additionally, the ability to utilize

existing large vessels makes it the most cost-effective option. However, the analysis focuses solely on ocean transport and does not include costs associated with hydrogen extraction from transported media, which must be considered separately.

Further analysis of cost differences between existing fleets and next-generation fleets shows that "CAPEX" is a major cost differentiator. On the other hand, environmental policy such as "penalty according to environmental regulations" increase the cost of LNG transport fleets and reducing the cost gap between the two fleet types, hydrogen and LNG. This highlights the importance of balancing these factors when assessing cost differences.

These results indicate that enhancing the cost competitiveness of next-generation fleets requires both CAPEX reduction and policy measures. Also, the trends of international maritime environmental regulations under discussion at IMO will significantly impact the economic feasibility of next-generation fleets.

From the above, this study conducted simulations under various conditions based on hydrogen and ammonia introducing targets for 2030–2050 by Japan's Ministry of Economy, Trade and Industry. The results indicate that two critical factors for the future societal implementation of hydrogen and ammonia transport fleets are: (1) "fleet size," which directly impacts transport costs, and (2) "environmental regulations," which help narrowing the cost gap between existing fleets and next-generation fleets.

Three surveys were conducted under in the study of Section 3.2, Implementation of Hydrogen and Ammonia Supply Environment.

The first survey assessed the expected dimensions of very large ammonia vessels and evaluated the feasibility of accommodating them at existing LNG and ammonia import terminals in Japan. Additionally, a study was conducted to estimate the construction costs of ammonia receiving terminals based on existing surveys.

The second survey explored the potential for converting an LNG supply chain to an ammonia fuel supply chain. The survey identified necessary modifications and challenges related to the conversion of existing LNG tank facilities. Key issues include measures against stress corrosion cracking (SCC) caused by ammonia on the inner shell of storage tanks and the need for internal tank inspections which are not typically required for LNG storage tanks. Further technical surveys are necessary as projects progress to estimate the rough costs associated with the conversion.

Considering the development and construction of hydrogen-fueled and ammonia-fueled vessels following LNG-fueled vessels, it is essential for manufacturers and shipyards to comply with laws and regulations for storing and supplying alternative fuels to engines in manufacturing facilities and shipyards. The third survey reviewed domestic laws and regulations applicable to manufacturers and shipyards for the storage and supply of liquefied hydrogen, liquefied ammonia, LNG, and methanol.

## 1.2. 調査項目 3.1 「水素・アンモニア輸送次世代船舶の経済性評価」

本調査項目では NEDO 調査仕様書に基づき、大きく分けて以下の 2 テーマについて調査を実施し、その結果と評価について取りまとめている。

### 調査項目 (3.1.1)「水素・アンモニア輸送船団全体のトータルコスト及び GHG 削減量の予測」

本調査項目では、アンモニア燃料アンモニア輸送船など次世代船舶の社会実装を目指すにあたり、該船団の建造コスト (CAPEX)、運航コスト (OPEX) 等を明らかにするため、以下に示す輸送シナリオに則り、船団計画をシミュレートすることでそれら海上物流コストの推定を行う。なお、ここでいう船団計画とは船団の時系列的な遷移を想定し、例えば重油焚船団で当初構成されたものが、環境規制などの影響から次世代船舶へ移り変わる様子を示すものを想定する。輸送シナリオは経済産業省が掲げている 2030 年から 2050 年における水素・アンモニア導入目標を実現させることを基盤とし、船舶のサイズや燃料コストなど輸送に関わる条件を変更した複数のシナリオケースを考える。具体的には、年間海上輸送量 (トンマイル)、船舶主要目 (サイズ、貨物積載量)、船舶性能 (船速、燃費)、船価、燃料価格や燃料 GHG 強度値などをパラメトリックに変更可能とすることで、輸送シナリオ毎のシミュレーションを実施する。なおこれらの値に関しては GSC の知見や調査データ、必要に応じてヒアリング等にて推定し、最終的なシナリオ条件や値に関しては NEDO と協議の上決定することとする。シミュレーションの結果、各種環境規制の影響から船団構成が遷移していく様子や、その結果に基づく海上物流コストをケース毎に比較・評価することで最適な船団構成をケーススタディにて明らかにする。

### 調査項目 (3.1.2)「既存燃料船との海上物流コスト差の予測」

(3.1.1)で算出した次世代貨物の輸送船団 (以下、次世代船団) による海上物流コストと、既存貨物の輸送船団である LNG 燃料 LNG 輸送船団、メタノール燃料メタノール輸送船団 (以下、既存船団) における海上物流コストを比較することで、次世代船団による水素・アンモニア輸送の経済性を評価するとともに、次世代船舶へ移行するための値差補填額等の施策根拠を明らかにする。なお、比較対象船団の年間輸送量 (トンマイル) は調査項目 (3.1.1) にて想定した液化水素輸送量と等しい熱量をそれぞれの貨物で輸送すると仮定し、海上物流コストを算出する。既存貨物船団の海上物流コストを算出する際は、各種環境規制で考えられている炭素税や罰金、または政府機関等で導入が議論されている値差補填等をシミュレーション内で考慮したものとし、その結果を次世代貨物船団と比較・評価を行うことで施策効果等を明らかにする。

以下の 1.2.1 と 1.2.2 では各項目について調査手法や検討条件、結果についてまとめて、1.2.3 項にて調査項目 3.1 における全体のまとめを記載することとする。

### 1.2.1. 調査項目 3.1.1 「水素・アンモニア輸送船団全体のトータルコスト及び GHG 削減量の予測」

#### (1) 調査手法

次世代船団が水素・アンモニアを 2050 年までに海上輸送するための複数の輸送シナリオを作成し、海上技術安全研究所と共同で開発した「GX フリート・シミュレーター」を活用して輸送船団の船団計画シミュレーションを行うことで、経済的に最適な船団構成を時系列的に明らかにする。

具体的には、経済産業省が提案している 2030 年から 2050 年における水素・アンモニア導入目標を実現させ、且つそれらを輸送する船団が経済的に最適となる構成を検討するため、船舶のサイズや燃料コストなど輸送に関わる条件を変更した複数のシナリオに基づいたケーススタディを行う。なお NEDO との事前協議の結果、本検討にて想定する輸送貨物は液化水素と液化アンモニアの 2 種とし、メチルシクロヘキサン（MCH）による水素輸送に関しては本調査の中では検討しないこととした。

上記検討を行うために、以下手順にてシミュレーション条件の検討を進める。

- a.) 水素・アンモニア年間海上輸送量の検討
- b.) 水素・アンモニア輸送距離の検討
- c.) 水素・アンモニア輸送船団の検討
- d.) 燃料生産コスト、燃料 GHG 強度の検討
- e.) 海上物流コスト推定法の整備<sup>11</sup>

これらの検討をもってシミュレーション条件を設定し、シミュレーションおよび経済性の評価を実施する。なお、上記項目 a.) ～d.) に関連する年間海上輸送量（トンマイル）、船舶主要目（サイズ、貨物積載量）、船舶性能（船速、燃費）、船価、燃料価格や燃料 GHG 強度値等に関しては、パラメトリックに数値を変化させることでケーススタディを行い、輸送船団の海上物流コストと経済的に最適な船団構成や輸送条件を検討する。なおケーススタディに関しては、NEDO と協議の上でいくつかの輸送シナリオを想定し、それら想定条件に合致するよう各種パラメーターを変更し、シミュレーションを実施している。

以下に各項目における詳細な実施方法、および検討の結果を示す。

#### a) 水素・アンモニア年間海上輸送量の検討

本検討を行うに当たり、想定する船団の輸送貨物が「水素として利用するための水素／アンモニア」と「アンモニアとして直接利用するためのアンモニア」をどれくらい年間輸送するかという、年間海上輸送量を推定する必要がある。本検討における水素・アンモニアのそれぞれの輸送量は本調査事業の仕様書に記載の指示に則り、経済産業省（以下、経産省）が公表している資料（表 1.2.1-6 に掲載）をベースに見積もることとする。

また大前提として、本調査事業内で扱う水素とアンモニアに関してはいずれも再生可能エネルギー等を利用した低炭素水素、或いは低炭素水素を利用したアンモニアを想定し、ここではそれぞれ“グリーン水素”、“グリーンアンモニア”と呼ぶこととする。

#### a-1) 水素

本検討では経産省の水素導入目標の内、水素を液化水素として輸送する量、水素をアンモニアとして輸送する量について検討を行う。経産省も導入目標では2030年から10年毎に2040年、2050年と目標を定めているため、本検討内においても同タイミングにおける輸送量を満足するような設定をベースとする。

一方で、現在のNEDOのグリーンイノベーション基金事業“大規模水素サプライチェーンの構築”内での最新進捗報告やオーストラリアの国内水素戦略の見直しなどによる背景から、2030年における液化水素輸送は現実的ではないという点を考慮し、本検討内においては5年遅れの2035年から液化水素輸送を開始するとした。(2030年時の水素導入目標量が2035年時の目標となる)

液化水素における水素の年間輸送量に関しては以下を考慮して算出することとする。

#### 海外調達割合

経産省の導入目標は国内での利用量を積み上げた目標値である。よって、実際の調達方法としては「国内生産」と「海外調達」の2パターンを考慮する必要があり、本検討では海上輸送による「海外調達」量を推定する必要がある。

本検討のスタート段階では、これらに関連する資料としてIEAの公表している「Hydrogen Production Projects Database(2023)」といった各地域における生産プロジェクトリストが存在するが、これらの多くはConceptやFeasibility Study(FS)の段階といったものであり、積み上げて海外調達可能量などを推定することは困難、且つ将来的に変動する可能性が高い。

よって、本検討では「国内生産：海外調達」の割合を「4：6」と、海外調達分が「水素導入目標全体の6割を占める」と仮定することとする。

#### 水素輸送方式の割合(LH2、MCH、LNH3)

現在、海外からの水素海上輸送媒体として液化水素(LH2)、メチルシクロヘキサン(MCH)、液化アンモニア(LNH3)の主に3種が検討されている。本調査の中で必要な液化水素の輸送量、液化アンモニアの輸送量を把握するためには、上述した海外からの水素調達割合6割の内、3種の輸送割合を設定する必要がある。

ここでは以下の図1.2.1-1に示す通り、それぞれの生産プロジェクトや輸送のコストイメージ、輸送船の規則面での制約、及びNEDOとの事前協議から以下の値を初期値として輸送割合を振り分けることとする。

経産省水素導入目標の海外調達割合「6割」

= 液化水素：メチルシクロヘキサン：液化アンモニア

= 2割：1割：3割 = (6割の内) 1/3：1/6：1/2

※MCHはIBCコードにおけるケミカルタンカーに係るタンク容量制限(3,000m<sup>3</sup>以下)が制約とな

り、現状大型運搬船での輸送にハードルがあると想定

※水素、アンモニア割合に関しては輸送コストイメージからアンモニアに多少優位性があるという観点で振り分け

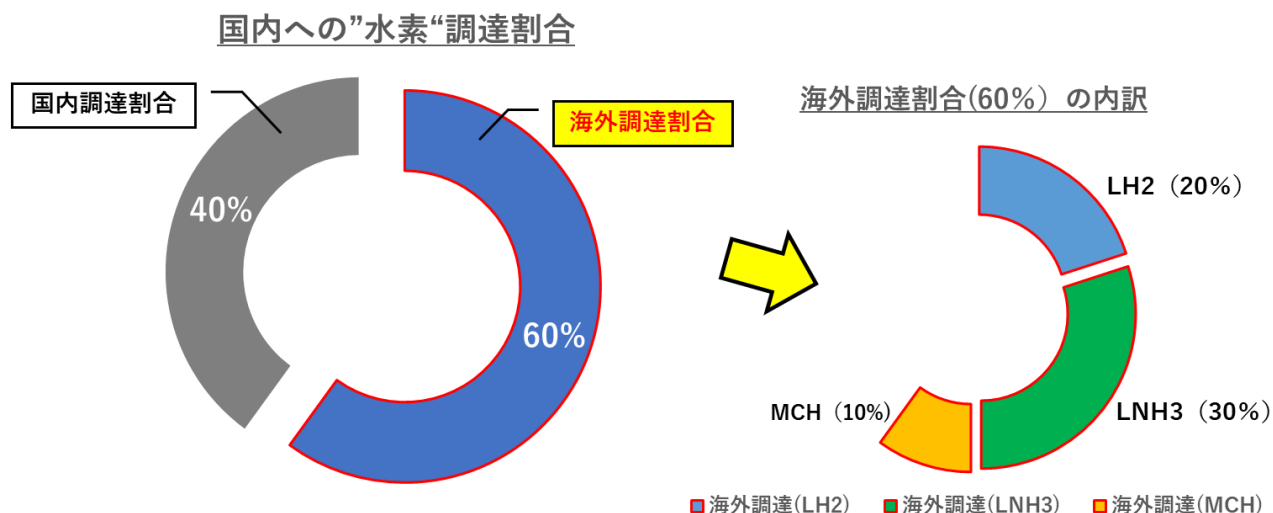


図 1.2.1-1 国内への“水素”調達内訳

#### a-2) アンモニア

アンモニアに関しても経産省のアンモニア導入目標をベースとして年間輸送量を推定するが、その際に水素と同様「国内生産」割合と「海外調達」割合を設定する必要がある。

一方で、各地域におけるグリーンアンモニアの生産コスト差に関しては主に再生可能エネルギー等の電力コストが主要因となっていることから、電力コストが相対的に安価である地域のアンモニアが安価であると言える。これはグリーン水素の生産コストに関しても同様である。よって、安価であるグリーン水素を国内へ輸入し、国内でグリーンアンモニアとすることはコスト増加の面から積極的に行うメリットが少ないと想像できる。

以上のことより、アンモニアに関しては生産コストが安価である国外からの調達のみと仮定し、本検討では経産省アンモニア導入目標量すべてを海外からの海上輸送と想定する。

上記の「液化水素輸送量」、「液化アンモニア輸送量」を以下の表 1.2.1-1～表 1.2.1-3 にまとめる。なお、経産省における水素導入目標値には、アンモニア導入目標分（2030 年 300 万トン、2050 年 3000 万トン）が水素換算されてまとめられている点は留意が必要である。そのため、表 1.2.1-1 では水素導入目標の内、アンモニア分を除いて考えるために、純粹に「水素」として必要な導入目標量を示している。そのほか、

表 1.2.1-2～表 1.2.1-3 にはこれまで列記した条件をベースにそれぞれの年間輸送量をまとめている。

表 1.2.1-1 経産省水素導入目標（アンモニア換算分を含まない）

| 表3.1-3 [r3]                             |      | アンモニア換算分          |   |              | ① - ②<br>経産省水素導入目標量*6<br>(アンモニア分を含まない) |
|-----------------------------------------|------|-------------------|---|--------------|----------------------------------------|
| ①<br>経産省水素導入目標量*1<br>(アンモニアを水素換算した量も含む) |      | アンモニア<br>導入目標*2*3 | ⇒ | ②<br>水素換算分*4 |                                        |
| 2030                                    | 300  | 300               | ⇒ | 47.0         | 253.0                                  |
| 2040                                    | 1200 | 1650              | ⇒ | 258.5        | 941.5                                  |
| 2050                                    | 2000 | 3000              | ⇒ | 470.0        | 1530.0                                 |

\*1 経産省が別途公表しているアンモニア導入目標（2030年300万トン、2050年3000万トン）を水素に熱量換算している量も含まれた水素導入目標量

\*2 「第20回 産業構造審議会 グリーンイノベーションプロジェクト部会 エネルギー構造転換分野ワーキンググループ」資料よりアンモニア導入目標量を抜粋

\*3 アンモニアの2040年導入目標は資料内に設定が無いため、2030年と2050年の値にて線形補間

\*4 水素→アンモニア換算は熱量換算で算出（120.0GJ/ton, アンモニア：18.8GJ/ton）

\*5 2024.10.31NEDO殿との定例会議より、水素輸送はプロジェクト進捗状況を加味し、5年後ろ倒しの2035年から輸送されると仮定。

\*6 最終計算値は四捨五入

表 1.2.1-2 本検討における液化水素輸送量

|         | 導入目標量*1<br>(経産省設定値)<br>[万トン] | 海外調達割合<br>(GSC設定値) |    | 輸送割合*2<br>(GSC設定値) | 液化水素<br>輸送量*4<br>[万トン] |
|---------|------------------------------|--------------------|----|--------------------|------------------------|
| 液化水素輸送量 |                              |                    |    |                    |                        |
| 2035*3  | 253.0                        | 60%                | の内 | 1/3                | ⇒ 50.5                 |
| 2040    | 941.5                        | 60%                |    | 1/3                | ⇒ 188.5                |
| 2050    | 1530.0                       | 60%                |    | 1/3                | ⇒ 306.0                |

\*1 アンモニア分を含まない水素導入目標量（表3.1-2参照）

\*2 経産省導入目標の内、水素利用分を液化水素で輸送すると想定した分（全体の60%×1/3）

\*3 2024.10.31NEDO殿との定例会議より、水素輸送はプロジェクト進捗状況を加味し、5年後ろ倒しの2035年から輸送されると仮定。

\*4 最終計算値は四捨五入

表 1.2.1-3 本検討における液化アンモニア輸送量

|                                 |      | 導入目標量<br>(経産省設定値)<br>[万トン] | 海外調達割合<br>(GSC設定値) | 輸送割合*3<br>(GSC設定値) | NH3輸送予定の水<br>素量<br>[万トン] | アンモニア<br>換算量*1*4<br>[万トン] |
|---------------------------------|------|----------------------------|--------------------|--------------------|--------------------------|---------------------------|
| 液化アンモニア輸送量（水素をアンモニアとして輸送する分を含む） |      |                            |                    |                    |                          |                           |
| -水素分*2                          | 2030 | 253.0                      | 60%                | 1/2                | ⇒ 76.0                   | ⇒ 485.0                   |
|                                 | 2040 | 941.5                      | 60%                | 1/2                | ⇒ 282.5                  | ⇒ 1803.0                  |
|                                 | 2050 | 1530.0                     | 60%                | 1/2                | ⇒ 459.0                  | ⇒ 2930.0                  |
| -アンモニア分                         | 2030 | 300                        | 100%               |                    |                          | 300                       |
|                                 | 2040 | 1650                       | 100%               |                    |                          | 1650                      |
|                                 | 2050 | 3000                       | 100%               |                    |                          | 3000                      |

\*1 水素→アンモニア換算は熱量換算で算出（120.0GJ/ton、アンモニア：18.8GJ/ton）

\*2 アンモニア分を含まない水素導入目標量（表3.1-2参照）

\*3 経産省導入目標の内、水素利用分をアンモニアで輸送すると想定した分（全体の60%×1/2）

\*4 最終計算値は四捨五入



図 1.2.1-2 水素導入ロードマップ

（引用元：経産省 エネルギー・非化石エネルギー転換技術戦略 2024）

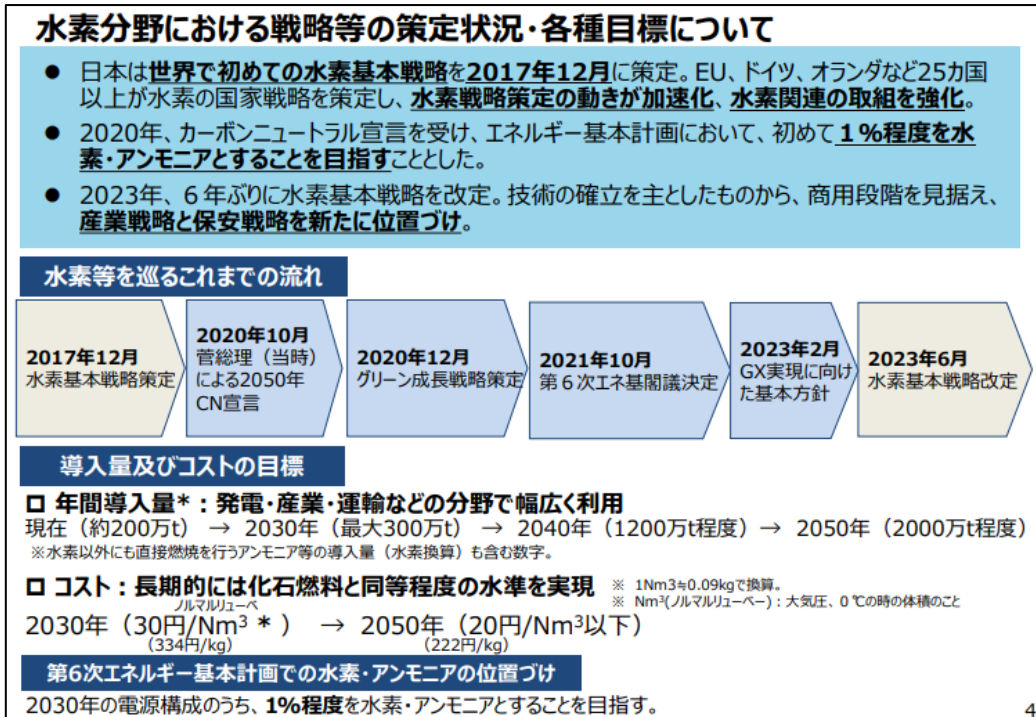


図 1.2.1-3 水素導入戦略と目標

（引用元：第20回 産業構造審議会 グリーンイノベーションプロジェクト部会 エネルギー構造転換分野ワーキンググループ）

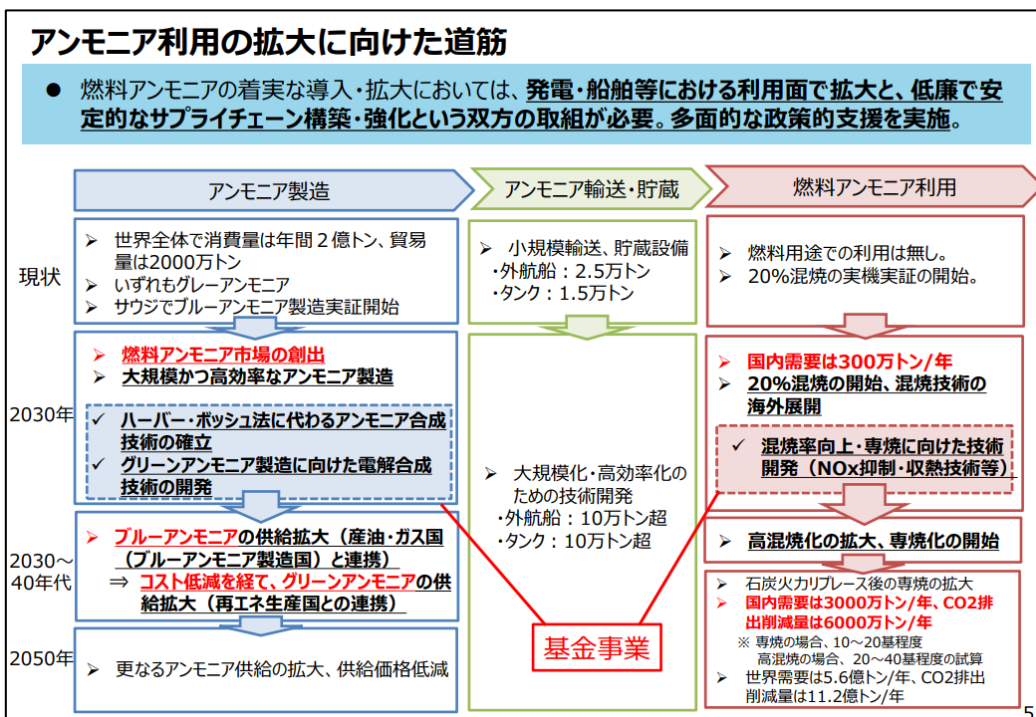


図 1.2.1-4 アンモニア導入ロードマップ

（引用元：第20回 産業構造審議会 グリーンイノベーションプロジェクト部会 エネルギー構造転換分野ワーキンググループ）

### a-3) 船用燃料

経産省の資料によればこれらの導入目標の中には所謂船舶の燃料としての水素・アンモニア量は含まれていない。一方で特にアンモニアに関しては既に国内外において外航アンモニア燃料船の開発、受注が進んでいる背景を鑑みると、本検討においても船用燃料分の海上輸送も考慮することが望ましいと考える。ただし、水素の船用燃料に関しては、現状、大型水素燃料船のプロジェクトが少ないこと、且つ利用先も内航船等の小型船を対象とした議論が多い背景より、本検討内で船用燃料用の水素を海上輸送することは想定しない。よって、ここでは船用燃料用のアンモニア海上輸送分のみを考慮することとする。

アンモニアにおける船用燃料の割合は IEA 作成のレポート「Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector, 3.6 of Chapter 3, Figure 3.25」(図 1.2.1-5)に記載のある“Maritime Shipping”データを参照する。ただし、本データは世界の船用アンモニア燃料量の予測を示すデータであるため、日本国として必要な量を推定する必要がある。ここでは世界のアンモニア燃料量予測の内、日本でバンカリングする割合を GSC 知見と NEDO との協議結果の上、「4%」と設定した。

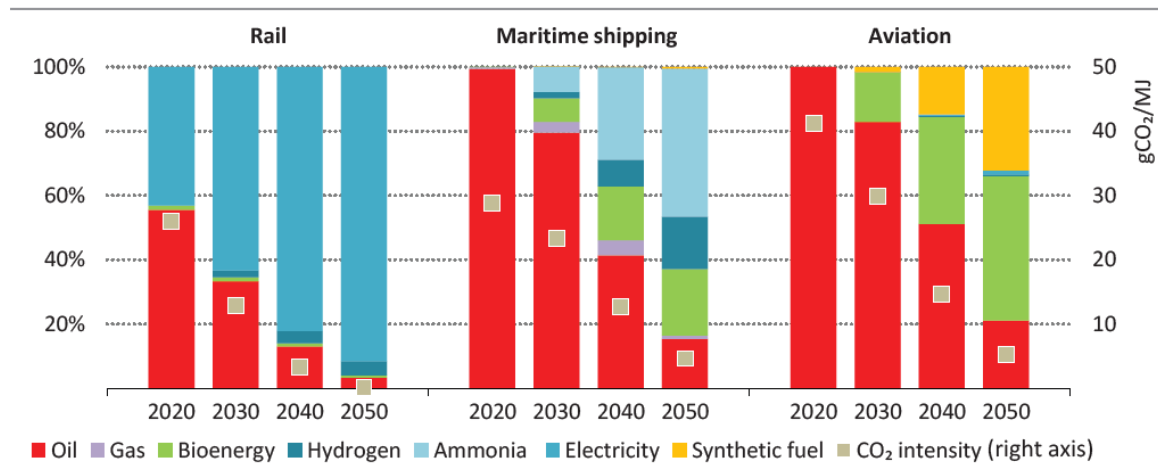
以下の表 1.2.1-4 表 1.2.1-4 に上記をまとめた値を記す。

表 1.2.1-4 日本国における船用アンモニア燃料量

|      | 世界における船用アンモニア燃料消費量<br>(IEA資料より) |                       | 国内における<br>船用アンモニア燃料消費量<br>(世界需要の内「4%」と仮定) |
|------|---------------------------------|-----------------------|-------------------------------------------|
|      | 熱量[EJ]                          | 重量[万トン] <sup>*1</sup> | 重量[万トン]                                   |
| 2030 | 0.876                           | 4,660                 | 187                                       |
| 2040 | 2.930                           | 15,585                | 624                                       |
| 2050 | 4.550                           | 24,202                | 969                                       |

\*1 アンモニアの重量換算は18.8GJ/tonを使用

**Figure 3.25** ▸ Global energy consumption by fuel and CO<sub>2</sub> intensity in non-road sectors in the NZE



IEA. All rights reserved.

図 1.2.1-5 世界における船舶燃料消費量（中列）  
 (引用元：IEA, Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector)

以上、a-1) ～ a-3)における水素・アンモニアの海外調達分をまとめると、以下の表 1.2.1-5 の通りであり、本輸送量をベースに水素・アンモニア輸送における輸送コスト等の算出を行うこととする。

表 1.2.1-5 本検討内における貨物の年間輸送目標（まとめ）

|                | 年間輸送量 [万トン]*5 |          |        |        |
|----------------|---------------|----------|--------|--------|
|                | 2030          | (2035*4) | 2040   | 2050   |
| 液化水素輸送         |               |          |        |        |
| 液化水素合計*1       | 0             | 50.5     | 188.5  | 306.0  |
| 液化アンモニア輸送      |               |          |        |        |
| - 経産省目標 水素分*2  | 485.0         | 1144.0   | 1803.0 | 2930.0 |
| - 経産省目標 アンモニア分 | 300.0         | 975.0    | 1650.0 | 3000.0 |
| - 船用燃料アンモニア分   | 187.0         | 405.5    | 624.0  | 969.0  |
| 液化アンモニア合計      | 972.0         | 2524.5   | 4077.0 | 6899.0 |
| MCH輸送          |               |          |        |        |
| MCH合計*3        | 163.0         | 381.5    | 600.0  | 976.5  |

\*1 経産省導入目標の内、水素利用分を液化水素で輸送すると想定した分(全体の60%×1/3)

\*2 経産省導入目標の内、水素利用分をアンモニアで輸送すると想定した分(全体の60%×1/2)

\*3 経産省導入目標の内、水素利用分をMCHで輸送すると想定した分(全体の60%×1/6)

\*4 2024. 10. 31NEDO殿との定例会議より、液化水素輸送はプロジェクト進捗状況を加味し5年後ろ倒しの2035年から輸送されると仮定

\*5 各目標値の間は線形補間にて推定

\*6 MCHで輸送を想定している物は経産省目標の水素分のみ

表 1.2.1-6 項目 a.)に関する参照資料（まとめ）

|    |                                                                                            |
|----|--------------------------------------------------------------------------------------------|
| a1 | 省エネルギー・非化石エネルギー転換技術戦略 2024（ロードマップ），経済産業省                                                   |
| a2 | クリーンイノベーションプロジェクト部会 エネルギー構造転換分野ワーキンググループにおける審議資料「資料 4：我が国の燃料アンモニア導入・拡大に向けた取組について」，経済産業省    |
| a3 | Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector, International Energy Agency (IEA) |

#### b) 水素・アンモニア輸送距離の検討

世界各国における水素・アンモニアの生産プロジェクトに関するデータは IEA「Hydrogen Production Projects Database(2023)」等で集められているが、これまでも記載した通り多くがコンセプト段階、Feasibility Study 段階であることから、明確に日本国へ輸送が可能なアンモニアの生産地とその量を現時点で特定することは困難である。

そこで本検討では、IEA Database の中で有力な候補地の内複数個所を製造見込み量にて加重平均することで水素・アンモニア輸送における平均航海距離を求めることとする。ここでは以下図 1.2.1-7～図 1.2.1-8 のとおり、日本海事協会（以下、NK）が IEA Database を元にまとめている地域別製造能力見込みを参照する。選定条件とその結果を以下および、図 1.2.1-6 に記す。

## 選定条件

- IEA「Hydrogen Production Projects Database(2023)」をデータベースとして参照する
- 上記データベースの中で、それぞれの2040年頃の生産能力見込みの高い上位2～3カ所を候補地と仮定する
- 候補地の内自国での消費率が高いと思われる米国、欧州、中国等の候補地は除外する

検討の結果、それぞれの平均航海距離は以下図に示す通りとする。

※「Class NK 代替燃料インサイト version 2.0」に記載の航海距離を参照し、豪州片道 3,500nm、南米片道 12,000nm、アフリカ片道 7,500nm として試算（図 1.2.1-9）

※中東も有力候補地として挙がるが、今回は将来の生産見込み能力の観点に加え、航海距離が長く輸送面でシビアな条件となる南米を考慮することとする。

| 水素                  |      |         |     |          |
|---------------------|------|---------|-----|----------|
|                     |      | 生産能力見込み |     | 輸送距離（片道） |
|                     |      | mil.ton | %   | mile     |
| 候補地                 | 南米   | 8.9     | 62% | 12,000   |
|                     | 豪州   | 5.5     | 38% | 3,500    |
| 水素輸送における平均輸送距離*1    |      |         |     | 8,800    |
| アンモニア               |      |         |     |          |
|                     |      | 生産能力見込み |     | 輸送距離（片道） |
|                     |      | mil.ton | %   | mile     |
| 候補地                 | 豪州   | 57.0    | 40% | 3,500    |
|                     | 南米   | 47.0    | 37% | 12,000   |
|                     | アフリカ | 39.0    | 27% | 7,500    |
| アンモニア輸送における平均輸送距離*1 |      |         |     | 7,400    |

\*1 生産能力割合にて加重平均し算出

## 選定条件

- ✓ 2040年頃の生産能力見込みの高い上位2～3カ所
- ✓ 自国内での消費率が高いと思われる候補地は除外  
(ex. 欧州、米国、中国)

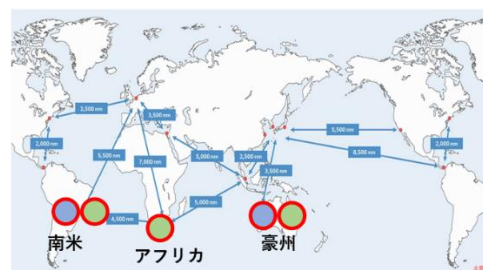


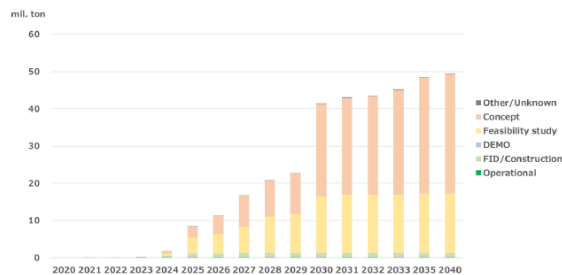
図 1.2.1-6 各貨物における平均航海距離  
(引用元：Class NK 代替燃料インサイト version 2.0)

## 代替燃料製造プロジェクト①（グリーン水素）

2040年までに製造開始を計画しているグリーン水素製造プロジェクトに関して、そのほとんどはfeasibility study段階やconcept段階にあり、最終投資決定に至っていません。どの程度の製造量が見込まれるのか、今後もその動向を引き続き注視する必要があります。

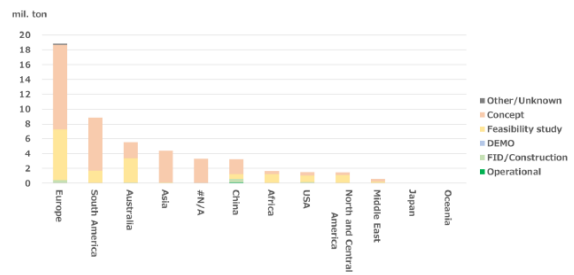
## グリーン水素製造能力見込み（全セクター向け、2023年10月時点）

## 年別の製造能力見込み



- 2030年以降、グリーン水素製造能力は急拡大が見込まれているものの、プロジェクトのほとんどはfeasibility study段階やconcept段階にあります。

## 国・地域別の製造能力見込み（2040年時点）\*2040年以降はプロジェクトなし



- 2040年までに製造開始を計画しているグリーン水素製造プロジェクトについて、その多くは欧州に所在しています。また、グリーン水素の製造適地とされている南米や豪州でも一定数のプロジェクトが計画されています。

出典：IEA(2023), Hydrogen Production Projects Databaseを基にClassNKにて作成

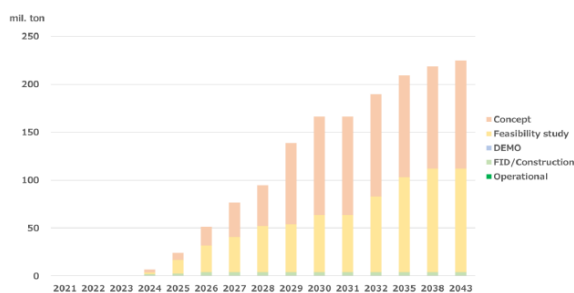
図 1.2.1-7 2040 年時点グリーン水素製造プロジェクト  
(引用元：Class NK 代替燃料インサイト version 2.0)

## 代替燃料製造プロジェクト③（グリーンアンモニア）

2043年までに製造開始を計画しているグリーンアンモニア製造プロジェクトに関して、そのほとんどはfeasibility study段階やconcept段階にあり、最終投資決定に至っていません。どの程度の製造量が見込まれるのか、今後もその動向を引き続き注視する必要があります。

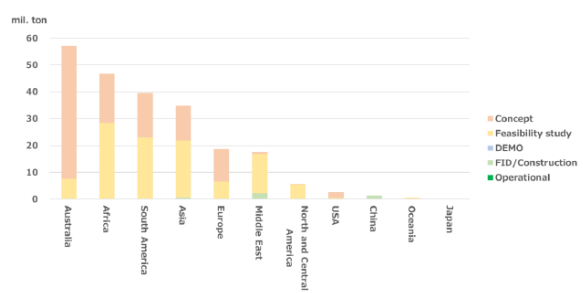
## グリーンアンモニア製造能力見込み（全セクター向け、2023年10月時点）

## 年別の製造能力見込み



- グリーンアンモニア製造能力は段階的な拡大が見込まれているものの、プロジェクトのほとんどはfeasibility study段階やconcept段階にあります。

## 国・地域別の製造能力見込み（2043年時点）\*2043年以降はプロジェクトなし



- 2043年までに製造開始を計画しているグリーンアンモニア製造プロジェクトについて、その多くはグリーン水素の製造適地とされている豪州、アフリカ、南米などに所在しています。

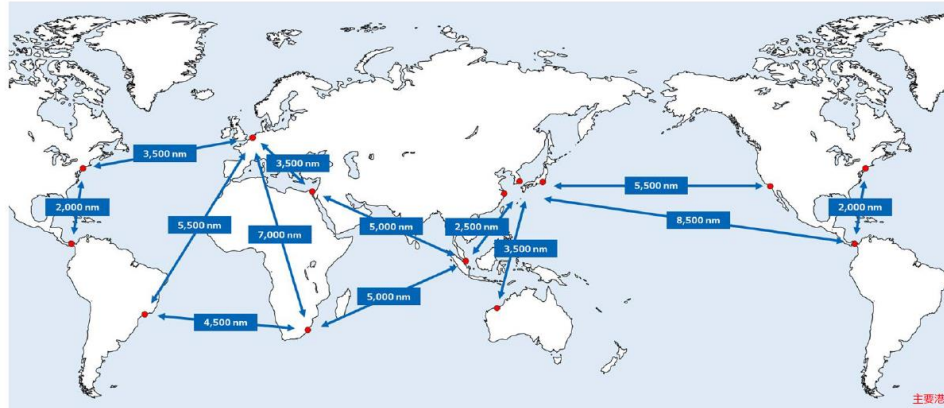
出典：IEA(2023), Hydrogen Production Projects Databaseを基にClassNKにて試算

図 1.2.1-8 2043 年時点グリーンアンモニア製造プロジェクト  
(引用元：Class NK 代替燃料インサイト version 2.0)

## 航路の選定

代替燃料船は従来燃料船と比較して同じ燃料タンク容量でも航続距離が短くなり、必要燃料量（ton）も異なります。代替燃料船の導入を検討する際には、燃料種類およびパンカリング拠点を加味した上での航路の選定が重要です。

## 主要航路における航海距離



206,000DWT Bulk carrierが積荷状態で日本-豪州間の3,500nmを片道航海する場合に必要な燃料量

- ・ 従来燃料油 : 500 ton
- ・ LNG燃料 : 420 ton
- ・ LPG燃料 : 435 ton
- ・ メタノール燃料 : 1,010 ton
- ・ アンモニア燃料 : 1,080 ton
- ・ 水素燃料 : 170 ton

図 1.2.1-9 主要航路における航海距離

(引用元：Class NK 代替燃料インサイト version 2.0)

## [参考]

既存のLPG生産基地（中東、豪州など）がグリーン水素・グリーンアンモニアの生産プロジェクト計画地と地理的に近いことから、参考として以下に既存のLPG輸送船における過去5年の実績トンマイル平均を用いた、LPG運搬船における年間航海距離を算出した。なお各種実績値はクラークソンリサーチのデータから得ており、各年の平均航海距離を以下の式にて5年分算出し平均することと求めている。

$$\text{年間平均航海距離 [mile]} = \text{LPG 貨物の年次トンマイル [ton-nm/y]} \div \text{年次総貨物重量 [ton/y]} \\ \approx 5,400 \text{ [nm]}$$

結果としては約 5,400 nm となり、本検討に使用予定である 8,800 nm、7,400 nm が LPG 輸送船の年間平均航海距離（実績値）に比べると多少大きい、これは水素、アンモニアそれぞれにて有力候補である南米を考慮している結果であると考えられる。その点を踏まえ、LPG 運搬船の過去 5 年実績と照らし合わせてみても、本検討で使用予定の航海距離は妥当な値であると考ええる。

表 1.2.1-7 項目 b.)に関する参照資料（まとめ）

|    |                                                                               |
|----|-------------------------------------------------------------------------------|
| b1 | Hydrogen Production Projects Database(2023), International Energy Agency(IEA) |
| b2 | Class NK 代替燃料インサイト version 2.0, 日本海事協会                                        |

c) 水素・アンモニア輸送船団の検討

これまでに決定した水素・アンモニアの輸送を担う船、船団について、どのような運航を想定するか（運航プロファイル）や船舶の仕様等について検討を行う。

液化水素キャリア、液化アンモニアキャリアの各スペック項目の詳細は以下表 1.2.1-8～表 1.2.1-9 に記載の項目について NEDO と協議のうえ決定した。また、決定した具体的な数字に関して表 1.2.1-10 に示す。

表 1.2.1-8 船舶スペックの検討項目（全体）

| 概要     |                                                                                                                                                                                                                                             |
|--------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 船団スペック | ー 主要目 <ul style="list-style-type: none"> <li>□ 各船種のサイズ、喫水、貨物容積</li> <li>□ 現在国内に入港している既存大型船舶、もしくは入港可能な開発船舶のサイズを想定</li> <li>□ バラスト時の船速や、輸送需要に対する船団規模推定に使用</li> </ul>                                                                          |
|        | ー 船速 <ul style="list-style-type: none"> <li>□ 船団が満載航海する際の船速で、船団の航海数推定に使用</li> <li>□ バラスト航海の際は、満載航海船速時の主機出力と同じ出力で航海すると仮定（バラスト航海時の船速は満載時よりも数％程度早い）</li> </ul>                                                                                 |
|        | ー 主機燃費率 <ul style="list-style-type: none"> <li>□ 上記船速における主機出力での燃費率で、燃料使用量/燃料コスト推定に使用</li> <li>□ 主機出力は、参考船のデータをベースにアドミラルティ係数を用いて簡易推定</li> <li>□ 水素/アンモニアDF主機に関してはエンジンメーカーの参考情報をともに推定</li> <li>□ LNG/MeOH DF主機に関しては、既存の航海データをもとに決定</li> </ul> |
|        | ー 補機類燃料消費量 <ul style="list-style-type: none"> <li>□ 航海中補器類で消費される燃料使用量/燃料コスト推定に使用</li> <li>□ 本検討内では主機消費エネルギーの数％と仮定</li> </ul>                                                                                                                |
|        | ー 運用年数/減価償却 <ul style="list-style-type: none"> <li>□ 各船が建造されてからの運用年数とCAPEXに乗せる減価償却年数</li> <li>□ ヒアリング等から推定、決定</li> </ul>                                                                                                                    |
|        | ー 船価 <ul style="list-style-type: none"> <li>□ 船主が支出する契約金額/建造コスト</li> <li>□ Clarksons Researchのデータベースを参照し、参考船等から各船種ごとに決定</li> </ul>                                                                                                          |
|        | ー 運航コスト <ul style="list-style-type: none"> <li>□ オーナーが経費として支出する各種運航コスト</li> <li>□ Drewry Ship Operating Costsのレポートを参照し、各船種ごとに決定</li> </ul>                                                                                                  |

表 1.2.1-9 船舶スペックの検討項目（運航コスト内訳）

| 概要      |                                                                                                                                                                          |
|---------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ー 運航コスト | <ul style="list-style-type: none"> <li>□ オーナーが経費として支出する各種運航コスト</li> <li>□ Drewry Ship Operating Costsのレポートを参照し、各船種ごとに決定</li> </ul>                                       |
|         | ー Manning <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 船員賃金、食事代、旅費等</li> </ul>                                                                                               |
|         | ー Insurance <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 船体および機器類、Protection &amp; Indemnityなど典型的な保険範囲の費用</li> <li>・ そのほか船種によっては誘拐等のリスクに関する保険も適用</li> </ul>                  |
|         | ー Stores, Spares and Lubes <ul style="list-style-type: none"> <li>・ デッキ、キャビン等で保管される雑貨類</li> <li>・ ロープやワイヤー、塗料、オイルなど消耗品類</li> <li>・ その他安全用品などを含んだ典型的な範囲におけるコスト</li> </ul> |
|         | ー Repairs & Maintenance <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 通信機器等の航行機器類の保守費用</li> <li>・ 主機、油圧システム等のメンテナンス費</li> <li>・ そのほか、中間検査や定期検査費用も含まれる</li> </ul>              |
|         | ー Management & Administration <ul style="list-style-type: none"> <li>・ ゴミ処理、廃油処理等に係る処分費、管理費</li> <li>・ その他船舶の管理にかかる各種費用</li> </ul>                                       |

表 1.2.1-10 水素・アンモニア輸送船スペック

|                        |             | 水素                                                                                                                                                                       | アンモニア                                                                                                                                                                          |
|------------------------|-------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 船<br>団<br>ス<br>ペ<br>ック | － 主要目       | 160,000m <sup>3</sup> クラスキャリア<br>L346m,B57m,Draft(Laden/Ballast)7.5m/6.5m                                                                                                | 90,000m <sup>3</sup> クラスキャリア<br>L227m,B36.6m,Draft(Laden/Ballast)13.3m/8m                                                                                                      |
|                        | － 船速        | 既存LNGキャリアと同等<br>16knots                                                                                                                                                  | 既存LPGキャリアと同等<br>13 knots                                                                                                                                                       |
|                        | － 主機燃費率     | 水素DF主機関想定<br>運航時馬力：9,800kW/total @44%MCR<br>SFOC：173.8 g/kWh/unit<br>SPOC/SGC：19.3/55.0 g/kWh/unit<br>(パイロット比率：12.5%)<br>※SFOC/SPOC LCV：42.7 MJ/kg<br>※SGC LCV：120 MJ/kg | アンモニアDF主機関想定<br>運航時馬力：6,400 kW/total @43%MCR<br>SFOC：170.1 g/kWh/unit<br>SPOC/SGC：16.6/352.5 g/kWh/unit<br>(パイロット比率：10.8%)<br>※SFOC/SPOC LCV：42.7 MJ/kg<br>※SGC LCV：18.6 MJ/kg |
|                        | － 補機類燃料消費量  | 主機関エネルギー10%想定<br>179,670 MJ/day                                                                                                                                          | 主機関エネルギー10%想定<br>111,564 MJ/day                                                                                                                                                |
|                        | － 運用年数/減価償却 | LNGキャリアと同等と想定<br>35年/20年                                                                                                                                                 | LPGキャリアと同等と想定<br>25年/20年                                                                                                                                                       |
|                        | － 船価        | 既存LNG船(16万m <sup>3</sup> クラス)の2.5倍<br>500 Mil. USD                                                                                                                       | LPG船(NH <sub>3</sub> Ready)の1.1倍<br>132 Mil. USD                                                                                                                               |
|                        | － 運航コスト     | LNG船運航コストの1.5倍<br>20,985 USD/day                                                                                                                                         | LPG船運航コストの1.5倍<br>13,245 USD/day                                                                                                                                               |

液化水素キャリアは現在開発が進められている大型液化水素キャリアを想定し、貨物容積 16 万 m<sup>3</sup> クラスの船舶サイズ、液化アンモニアキャリアは既存の VLGC サイズ (LPG キャリア) を想定し、貨物容積 9 万 m<sup>3</sup> クラスのサイズとした。各船の使用燃料は貨物と重油 (VFSFO) の Dual Fuel を想定し、船速に対する馬力は参考としている同クラスキャリアの排水量、主機サイズ等から換算することで算出している。馬力に対する燃費はエンジンメーカから入手した情報をもとに本検討船向けに設定している。補器類の燃料消費量は一般貨物船に比べて水素・アンモニア貨物関連機器等の影響から高めであるとし、本検討では主機消費エネルギーの 10%と想定した。船舶の運用年数/減価償却年数は一般公開されている資料やヒアリング結果等から想定している。特に LNG 船における稼働率や運用期間に関しては、以下表 1.2.1-11 記載の c1 資料を参照した。船価と運航コストに関しては表 1.2.1-8 に記載の通り、それぞれ Clarksons Research、Drewry のデータやレポート等を参照し、現在の開発状況等や環境規制動向を加味し、それぞれ参考船の数倍という形で仮定している。

なお、本調査事業内における貨物輸送量についてはシミュレーション条件をシンプルにするために各貨物輸送船の燃料消費分に関しては考えていない。よって、以下図 1.2.1-10 に示す通り、上記したスペック内に記載の貨物容積はあくまで「国内へ輸送する貨物輸送分」としての量であり、航海に必要な燃料分が加味されたものではない点は注意したい。

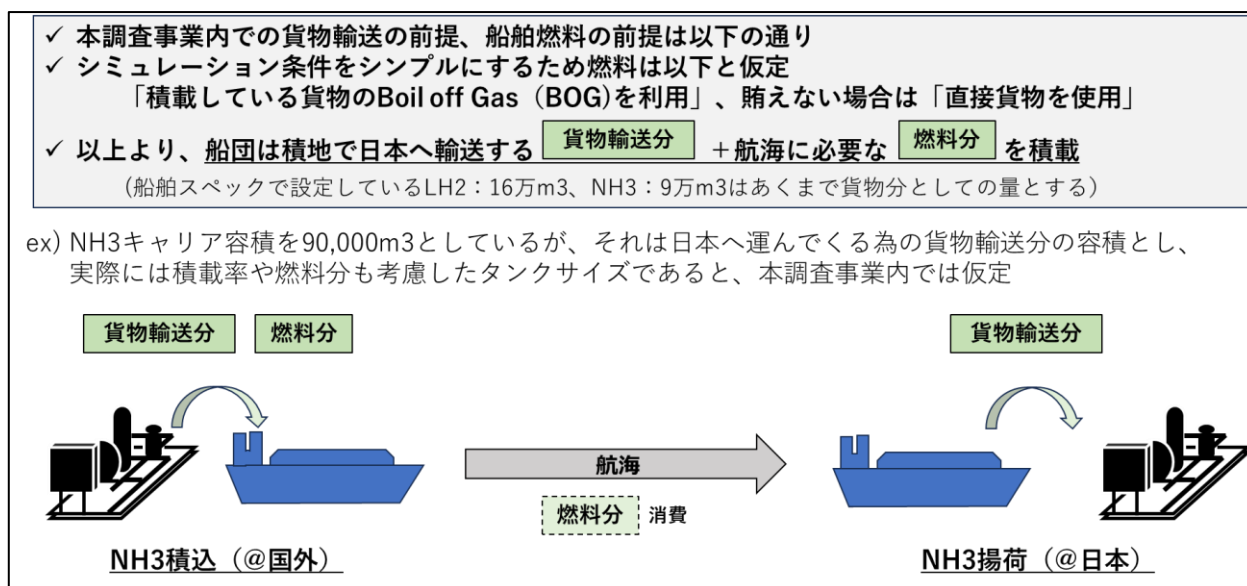


図 1.2.1-10 本調査事業内における貨物輸送分と燃料分の考え方

表 1.2.1-11 項目 c.)に関する参照資料 (まとめ)

|    |                                                                                                                                                                                                                                                 |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| c1 | NYK IR 説明会資料「LNG 船事業の当社における位置付けと今後の展望」<br><a href="https://www.nyk.com/ir/library/investors/2/_icsFiles/afieldfile/2024/11/22/20230224_lng.pdf">https://www.nyk.com/ir/library/investors/2/_icsFiles/afieldfile/2024/11/22/20230224_lng.pdf</a> |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

#### d) 燃料生産コスト、燃料 GHG 強度の検討

当該輸送船団における燃料コスト、GHG 排出量を算出するために必要な各種代替燃料の WtW (Well to Wake) の GHG 強度値、燃料生産コストは、一般公開されている情報やデータベースなどから GSC が独自の手法にて推定した値を用いた。なお、本調査事業内で想定する船舶はいずれも液化ガスキャリアであるため、燃料として消費するものは、燃料として積んでいる重油 (VLSFO) と積んでいる貨物の 2 種を想定している (Dual Fuel)。つまり、船舶の燃料として消費される水素やアンモニアは燃料として燃料タンクに積まれるものではなく、貨物として積載されたものを消費すると仮定している。

以上のことから以下の図 1.2.1-11 に示す通り、本調査事業内で GSC が独自に推定する燃料コストや GHG 強度値は「生産地における燃料の生産・貯蔵に関わるコストの積み上げ」とし、生産地から国内への海上輸送や国内貯蔵、国内での二次輸送といったコストが省かれたものとして推定、採用することとした。

- ✓ GSCで算出している燃料コストは以下を考慮しています。
- ✓ 本調査事業では、以下の国内輸送コストを除いた“燃料生産コスト”のみで再度整理いたします。

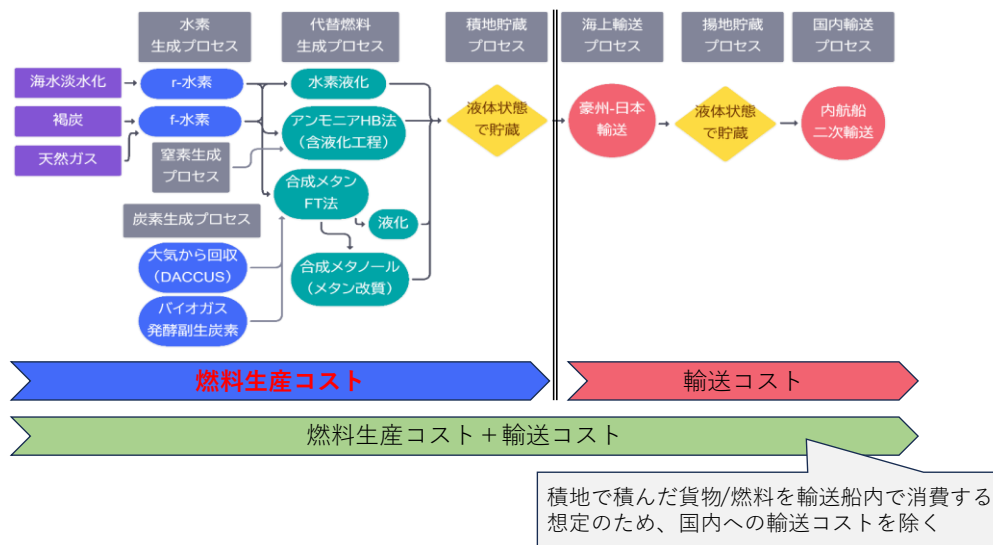


図 1.2.1-11 燃料生産コストと GHG 強度値の考慮範囲

本検討内で想定する燃料としては水素・アンモニアに加え、次の調査項目 3.1.2 で使用するメタノール（MeOH）とメタン（CH<sub>4</sub>）があげられる。想定する貨物/燃料は基本的に以下表 1.2.1-12 に示す Green 貨物/燃料の生成方法を採用した生産コストと GHG 強度値になっており、具体的な燃料区分に関しては LCA ガイドラインに記載の“Fuel Pathway Code”を用いて記載している通りである。

表 1.2.1-12 各種貨物/燃料の定義

| 燃料大区分                      | 名称<br>(Fuel Pathway Code) *1              | コスト  | GHG強度 | 水素源 | 炭素源  | 合成方法 |
|----------------------------|-------------------------------------------|------|-------|-----|------|------|
| 液化水素<br>H <sub>2</sub>     | Green 液化水素<br>(111. LH2_EL_gm_Liquefied)  | High | Low   | rH2 |      |      |
| 液化アンモニア<br>NH <sub>3</sub> | Green 液化アンモニア<br>(120. NH3_rN2_rH2_HB_gm) | High | Low   | rH2 |      |      |
| メタノール<br>MeOH              | Green メタノール<br>(99. MeOH_bCO2_rH2_MS_gm)  | High | Low   | rH2 | bCO2 | s    |
| 液化メタン<br>CH <sub>4</sub>   | Green 液化メタン<br>(42. LNG_bCO2_rH2_M_gm)    | High | Low   | rH2 | bCO2 | s    |

\*1: LCA GUIDELINES APPENDIX 1 FUEL LIST WITH FUEL PATHWAY CODES

|                                                        |                                                                        |                                          |
|--------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|
| <b>・水素源</b><br>rH2: 水の再生可能電力による電気分解<br>fH2: 天然ガスの蒸気熱分解 | <b>・炭素源</b><br>B: バイオマスの直接使用(熱分解)<br>bCO2: バイオマスからの副生CO2(biogenic CO2) | <b>・合成方法</b><br>t: バイオマスの熱分解<br>s: 工業的合成 |
|--------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|

以上、これまでに記載した条件等を加味し、GSC 独自で推定した燃料生産コスト、GHG 強度値を以下表 1.2.1-13 に示す。なお、従来化石燃料である重油（VLSFO）と LNG に関しては生産コストの積み上げによるコストではなく、マーケットにおける平均価格となっている。また、Gray LH2 と Gray LNH3

は計算上使用しないが、Green 燃料との比較参考用として記載している（灰色字）。

表 1.2.1-13 各種燃料生産コスト、GHG 強度値（まとめ）

|                                    | VLSFO | LNG   | Gray<br>LH2 | Gray<br>LNH3 | Gray<br>MeOH | Zero GHG emission fuel |               |               |               |
|------------------------------------|-------|-------|-------------|--------------|--------------|------------------------|---------------|---------------|---------------|
|                                    |       |       |             |              |              | Green<br>LH2           | Green<br>LNH3 | Green<br>MeOH | Green<br>LCH4 |
| 低位発熱量（GJ/ t）                       | 41.2  | 48.0  | 120         | 18.8         | 19.9         | 120                    | 18.8          | 19.9          | 50            |
| 密度（kg/m3）                          | 1010  | 470.0 | 70.8        | 682.0        | 792.0        | 70.8                   | 682.0         | 792.0         | 424.0         |
| GHG強度値<br>(W to W、g-<br>CO2eqe/MJ) | 92.8  | 79.5  | 93.6        | 114.7        | 103.2        | 4.6                    | 5.3           | 5.4           | 4.6           |
| 燃料生産コスト<br>(USD/GJ)                | 7.2   | 5.5   | 21.2        | 12.5         | 11.8         | 33.6                   | 27.8          | 34.3          | 32.4          |

※ GHG強度値と燃料生産コストは2030年を想定したGSC独自の推定値

※ VLSFOとLNGは2022年におけるマーケット平均価格（バンカリングコスト等含まない、他と違い生産コストではない点注意）

※ メタノールのGHG強度値についてはClassNK [FuelEU Maritime 対応に関する FAQ（第2版）](#)に記載のGHG強度値を使用

※ LNGの低位発熱量、密度等は組成によって変わるが、本調査事業内では上記値と仮定して各計算を行う

※ Gray LH2とGray LNH3は計算上使用しないが、参考として記載

表 1.2.1-14 項目 d.)に関する参照資料（まとめ）

|     |                                                                                                                                                                                                                            |
|-----|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| d1  | FuelEU Maritime 対応に関する FAQ（第 2 版）<br><a href="https://www.classnk.or.jp/hp/pdf/authentication/eumrv/FuelEU_faq_2_j.pdf">https://www.classnk.or.jp/hp/pdf/authentication/eumrv/FuelEU_faq_2_j.pdf</a>                       |
| d2  | World Energy Outlook 2022, International Energy Agency (IEA)                                                                                                                                                               |
| d3  | 水素・燃料電池戦略ロードマップ 2019, 経済産業省                                                                                                                                                                                                |
| d4  | The Role of Desalination in an Increasingly Water-Scarce World 2019, World Bank Group                                                                                                                                      |
| d5  | 水素利用等先導研究開発事業 エネルギーキャリアシステム調査・研究 エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析 2016, 国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合研究機構 (NEDO)                                                                                                                          |
| d6  | CARBON DIOXIDE CAPTURE AND STORAGE 2005, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)                                                                                                                                  |
| d7  | カーボンニュートラルメタンの将来ポテンシャル 2018, 一般財団法人 日本エネルギー経済研究所 (IEEJ)                                                                                                                                                                    |
| d8  | 日本の天然ガス・LNG シフトとガスセキュリティ 2019, 独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構 (JOGMEC)                                                                                                                                                              |
| d9  | メタネーションによる合成メタンの経済性評価の調査報告書 2018, 一般財団法人エネルギー総合工学研究所 (IAE)                                                                                                                                                                 |
| d10 | 天然ガス改良型コンパクト水素製造装置の開発 2004, 一般社団法人 日本高圧力技術協会                                                                                                                                                                               |
| d11 | 平成 30 年度新エネルギー等の導入促進のための基礎調査報告書（日独における水素導入シナリオに関する調査）2019, 一般財団法人 日本エネルギー経済研究所                                                                                                                                             |
| d12 | Innovation Renewable Methanol 2021, International Renewable Energy Agency (IRENA)                                                                                                                                          |
| d13 | “Ship Carbon Recycling Working Group” inside Japan Association of Carbon Capture & Reuse (JACCR)* Launches Initiative for Zero-emission Ship Fuels 2021, Journal of The Japan Institute of Marine Engineering Vol.56, No.4 |
| d14 | Energy Technology Perspectives 2020 Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage CCUS in clean energy transitions 2022, International Energy Agency (IEA)                                                      |
| d15 | Methanol as a marine fuel Prospects for the shipping industry Documentation of assumptions for NavigaTE 1.0 (2021), Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping                                                 |

#### e) 海上物流コスト推定法の整備

これまでの検討、推定項目をシミュレーション条件としたうえで、経済産業省の導入目標に加え、各種条約・環境規制への適合等を満足した上での輸送船団の構成、船団全体でかかる海上輸送トータルコスト、GHG 排出量を、時系列的なシミュレーションを用いて導き出すことが可能な“海上物流コスト推定法”を整備する。

推定法のベースとなる手法としては、図 1.2.1-12 で示す通り GSC と海技研で共同開発している“GX フリート・シミュレーター”を用いた船団計画シミュレーターを用いることとする。本シミュレーター

は想定する船団が、条件として入力している輸送目標と環境規制等を満足する様に運航した際、計算期間内でどのような船団規模、構成となるのかをシミュレーション可能なツールとなっており、本調査事業内においても、水素・アンモニア輸送船団の船団構成推移やコスト推移を算出するのに使用することとする。船団による1年の運航タイムステップは以下の図 1.2.1-13 に示す通り。

なお、本推定法を整備する上で想定する各種条約・規制適合に関しては、本来 IMO にて導入予定の GHG 削減目標（IMO 中期対策）を想定すべきであるが、本検討時点において条約の詳細が議論中であることから、本調査事業内ではすでに欧州にて導入が決定している FuelEU Maritime（図 1.2.1-14）を適用することとし、図 1.2.1-15 に示している形で環境規制をシミュレーターへ入力することとしている。なお、本想定は「Class NK 代替燃料インサイト version 2.0」内のコストシミュレーション例でも同等の考え方となっている。

### 3. 参考資料 – GSC実績

#### ➤ “GXフリートシミュレータ”の開発

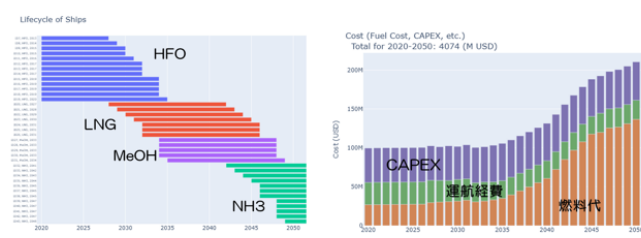
- ✓ 2050年GHGネットゼロに向けた遷移期におけるフリート構成をシミュレート可能なツールを開発

#### 【GXフリート・シミュレータ】

- ✓ 各種Inputデータをパラメトリックに変更し、あらゆるケーススタディが実施可能な物となっている。

#### Inputデータ例

年間輸送需要 / 想定運航プロファイル / 船主要目  
(既存&新造) / 船価 / 各種燃料データ / 目標GHG削減量



[左図] 船団構成（燃料種毎）

[右図] 船団全体のトータルコスト（CAPEX & OPEX）

#### 出力可能データ

##### フリート全体データ

- フリート構成推移
- 建造隻数 / 解撤隻数

##### フリート全体&個別船データ

- コスト推移（燃料/運航/CAPEX/改修/炭素課金）
- CO2排出量推移
- 新造代替燃料船候補コスト比較
- 燃料使用量と割合（主機&補機）推移
- 航路往復回数推移
- CIIランク評価推移
- AER推移
- GHG排出強度推移

... etc.

👉 その他、目的に合わせてOutput作成可能

図 1.2.1-12 フリート・シミュレーター概要

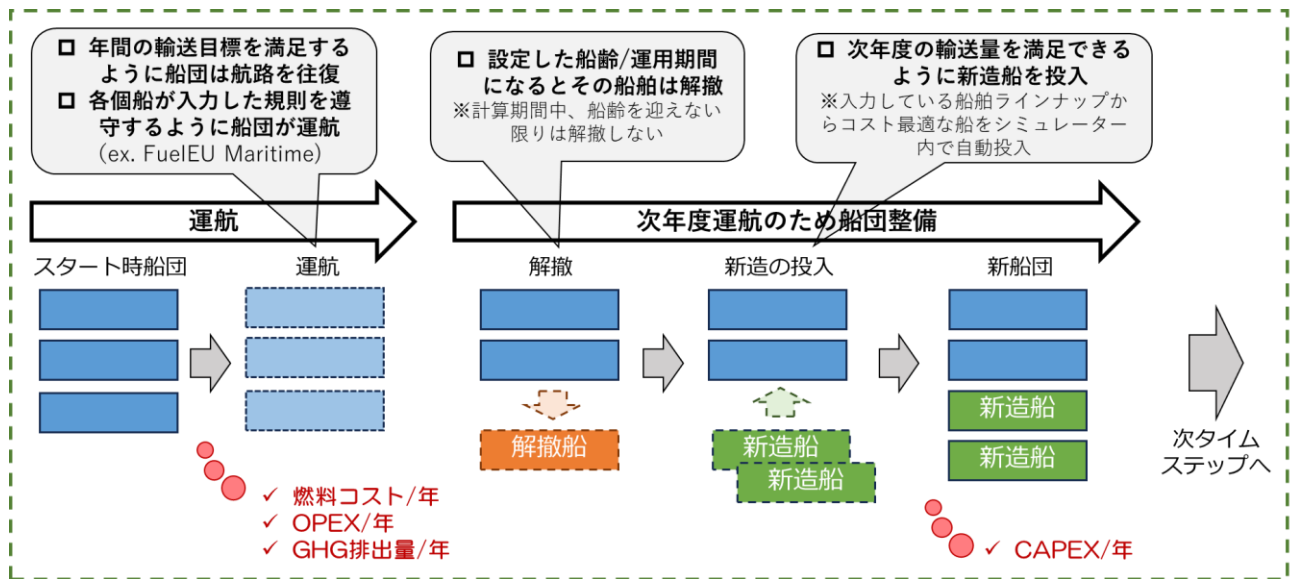


図 1.2.1-13 GX フリート・シミュレーター (1 年タイムステップイメージ)

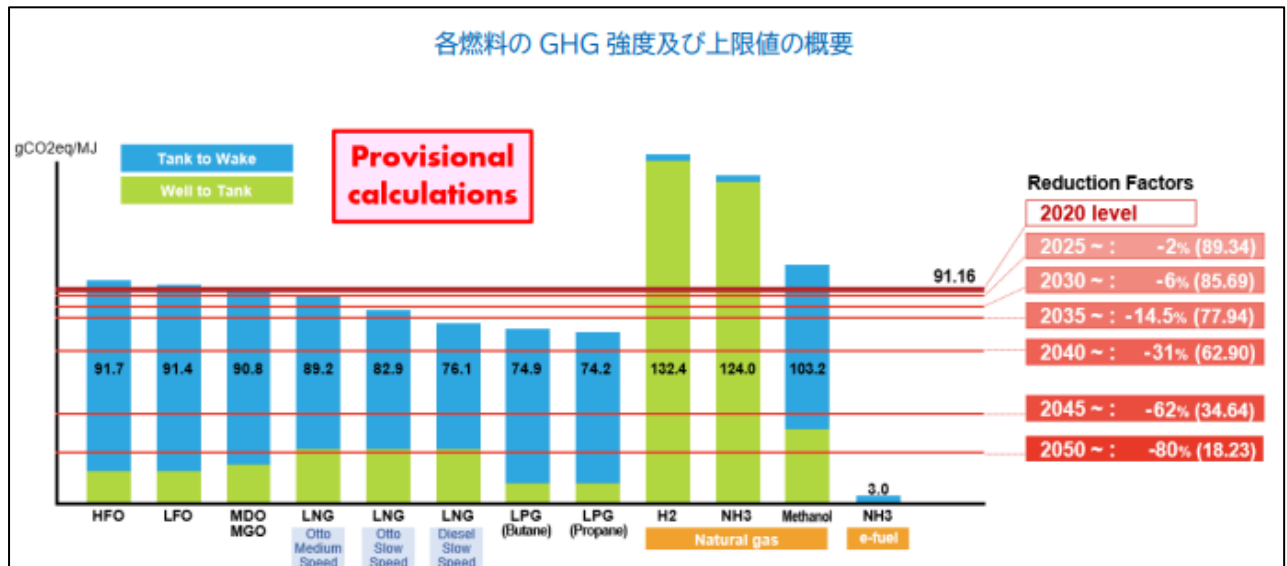


図 1.2.1-14 FuelEU Maritime における GHG 強度上限値概要

(引用元 : ClassNK FuelEU Maritime 対応に関する FAQ (第 2 版))

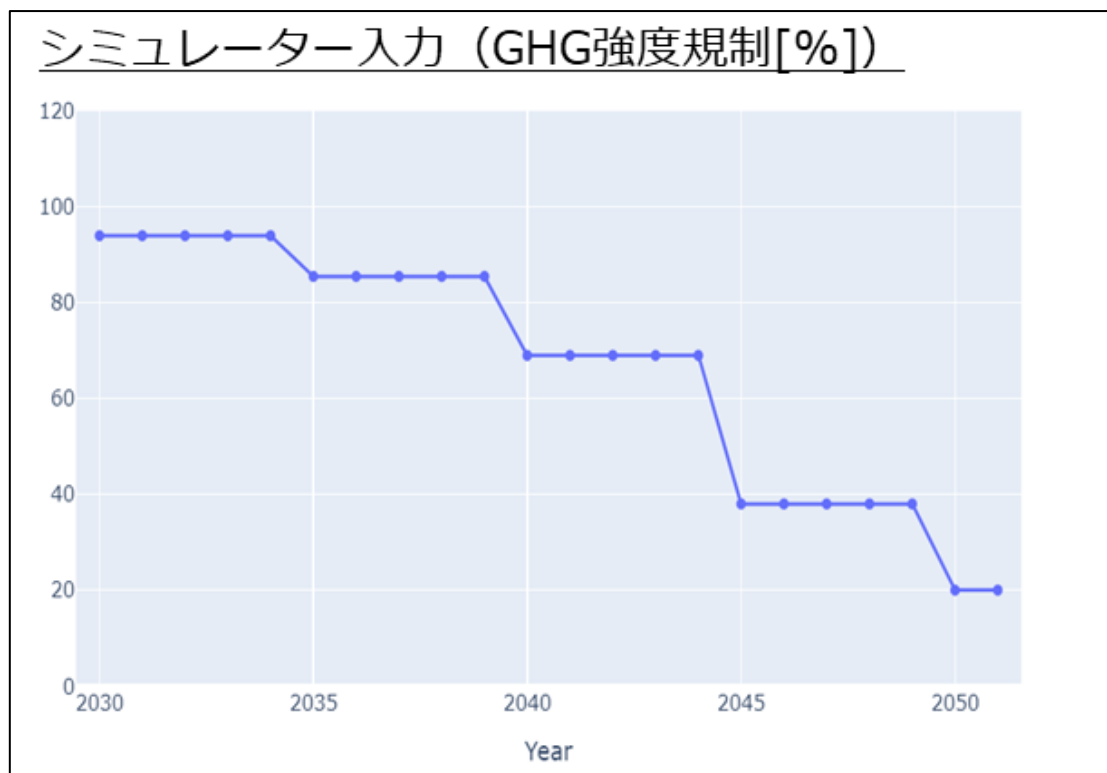


図 1.2.1-15 FuelEU Maritime における環境規制の推移

表 1.2.1-15 項目 e.)に関する参照資料（まとめ）

|    |                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
|----|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| e1 | Study on Simulation Based Evaluation of Route and Cargo Specific Project for Introducing Decarbonized Ships, Wanaka, S., Kakiuchi, R., Fujita, N., Hiekata, K., & Yamato, H. [Proceedings of International Conference on Computer Applications in Shipbuilding, 437-450, 2022.] |
| e2 | Official Journal of the European Union, REGULATION (EU) 2023/1805 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL, 2023                                                                                                                                                           |
| e3 | “GX フリート・シミュレーター”の開発—船舶の新燃料転換に向けた分析と評価—, 望月 良平, 和中真之介, 斉藤 卓弥, 松本光一郎<br>[日本船舶海洋工学会 秋季講演会 2024A-OS8-2]                                                                                                                                                                            |

## (2) シミュレーション条件

項目 a.)～d.) までに検討した各種条件と項目 e.) にて示した“GX フリート・シミュレーター”を用いた推定法にて、水素・アンモニア輸送船団における海上物流コストの推定を行う。改めてシミュレーション条件をまとめた表を以下に示す。

表 1.2.1-16 シミュレーション条件（まとめ）

| 入力項目        |              | 水素                                                         | アンモニア                                                       |
|-------------|--------------|------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|
| 計算期間        |              | 2035～2050年                                                 | 2030～2050年                                                  |
| 輸送距離        |              | 8,800 NM（南米/豪州）                                            | 7,400 NM（南米、豪州、アフリカ）                                        |
| 海上輸送量       |              | 経産省導入目標ベース（前述の通り）                                          |                                                             |
| 初期船団数       |              | 9隻@2030年                                                   | 32隻@2030年                                                   |
| 港内航行時間＋荷役時間 |              | 1.5日（積荷）、1.5日（揚荷）                                          |                                                             |
| 年間稼働率       |              | 75%                                                        |                                                             |
| 船団スペック      | － 主要目        | L346m,B57m, Cap. : 160,000m3                               | L227m,B36.6m, Cap. : 90,000m3                               |
|             | － 船速         | 満載時 16.0 knots @9,800kW/total(44%MCR)                      | 満載時 13.0 knots @6,400kW(43%MCR)                             |
|             | － 主機燃費率      | SFOC : 173.8 g/kWh<br>SPOC/SGC : 19.3/55.0 g/kWh(PP率12.5%) | SFOC : 170.1 g/kWh<br>SPOC/SAC : 16.6/352.5 g/kWh(PP率10.8%) |
|             | － 補機類燃料消費量   | 179,670 MJ/day（主機関エネルギー10%想定）                              | 111,564 MJ/day（主機関エネルギー10%想定）                               |
|             | － 運用年数/ 減価償却 | 35年 / 20年(LNGキャリアと同等)                                      | 25年 / 20年(LPGキャリアと同等)                                       |
|             | － 船価         | 500 Mil. USD（LNGキャリアの2.5倍）                                 | 132 Mil. USD（LPG/Ammoniaキャリアの1.1倍）                          |
|             | － 運航コスト      | 20,985 USD/day（LNGキャリアの1.5倍）                               | 13,245 USD/day（LPGキャリアの1.5倍）                                |
| － 燃料生産コスト   |              | 55 USD/GJ<br>(GSC推定値、Green H2)                             | 37 USD/GJ<br>(GSC推定値、Green NH3)                             |
| 規制          |              | FuelEU Maritime                                            |                                                             |

なお調査項目 3.1.1 では、表 1.2.1-16 に記載した条件を用いた「ベースケース」シミュレーションと、各種条件をパラメトリックに変化させた「ケーススタディ」シミュレーションを実施する。ケーススタディにおける各種条件の変更は、ベースケースにおける結果をふまえ、NEDO と協議の上決定した。

## (3) シミュレーション結果（ベースケース）

本項目では、表 1.2.1-16 に記載しているシミュレーション条件にて水素・アンモニア輸送船団の船団構成の推移や輸送コストの評価について行った結果を記載する。

### ① 計算スタート時点における各輸送船団の船団隻数

本シミュレーターを用いてシミュレーション実行するにあたり、計算スタート時点における各輸送船団の初期船団隻数を想定しておく必要がある。そこで、前項 a.) にて想定した液化水素・液化アンモニアの輸送目標量をベースに初期船団隻数をそれぞれ見積もる。見積もるために必要な情報は前項にてすでに検討済みであるため、初年度の船団隻数を輸送目標量、運航プロファイル設定などから見積もった結果、以下図 1.2.1-16 に示す通りとなった。液化水素輸送船団では計算スタート時点である 2035 年に 9 隻、液化アンモニア輸送船団では計算スタート時点である 2030 年に 32 隻の船が必要となる結果となっ

ている。ただし、あくまで目標としている輸送量を満たすために必要な隻数であり、実際の建造実現性などに関しては本項目において未考慮である点は注意が必要である。

|         | 2030     | 2035    |                 |
|---------|----------|---------|-----------------|
| 液化水素輸送  |          |         |                 |
| 液化水素合計  |          | 50.5万トン | 初期船団数：9隻@2035年  |
| アンモニア輸送 |          |         |                 |
| アンモニア合計 | 972.0万トン |         | 初期船団数：32隻@2030年 |

【考慮】

- ・年間輸送目標（上記）
- ・輸送船スペック（貨物容積：16万m3(LH2) / 9万m3(LNH3)、船速：16 knots(LH2) / 12 knots(LNH3)
- ・運航プロファイル（港内航行/荷役時間：1.5日）
- ・年間稼働率（75%）

図 1.2.1-16 初期船団隻数検討結果

## ② 船団構成と燃料使用量の遷移

以下図 1.2.1-17 に船団構成の推移と船団全体で使用した燃料消費量[GJ]の推移を示す。図中の左側のグラフが各輸送船団における船団隻数の遷移を示しており、右側のグラフが各輸送船団全体における燃料使用量の遷移を示している。図中上段が液化水素輸送船団の結果、下段が液化アンモニア輸送船団の結果を示している。

まず船団構成の遷移から見ていくと、液化水素輸送船団においては初年度 2035 年時点における初期船団隻数 9 隻から、年間約 5 隻建造のペースで船舶数が増加、2040 年以降は年間約 2 隻建造ペースで、2050 年時点には 54 隻のキャリアが必要となる結果となった。液化アンモニア輸送船団の結果を見ると初年度 2030 年時点における初期船団隻数 32 隻から、コンスタントに年間約 10 隻建造ペースでの増加を見せており、2050 年には約 225 隻のキャリアが必要となる結果となった。この結果からわかる通り、本ケースで想定している輸送量を現時点で考えらえる船舶サイズや輸送距離での輸送を考えると船団としては大きな規模になることが今回の結果から読み取れる。特に、輸送を 5 年遅れとしている液化水素キャリアに関しては、2035 年から 5 年間は年間 5 隻という規模での建造が必要となり、これがどの程度現実的であるかという点については一考が必要である。

次に船団全体の燃料使用量を見ていくと、液化水素輸送船団も液化アンモニア輸送船団も、FuelEU Maritime の GHG 排出規制が強化されるタイミング（2030 年から 5 年ピッチ）で貨物であり代替燃料でもあるグリーン水素、グリーンアンモニアを使用していることがわかる。特に規制が厳しくなる 2040 年以降では代替燃料の使用割合がどちらも 50%を超え、2050 年には運航中に消費される燃料のうち約 85%を貨物として積んでいるグリーン燃料としなければ規制を満足できなくなる。当然、このグリーン燃料は従来燃料に比べてコスト高であることから、輸送全体に与える影響も無視できない。次項③では輸送コストの遷移についてみていく。

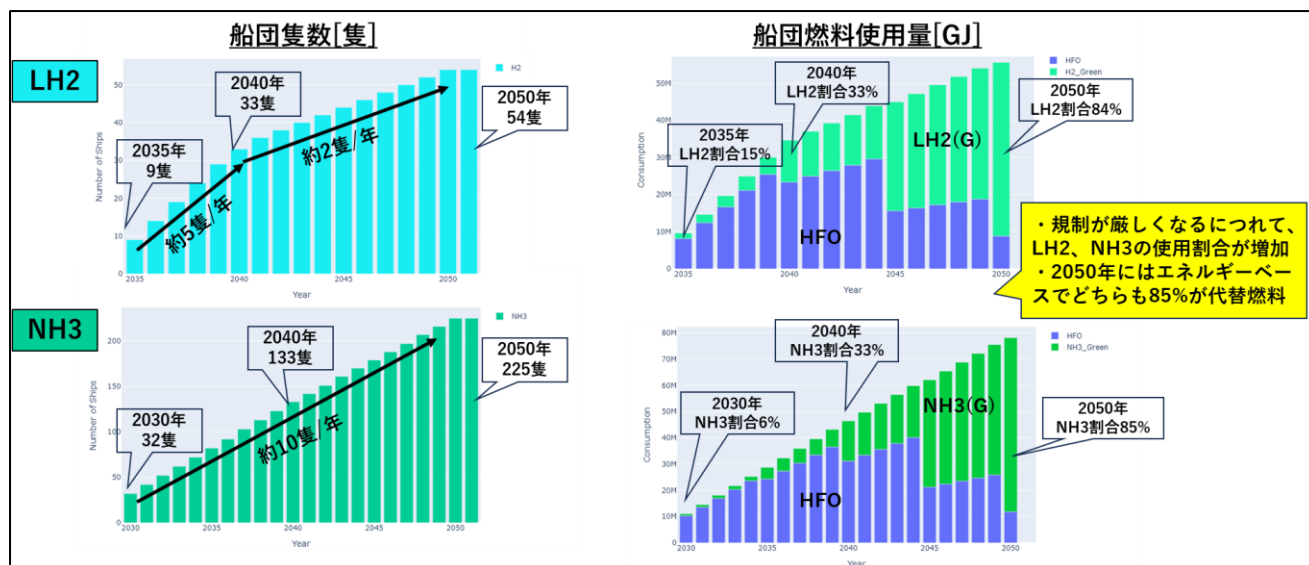


図 1.2.1-17 シミュレーション結果（船団隻数 / 燃料使用量の遷移）

### ③ 輸送コストの遷移

以下の図 1.2.1-18 では各輸送船団のコストについてグラフと表にて示している。左側に記載の棒グラフは各輸送船団の全体コスト遷移を示しており、棒グラフ中のオレンジが船団全体で消費した“燃料コスト”、緑色が“運航コスト”、紫色が“CAPEX”を示している。これらの詳細な定義については表 3.1-8、-9 を参照いただきたい。液化水素輸送船団、液化アンモニア輸送船団の両者に言えることとして、2050 年になるにつれて燃料コスト割合が全体の輸送コストのうち半分を占めるほどの規模になるという点である。これは、輸送量増加に伴い船団隻数が増加していることに加え、FuelEU Maritime による GHG 削減規制に伴い、代替燃料をより多く使用する必要性が出てきていることに起因する。（前述の図 1.2.1-17 右側グラフに示す通り）

次に、図中の右側に示している表では、各輸送船団の代表年の総輸送コスト（155 円/USD 換算）を示している。本ケースの輸送条件における輸送コスト規模は以下に記載している数字の通りで、2050 年には液化水素輸送船団で 5,050 億円、液化アンモニア輸送船団では 6,063 億円という輸送コストになっており、船団隻数に大きな違いがある両者であるが比較的同程度の輸送コスト規模となっている。また、計算期間内（液化水素は 2035 年～2050 年、液化アンモニアは 2030 年～2050 年）における累積のトータル輸送コストは液化水素輸送船団で約 4.5 兆円、液化アンモニア輸送船団で約 6.5 兆円規模という結果となった。

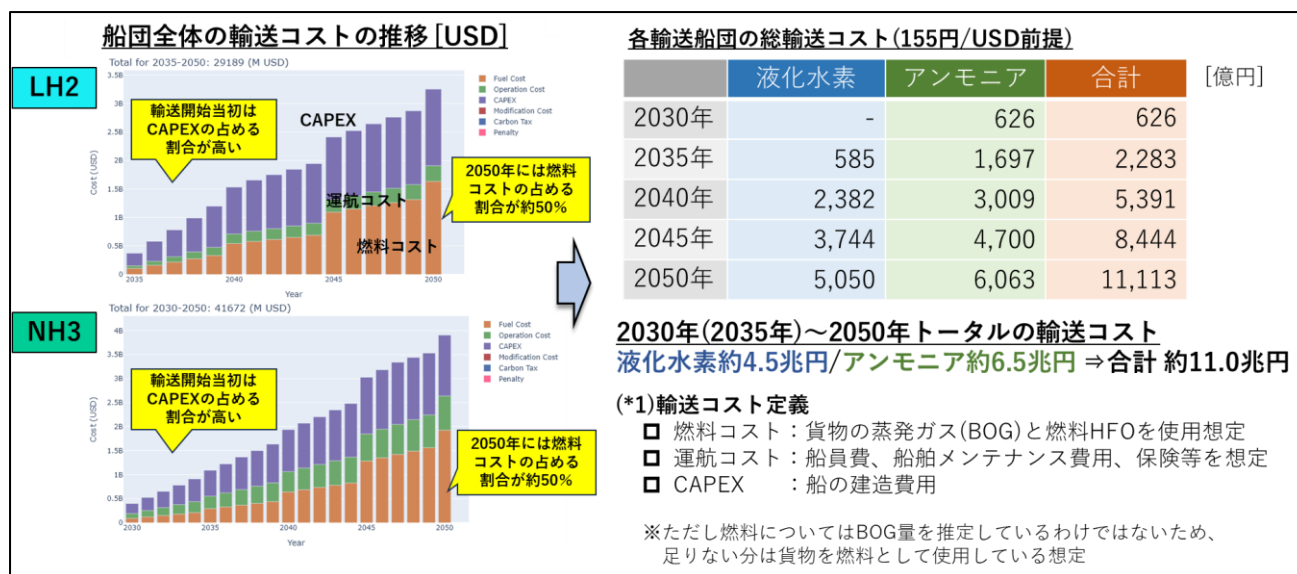


図 1.2.1-18 シミュレーション結果（船団全体コスト）

以上のことより本ベースケースの結果をまとめると、船団の隻数規模では液化水素輸送船団と液化アンモニア輸送船団で最大約4倍の差が生じる結果となった。これは単純な輸送量の差に加えて、想定するキャリアのサイズの違い（アンモニアキャリアが小さい）ことも大きな要因の1つである。次に使用燃料割合については FuelEU Maritime の GHG 排出規制に応じて代替燃料である水素、アンモニアを使用する量が年を追うに従って顕著に増加しており、2050年段階では運航に使用する燃料のうち約85%を代替燃料に置き換える必要があることがわかった。さらに、各船団の輸送コストを見ると、前述の通り輸送コストのうち燃料コストの占める割合は年々増加することから、トータル輸送コストの削減などを考えるうえで燃料コストの与える影響度の大きさが見て取れる。特に、液化アンモニア輸送船団においてはキャリアサイズが小さいことも起因し、船団隻数が多いことから船団全体で消費される燃料量も多く輸送コストが嵩みやすい。一方で液化水素輸送船団の船団隻数はアンモニア輸送船団に比べて1/4程度であるのにも関わらず、同程度の輸送コストが発生している。これは単純に、想定している液化水素キャリアの船価が高価であるということ（アンモニアの約4倍）、使用している燃料生産コストも高価であるということ（アンモニアの約1.2倍）の影響が大きい所為と考えられ、液化水素輸送におけるコスト低減を考えるうえでは、これらの要素を下げる施策や対策が特に有効である。

次に、上記ベースケースの結果を受けていくつかの条件を変化させたケーススタディについて検討を行った。その結果について次項に示す。

#### (4) シミュレーション結果（ケーススタディ）

前述の通り、本項目ではベースケースでの結果を受けていくつかのケーススタディを実施した。ケーススタディの内容は NEDO と協議したうえで、以下の全 4 ケースについて実施している。

表 1.2.1-17 ケーススタディ項目

| ケーススタディ                     | 内容                                                                                                                                              | Output                                                                                                     |
|-----------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ① 現実的な液化水素キャリア建造とした場合の輸送量評価 | <ul style="list-style-type: none"> <li>□ 2035 年の液化水素キャリア隻数を減らし、より現実的な船団隻数、年間建造数にした場合のシミュレーションを実施</li> <li>□ 現実的な船団隻数、建造数については要協議の上決定</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 国内への液化水素輸送可能量の推定（現実的な隻数による）</li> <li>✓ 総輸送コスト</li> </ul>          |
| ② 積地候補地の影響評価                | <ul style="list-style-type: none"> <li>□ 現条件よりも近接地となった場合（輸送距離短縮）のシミュレーションを実施</li> </ul>                                                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 想定積地（輸送距離）が総輸送コストに与える影響評価</li> </ul>                              |
| ③ 燃料コスト低減を考慮した輸送コスト評価       | <ul style="list-style-type: none"> <li>□ 再生可能エネルギーベースの電力価格が年々下がること等を考慮した燃料コストにてシミュレーションを実施</li> </ul>                                           | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 燃料コストが総輸送コストに与える影響評価</li> </ul>                                   |
| ④ 海外調達割合を変化させた場合の輸送コスト影響    | <ul style="list-style-type: none"> <li>□ 現在ベースケースにて想定している水素の海外調達割合 6 割を 5 割、7 割と上下させた際のシミュレーションを実施（現状：国内：4 割、海外：6 割）</li> </ul>                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 海外からの調達割合を変化した際の輸送量変化</li> <li>✓ その輸送量変化が輸送コストに与える影響評価</li> </ul> |

#### ① 現実的な液化水素キャリア建造とした場合の輸送量評価

##### ・概要

まず、1 つ目のケーススタディとして液化水素キャリアの建造数に焦点を置いたケースを実施した。背景として、ベースケースでの結果の中でも取り上げた通り、液化水素キャリアの船価は現状非常に高価であると予測しており、本検討内においても船価を同サイズ LNG 船の 2.5 倍と仮定している。この倍率は、建造における技術的なハードルの高さを考慮しており、実際に LNG よりも極低温の液を運ぶことから、この倍率として仮定している。そのような背景の中、現在の輸送量想定ベースから必要建造数を見積もると、ベースケースでの結果のとおり 2035 年から 2040 年の輸送開始当初で、すでに年間 5 隻建造となり、技術面からハードルの高い連続建造が必要となる結果となった。

本ケーススタディではその建造数を、現時点で考えられる、より現実的な建造量と仮定した際に、どの程度の液化水素輸送量となるのか、またその時の輸送コスト影響について評価を実施した。船団の隻数増加イメージを以下図 1.2.1-19 に示す。

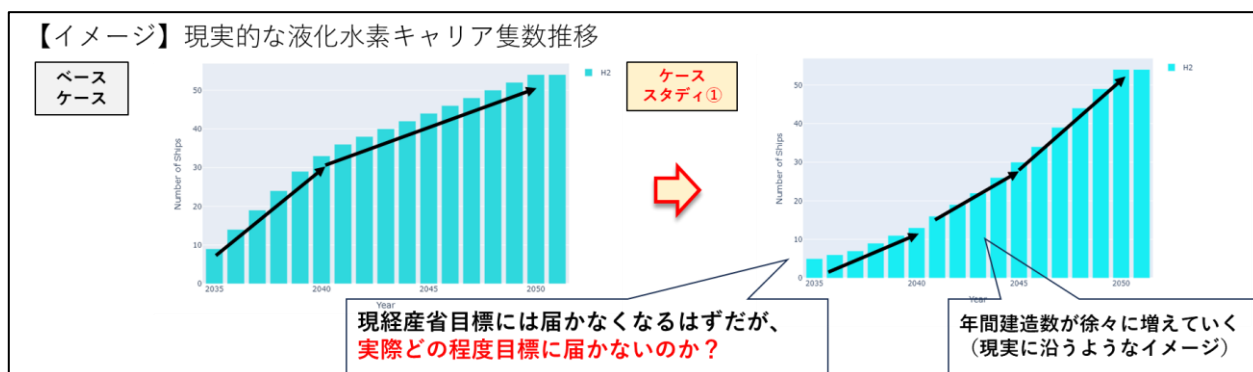


図 1.2.1-19 ケーススタディ① 船団隻数増加のイメージ

#### ・前提条件

上記に記載している液化水素キャリア年間建造数の変更以外は、基本的にすべて同じ条件にてシミュレーションすることとしている。実際に現実的な液化水素キャリア建造数を本検討では以下図 1.2.1-20 の通り定めた。図中の左側のグラフが想定する年間建造数を示しており、右側のグラフが船団隻数の年次推移を示している。なお、図中の灰色点線がベースケースでの結果であり、オレンジ色が本ケーススタディにて想定するラインとなっている。見ての通り、年間建造数に関しては、ベースケースでの初年度から 2040 年までの 5 隻/年に対し、本ケーススタディではより現実的な 1～3 隻/年と、徐々に建造数が増えていくと想定した。その結果、左グラフに示す通り年間建造隻数の推移は全体的に右肩上がりになるような想定となっている。なお、ここで仮定している現実的な建造数については具体的な造船所からのフィードバックや船台状況などを加味しておらず、連続建造が進むにつれて徐々に年間の建造化の数が上昇する、といった一般的な視点を考慮した結果である点は留意したい。加えて、図 1.2.1-20 の右グラフに示す通り、2050 年における最終的な船団規模（船団隻数）はベースケースとケーススタディで同一となるよう調整している点も注意が必要である。

#### □ 想定した建造可能数、船団隻数

✓ オリジナルの計算では初期船団数が2035年に9隻としていましたが、それをより現実的な隻数とするため、以下条件にて隻数を仮定しました。

1. 2035年時点の初期船団数を5隻と仮定（2030年前後から年間1隻ずつ建造想定）

2. その後年間建造数を徐々に増加させ、2050年付近では年間5隻建造と仮定

3. 2050年の必要輸送量はオリジナルケースと同じ量を満足させる

（＝306万ton@2050をキープ＝2050年時点の船団隻数54隻は本検討でもキープ）

✓ 上記条件の結果、年間建造数の推移イメージは以下の通りとなります。

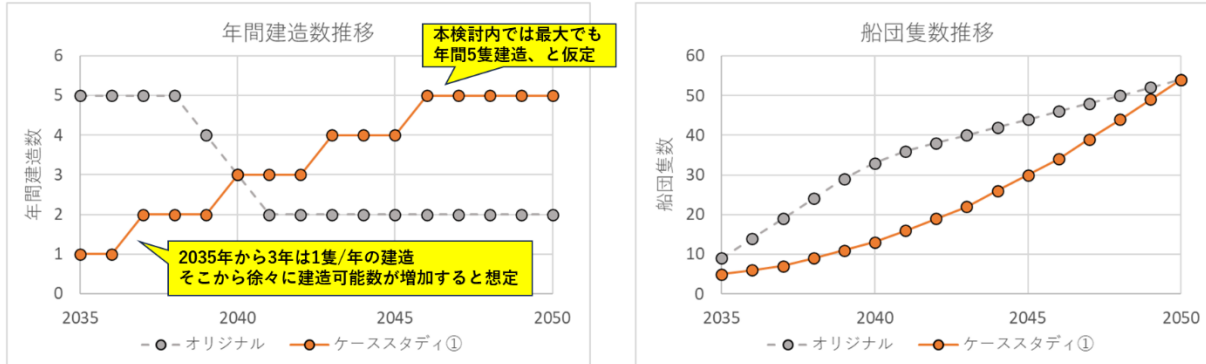


図 1.2.1-20 ケーススタディ① 想定する現実的な年間建造可能数

#### ・シミュレーション結果

以下の図 1.2.1-21 中にシミュレーション結果のグラフを示す。なお、本図はケーススタディとして意図したシミュレーションができていないかを確認するためのもので、図中の左に記載しているものがベースケースにおける船団隻数と年間建造数の推移、右側がケーススタディにおける同結果である。図中の右側グラフに示す通り、結果として年間建造数が徐々に増加し、想定した船団隻数の推移となっていることがわかった。

次に、本シミュレーションによって得られた液化水素輸送可能量と輸送コスト影響について、図 1.2.1-22 に記す。図中に記載の通り、現実的な建造数をベースとした本ケーススタディでは、2050 年までの過渡期における船団隻数がベースケースに比べて少ないため、ベースケースで想定していたトータル輸送量に対し、約 1079 万トン（ベースケース Total 輸送量の約 33%）が輸送できなくなる結果となった。

そこで、仮にこの液化水素での輸送が出来なくなった 1079 万トンを液化アンモニアで代わりに輸送することを考えた際に、液化アンモニアキャリアがどの程度追加で必要になるのかを確認した。結果は図 1.2.1-23 に示す通りで、1079 万トンと運ぶために追加で約 530 隻もの液化アンモニアキャリアが必要となり、ベースケースで得られた液化アンモニア輸送船団規模に対して、3 倍もの船団規模が必要となった。

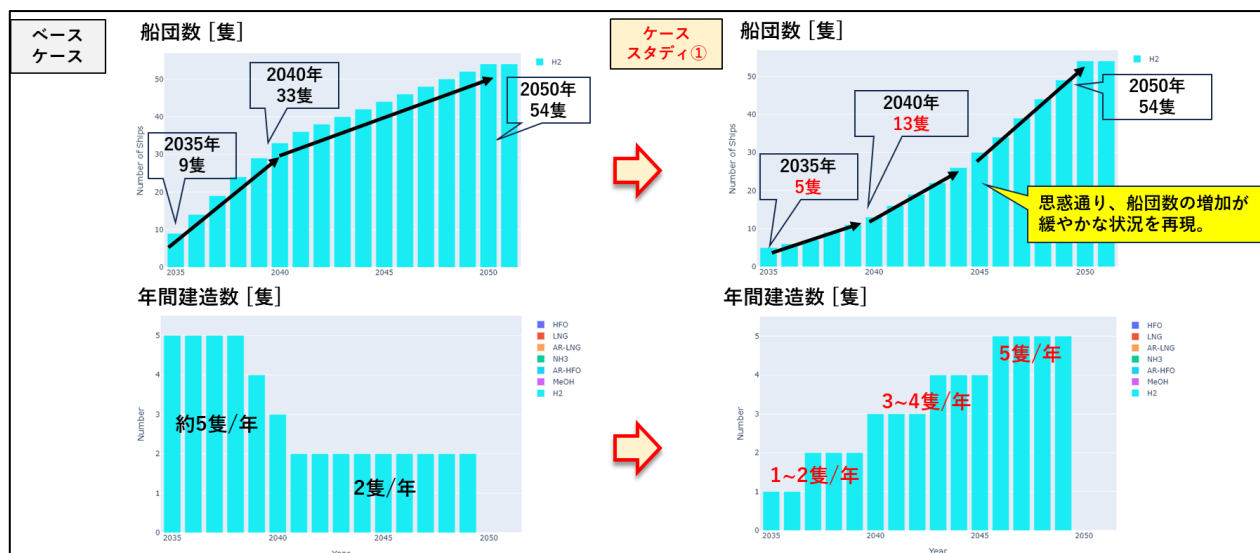


図 1.2.1-21 ケーススタディ①シミュレーション結果（船団隻数、年間建造数の推移）

|           |       | Green LH2  |                    |
|-----------|-------|------------|--------------------|
| 項目        |       | ベースケース     | ケーススタディ①           |
| 貨物容積      |       | 16 万m3     |                    |
| 輸送量       | 2035年 | 51 万ton    | 28 万ton (▲ 23)     |
|           | 2040年 | 189 万ton   | 74 万ton (▲ 115)    |
|           | 2050年 | 306 万ton   | 306 万ton (▲ 0)     |
|           | Total | 3254 万ton  | 2175 万ton (▲ 1079) |
| 船団隻数      | 2035年 | 9 隻        | 5 隻 (▲ 4)          |
|           | 2040年 | 33 隻       | 13 隻 (▲ 20)        |
|           | 2050年 | 54 隻       | 54 隻 (▲ 0)         |
| 総輸送コスト    |       | 約 45 兆円    | 約 31 兆円 (▲ 14)     |
| GJ当たりのコスト |       | 1,161 円/GJ | 1,189 円/GJ (+24)   |

@155円/USD

2050年の輸送量はベースケースと同じな仮定としているため±0

ベースケースの輸送量に対して、約33%輸送できない。

図 1.2.1-22 ケーススタディ①シミュレーション結果（輸送量とコスト変化）

□ シミュレーション結果（輸送できない水素量）

- ✓ トータルで運ぶことができない輸送量（1079万ton）を仮にNH3キャリアで輸送することを考えました。
- ✓ この輸送量は、2050年に現想定 of NH3キャリアが運ぶ量の2倍超となっており、船団数も当然同様に2倍超必要となります。

| 項目    | ベースケース    | ケーススタディ①           |
|-------|-----------|--------------------|
| Total | 3254 万ton | 2175 万ton (▲ 1079) |

➤ 一方で、現想定でNH3キャリアが2050年に輸送する水素量が459 H2万tonであることから推察すると、

|           | 2050年      | 追加分         |
|-----------|------------|-------------|
| NH3輸送量    | 459 H2万ton | 1079 H2万ton |
| NH3C必要船団数 | 225 隻      | abt. 530 隻  |



NH3キャリアの船団規模が、  
現想定 of 約3倍となるイメージ

2050年に追加分を一気に運ぶわけではないが、各年に配分したとしても必要な船団数は変わらず、現2050年想定 of 約2倍 of 船団規模が“追加”が必要となる。

図 1.2.1-23 輸送できなかった液化水素分を液化アンモニアで輸送した際のインパクト

以上の結果から得られたまとめを図 1.2.1-24 に記す。図中にも記載の通り、今回のケーススタディ結果ではベースケースに対して約 33% of 液化水素輸送が出来ないといった結果になった。それを別のキャリアで補うことを想定し、今回は液化アンモニアキャリアでの代替輸送を考えたが、結果としては追加で大規模な船団隻数が必要であることがわかった。このことより、水素を他の水素輸送媒体で輸送するには想定するキャリアのサイズや物性的特徴（密度、低位発熱量など）を鑑みたうえで、慎重な輸送媒体の選定が必要であるといえる。なお、この水素輸送媒体の選定に対する検討として項目 3.1.2 にて実施している。詳細は後述 of 項目 3.1.2 の内容を参照されたい。

## □ まとめ

- ✓ 改めて輸送量の考え方を、“ベースケース”と“ケーススタディ①”で整理します。

### ベースケース

- 経産省目標をベースに、本検討独自の輸送割合にてH2やNH3輸送に振り分け  
(国内調達：海外調達＝4割：6割、海外調達のうちH2：2/6、NH3：3/6、MCH：1/6)

### ケーススタディ①

- 現実的な年間建造隻数をベースに、その船団規模で輸送可能な輸送量を算出

- ✓ 結果として、2035年～2050年までの15年間で合計「**1,079H2万ton**」の輸送が出来なくなる結果となりました。（“ベースケース”の約33%分が輸送不可）
- ✓ 参考までに、「1,079H2万ton」をNH3キャリアで補おうとすると、現想定にて**2050年時に必要な船団数225隻の約2倍の船団数が“追加”で必要となる輸送量規模**となります。



- ✓ 上記結果を受け、本ケーススタディのKey Pointは以下と考察します。
  - LH2キャリアの年間建造数は、液化水素を輸送するうえで大きな課題の1つ  
(当然これまでの結果から、コスト減も大きな課題)
  - 足りない分を、他の水素輸送媒体で輸送する場合、物性的特性の差などで、重量当たり、体積当たりの輸送量が大幅に増加する可能性があり、**輸送媒体の選定も重要**  
(例：NH3は低位発熱量が水素の1/6以下、結果エネルギーベースでの輸送量が大幅に増加)

図 1.2.1-24 ケーススタディ① まとめ

## ② 積地候補地の影響評価

### ・概要

2つ目のケーススタディとして、各輸送船団で想定している積地に焦点を置いたケースを実施する。背景として、ベースケースにおける各年における輸送コストの内訳をみると、燃料コストが徐々に増加することに加えて、CAPEXも顕著に増加していることがわかる。これは輸送量増加に伴い必要な船団隻数が増加するからであるが、仮に輸送距離が想定よりも短い場合は1隻当たりの往復可能回数が増加するため、必要な船団隻数も減少するはずである。

本ケーススタディでは想定積地を近接地のみと仮定した場合（＝輸送距離が短くなるとした場合）、船団隻数がどの程度減少、また輸送コストに与える影響について評価を実施した。

### ・前提条件

図 1.2.1-25 に本ケーススタディにおける想定積地の変更影響を示す。ベースケースでは図中の左表の通り、水素では「南米」「豪州」、アンモニアでは「豪州」「南米」「アフリカ」の2～3ヵ所を想定積地として考えていたが、本ケーススタディでは日本国にとって一番の近接地である「豪州」からのみの輸送を行うと仮定した。(図 1.2.1-25) その結果、輸送距離として水素では5,300NMの減少（ベースケースの約60%減）、アンモニアでは3,900NMの減少（ベースケースの約53%減）となっている。

| ベース<br>ケース          | 水素   |         |     |          |
|---------------------|------|---------|-----|----------|
|                     |      | 生産能力見込み |     | 輸送距離（片道） |
|                     |      | mil.ton | %   | mile     |
| 候補地                 | 南米   | 8.9     | 62% | 12,000   |
|                     | 豪州   | 5.5     | 38% | 3,500    |
| 水素輸送における平均輸送距離*1    |      |         |     | 8,800    |
| アンモニア               |      | 生産能力見込み |     | 輸送距離（片道） |
|                     |      | mil.ton | %   | mile     |
| 候補地                 | 豪州   | 57.0    | 40% | 3,500    |
|                     | 南米   | 47.0    | 37% | 12,000   |
|                     | アフリカ | 39.0    | 27% | 7,500    |
| アンモニア輸送における平均輸送距離*1 |      |         |     | 7,400    |
| *1 生産能力割合にて加重平均し算出  |      |         |     |          |

➡

| ケース<br>スタディ②        | 水素 |         |      |          |
|---------------------|----|---------|------|----------|
|                     |    | 生産能力見込み |      | 輸送距離（片道） |
|                     |    | mil.ton | %    | mile     |
| 候補地                 | 豪州 | 5.5     | 100% | 3,500    |
|                     |    |         |      | ▲5,300   |
| 水素輸送における平均輸送距離*1    |    |         |      | 3,500    |
| アンモニア               |    | 生産能力見込み |      | 輸送距離（片道） |
|                     |    | mil.ton | %    | mile     |
| 候補地                 | 豪州 | 57.0    | 100% | 3,500    |
|                     |    |         |      | ▲3,900   |
| アンモニア輸送における平均輸送距離*1 |    |         |      | 3,500    |
| *1 生産能力割合にて加重平均し算出  |    |         |      |          |

図 1.2.1-25 ケーススタディ②想定積地の変更

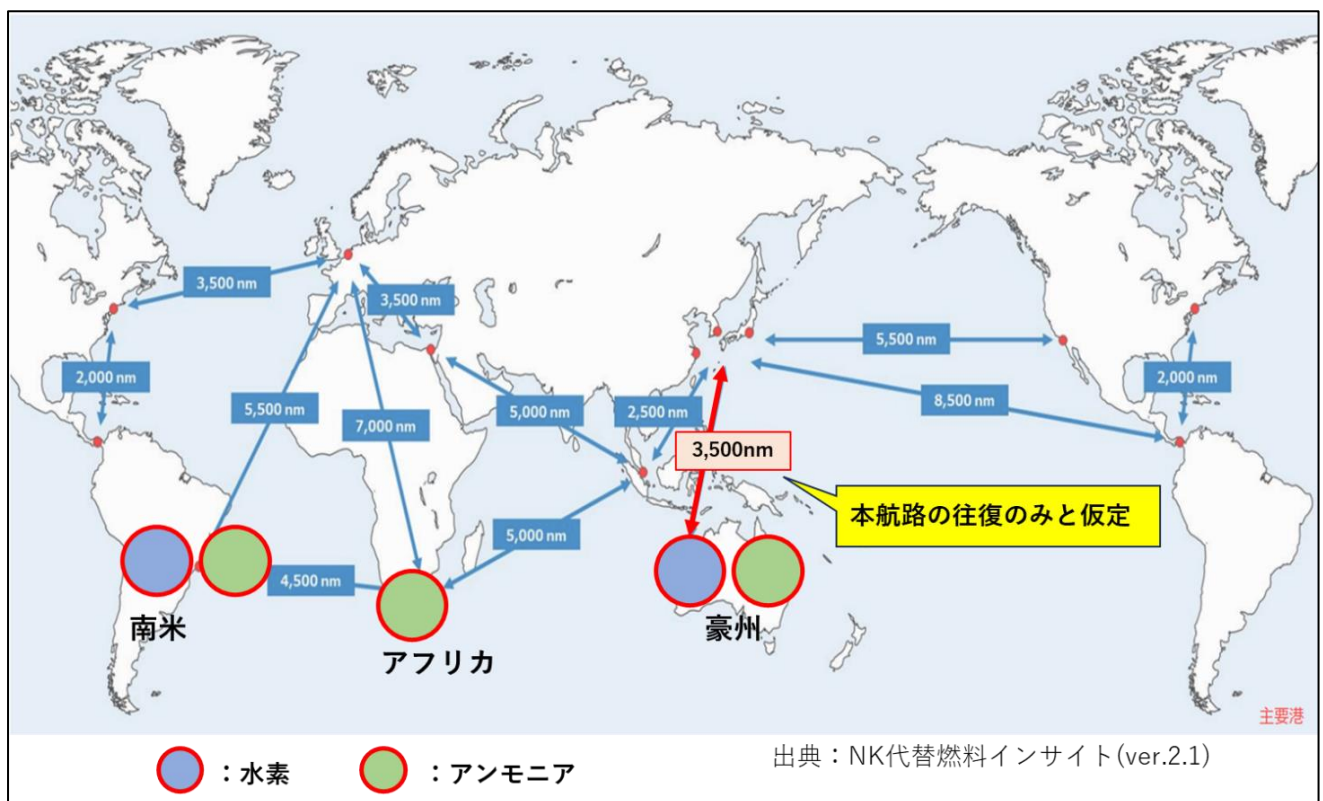


図 1.2.1-26 ケーススタディ②想定積地マップ

(引用元：Class NK 代替燃料インサイト version 2.0)

#### ・シミュレーション結果

以下の図 1.2.1-27 にシミュレーション結果をまとめたものを示す。表内の船団隻数に示す通り、輸送距離が液化水素輸送船団と液化アンモニア輸送船団でそれぞれ約 60%、約 55%減少したことで、船団隻数が大幅に減少していることがわかる。特に 2050 年時の船団隻数を比較すると、液化水素輸送船団では 54 隻 → 21 隻と 33 隻の削減、液化アンモニア輸送船団では 225 隻 → 102 隻と 123 隻の削減となっている。また計算期間（液化水素輸送：2035 年～2050 年、液化アンモニア輸送：2030 年～2050 年）内のすべてのコストを積み上げた総輸送コスト、また輸送したエネルギー量（GJ）当たりの輸送コストの

どちらも顕著に減少しており、輸送距離が減少した割合とほぼ比例する形でコストが減少することがわかった。

| □ シミュレーション結果                                                                                                                                                               |                   |            |                     |          |                     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|------------|---------------------|----------|---------------------|
| ✓ 結果として、船団数は輸送距離とほぼ同程度の割合で減少することとなりました。<br>(LH2キャリア船団数：各年で約60%減少 / LNH3キャリア船団数：各年で約55%減少)<br>→ 1隻当たりの往復可能数が増加したことが主要因<br>✓ “総輸送コスト”と“GJ当たりのコスト”もほぼ輸送距離の減少割合にほぼ比例した結果となります。 |                   |            |                     |          |                     |
|                                                                                                                                                                            |                   | LH2キャリア    |                     | LNH3キャリア |                     |
| 項目                                                                                                                                                                         |                   | ベースケース     | ケーススタディ②            | ベースケース   | ケーススタディ②            |
| 航海距離                                                                                                                                                                       |                   | 8,800nm    | 3,500nm<br>(▲5,300) | 7,400nm  | 3,500nm<br>(▲3,900) |
| 船団隻数                                                                                                                                                                       | 2035年<br>/2030年*1 | 9 隻        | 4 隻 (▲ 5)           | 32 隻     | 14 隻 (▲ 18)         |
|                                                                                                                                                                            | 2040年             | 33 隻       | 13 隻 (▲ 20)         | 133 隻    | 60 隻 (▲ 73)         |
|                                                                                                                                                                            | 2050年             | 54 隻       | 21 隻 (▲ 33)         | 225 隻    | 102 隻 (▲ 123)       |
| 総輸送コスト                                                                                                                                                                     |                   | 約 45 兆円    | 約 18 兆円 (▲ 27)      | 約 65 兆円  | 約 30 兆円 (▲ 35)      |
| GJ当たりのコスト                                                                                                                                                                  |                   | 1,161 円/GJ | 457 円/GJ (▲ 704)    | 410 円/GJ | 193 円/GJ (▲ 217)    |
| *1：LH2船団の初年度は2035年、LNH3船団の初年度は2030年<br><div>コストも輸送距離に比例して、ベースケース計算の約60%減</div> <div>コストも輸送距離に比例して、ベースケース計算の約55%減</div>                                                     |                   |            |                     |          |                     |

図 1.2.1-27 ケーススタディ② シミュレーション結果

以上の結果から得られたまとめを図 1.2.1-28 に記す。図中にも記載の通り、今回のケーススタディ結果では輸送距離の減少割合にほぼ比例する形で、船団隻数、および輸送コストが減少する結果となった。特に必要船団隻数がいずれも大幅に減少することから、ケーススタディ①でも示した現実的な建造数を考慮する側面においても、輸送量の調整だけでなくどこから調達するのかという“想定積地の選定”も水素・アンモニア輸送を考えるうえで非常に重要であるといえる。

## □ まとめ

- ✓ 改めて輸送距離の考え方を、“ベースケース”と“ケーススタディ②”で整理します。

### ベースケース

- IEAによる水素プロジェクトデータベースをもとにした、ClassNKの代替燃料インサイト (ver.2.0)をベースに、2040年ごろの生産能力が高い上位2～3か所をピックアップ
- ただし、自国内での消費が高い候補地 (ex.欧州、米国、中国)などは除く

### ケーススタディ②

- ベースケース想定積地の中で、最も近接地であった「豪州」からのみ海外調達分の水素・アンモニアを輸送すると仮定

- ✓ 結果として、**輸送距離の減少割合とほぼ同程度の割合で、船団隻数、および輸送コストが減少する結果となりました。**

LH2船団：輸送距離 約60%減 → 船団数/総輸送コスト/GJ当たりのコストも約60%減

NH3船団：輸送距離 約53%減 → 船団数/総輸送コスト/GJ当たりのコストも約55%減



- ✓ 上記結果を受け、本ケーススタディのKey Pointは以下と考察します。
  - 輸送距離の減少が与える影響として、1隻当たりの燃料コストが減少することはもちろんのこと、1隻当たりの輸送可能量 (往復回数) にも影響を大きく与える
  - その結果、船団全体のCAPEXも大幅に減少することから、**想定する積地の選定もトータル輸送コストを考えるうえで重要**

図 1.2.1-28 ケーススタディ② まとめ

## ③ 燃料コスト低減を考慮した輸送コスト評価

### ・概要

3つ目のケーススタディとして、各輸送船団が燃料として消費する重油 (VLSFO)、水素、アンモニアのコストに焦点を置いたケースを実施する。背景として、ベースケースではGSCが独自に推定している2030年時を想定した生産コストが2050年まで変わらない、といった仮定を置いているが、実際には再生可能エネルギーの電力価格低下や、水素生成等の技術向上によるコストの削減などによる、グリーン水素、アンモニアの生産コストが年々低減することが予測される。(生産コスト低減のイメージを図 1.2.1-29 に示す。)

そこで、本ケーススタディではGSC独自の手法にて2040年、2050年時の予測生産コストを算出し、それによる輸送船団の輸送コストに与える影響について評価を実施した。

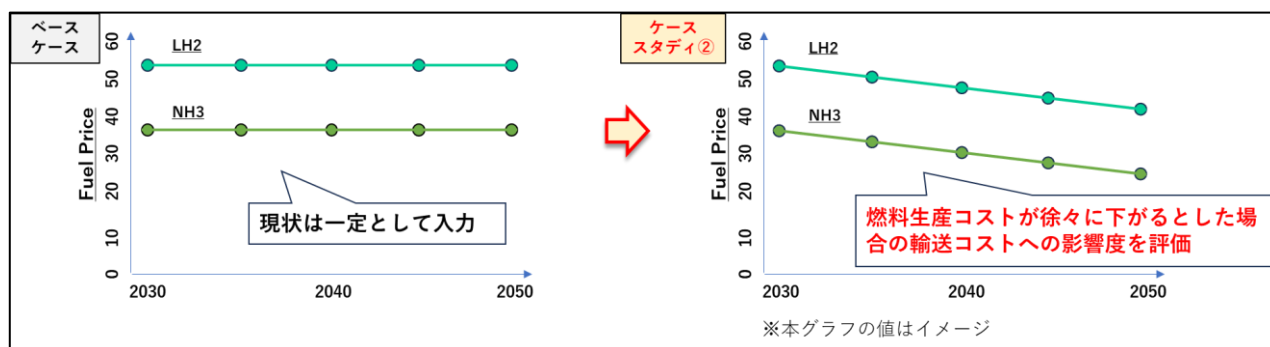


図 1.2.1-29 ケーススタディ③ 燃料生産コストの低減イメージ

・前提条件

図 1.2.1-30、図 1.2.1-31 に本ケーススタディで用いる GHG 強度値と燃料生産コストの時系列データを示す。前述の通り、各値の予測値は 2030 年に加え、2040 年、2050 年の値を推定し、その間の年数に関しては線形補完することとしている。これらの低減予測には、IEA World Energy Outlook 等による再生可能エネルギー電力コストの予測／目標値や、経産省 水素・燃料電池戦略ロードマップ等による水素生成に関するコスト予測／目標値などの要素を用いて GSC 独自の手法にて算出している。

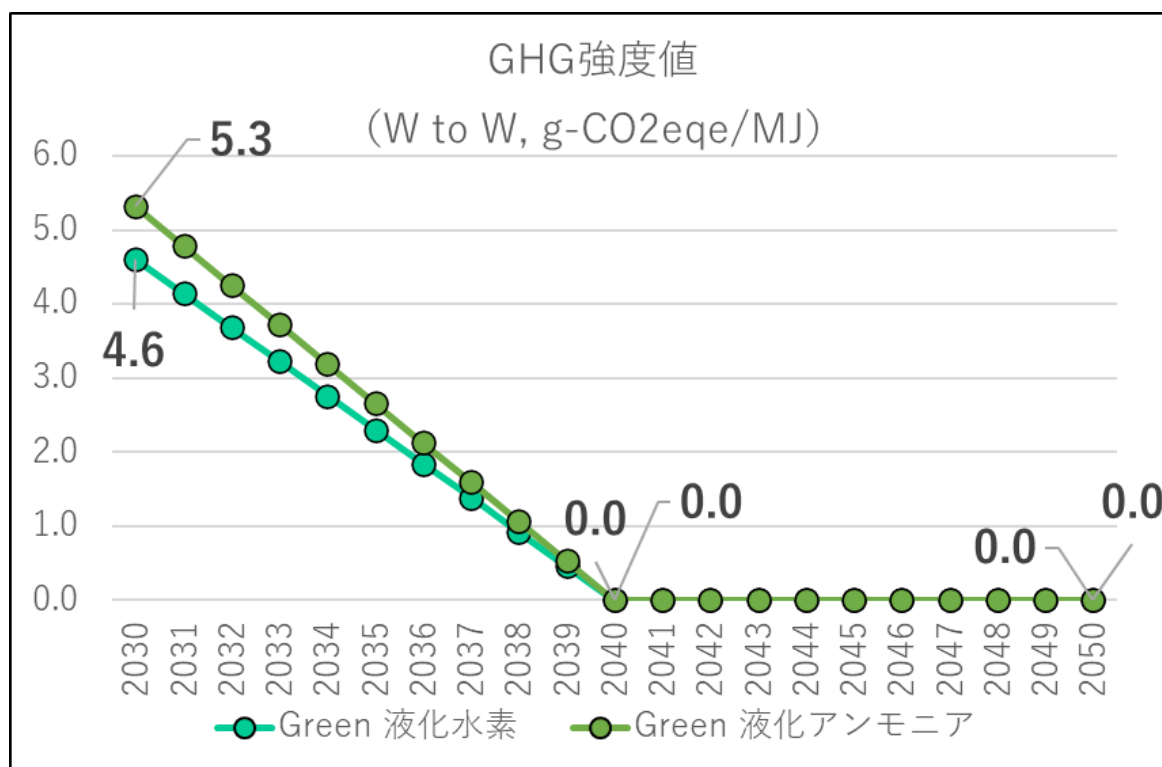
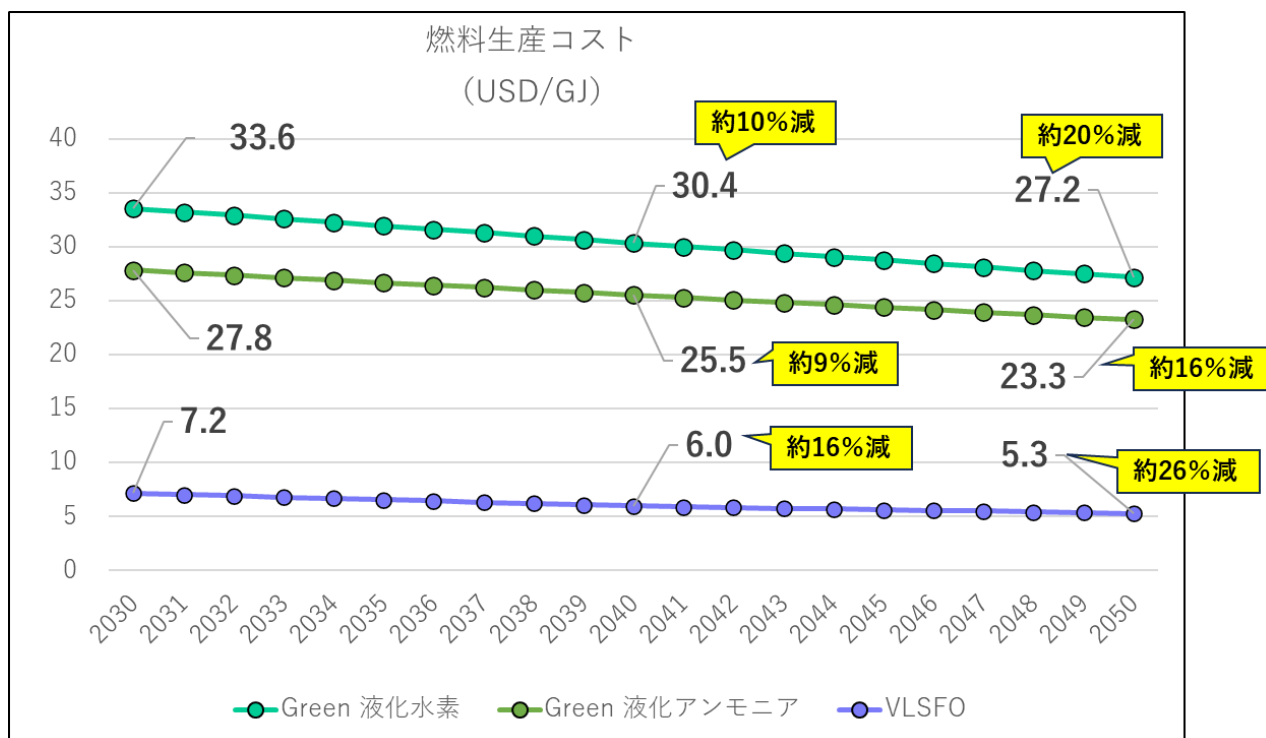


図 1.2.1-30 ケーススタディ③ GHG 強度値の推移



※ HFOは燃料生産コストではなく、マーケットプライス

図 1.2.1-31 ケーススタディ③ 燃料生産コストの推移

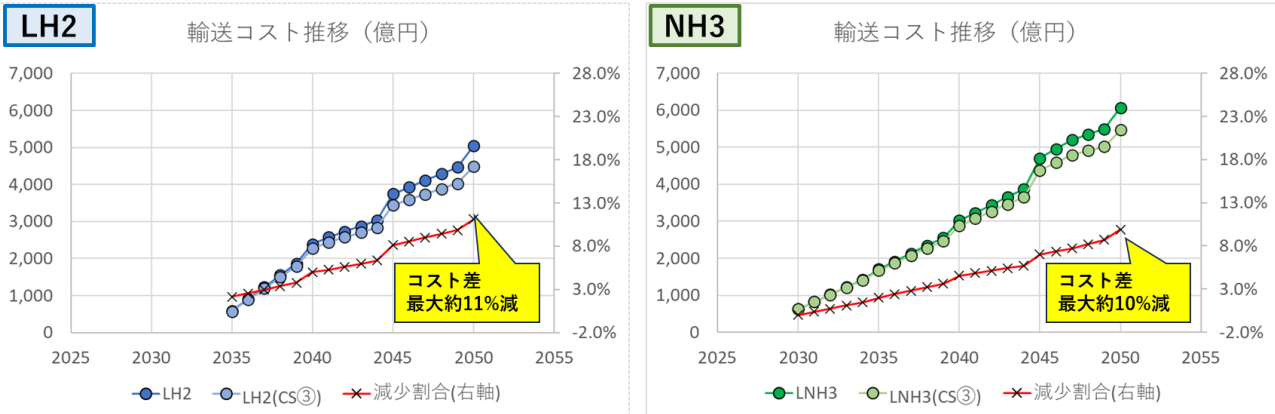
#### ・シミュレーション結果

以下図 1.2.1-32 にシミュレーション結果で得られた輸送コストの比較グラフを示す。左が液化水素輸送船団の輸送コストの推移を示しており、右が液化アンモニア輸送船団の推移を示しており、図中の○マーク+実線がベースケース、ケーススタディ結果の輸送コスト推移を表しており、×マーク+赤実線はベースケースに対してケーススタディ結果がどの程度コスト削減されているかを表している。表中のグラフが示す通り、どちらの輸送船団も GHG 排出規制が強化される 2050 年になるにつれてグリーン燃料を使う割合が増加するに従い、コスト差も徐々に広がっていくことがわかる。今回のケースでは 2050 年時点でどちらも約 10%のコスト差が生じる結果となった。

次にシミュレーション結果を表でまとめたものを図 1.2.1-33 に示す。先ほどの図 1.2.1-32 でも示した通り各年における輸送コストが徐々に低減していることが数字上からも見て取れる。その結果、2035 年～2050 年の合計総輸送コストはベースケースに対して、液化水素輸送船団では約 7%、液化アンモニア輸送船団では約 6%の減少という結果が得られた。

## □ シミュレーション結果

- ✓ 以下グラフの[○]がベースケースとケーススタディ③の運航コストの推移を示しており、[×]がそれぞれのコスト減少割合をグラフ化しています。([○]：左軸、[×]：右軸)
- ✓ 以下グラフの傾向を見ると、代替燃料の利用割合が増えてくるにつれてコスト差も徐々に広がっていくことがわかります。
- ✓ 本ケースにおいては、2050年付近でどちらも約10%ほどのコスト差が生じる結果となりました。



※減少割合：ケーススタディの結果がベースケースの結果に対してどの程度コスト削減になっているかを示す。  
 $\{1 - (LH2 / LH2(CS③))\} \times 100$

図 1.2.1-32 ケーススタディ③ シミュレーション結果（輸送コスト推移グラフ）

## □ シミュレーション結果（総括表）

- ✓ 2030年～2050年までの代表年における、輸送コストの比較を以下に示しています。
- ✓ いずれも2050年に近づくごとにコストの減少割合が増えていることがわかり、2050年では約10%の削減が見込まれます。
- ✓ 全体の総輸送コスト、あるいはGJ当たりのコスト面ではどちらも約6～7%ほど減少しました。

|                                                                                   |       | LH2キャリア                      |            |                  | LNH3キャリア                     |          |                 |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-------|------------------------------|------------|------------------|------------------------------|----------|-----------------|
| 項目                                                                                |       | 燃料生産コスト<br>減少割合<br>(HFO/LH2) | ベースケース     | ケーススタディ③         | 燃料生産コスト<br>減少割合<br>(HFO/NH3) | ベースケース   | ケーススタディ③        |
| 輸<br>送<br>コ<br>ス<br>ト                                                             | 2030年 | 0%/0%                        | -          | -                | 0%/0%                        | 629 億円   | 629 億円(▲ 0)     |
|                                                                                   | 2035年 | 8.3% / 4.8%                  | 588 億円     | 575 億円(▲ 2%)     | 8.3% / 4.1%                  | 1,705 億円 | 1,671 億円(▲ 2%)  |
|                                                                                   | 2040年 | 16.7% / 9.5%                 | 2,389 億円   | 2,269 億円(▲ 5%)   | 16.7% / 8.3%                 | 3,019 億円 | 2,881 億円(▲ 5%)  |
|                                                                                   | 2045年 | 21.5% / 14.3%                | 3,749 億円   | 3,445 億円(▲ 8%)   | 21.5% / 12.2%                | 4,706 億円 | 4,376 億円(▲ 7%)  |
|                                                                                   | 2050年 | 26.4% / 19.0%                | 5,053 億円   | 4,490 億円(▲ 11%)  | 26.4% / 16.2%                | 6,067 億円 | 5,467 億円(▲ 10%) |
| 総輸送コスト                                                                            |       |                              | 約 4.5 兆円   | 約 4.2 兆円(▲ 7%)   |                              | 約 6.5 兆円 | 約 6.0 兆円(▲ 6%)  |
| GJ当たりのコスト                                                                         |       |                              | 1,161 円/GJ | 1,075 円/GJ(▲ 7%) |                              | 377 円/GJ | 353 円/GJ(▲ 6%)  |
| <div>総輸送コストは<br/>ベースケースに対して約7%ほど減少</div> <div>総輸送コストは<br/>ベースケースに対して約6%ほど減少</div> |       |                              |            |                  |                              |          |                 |

総輸送コストは  
ベースケースに対して約7%ほど減少

総輸送コストは  
ベースケースに対して約6%ほど減少

図 1.2.1-33 ケーススタディ③ シミュレーション結果（コスト比較表）

なお、ここまでベースケースに対しての輸送コスト差を確認してきたが、以下の図 1.2.1-34 に各輸送船団における輸送コストの積み上げグラフを示す。実線がベースケースにおけるコスト積み上げ、点線がケーススタディにおけるコスト積み上げを表している。以下グラフから見てもわかる通り、CAPEX と運

航コストに関してはいずれの輸送船団もベースケースとケーススタディ結果で同一の結果となっているが、燃料コストでだけコスト差が生じていることがわかる。また、このコスト差は図中に記載している2点の要因で生じており、1つ目が“燃料生産コストの減少”によるコスト低減。2つ目が、GHG 強度値がベースケースよりも減少していることに起因する“代替燃料の使用量の減少”によるコスト低減となっている。

後者の代替燃料の使用量の減少について分析した結果を図 1.2.1-35 に示す。この図でもわかる通り、液化水素輸送船団と液化アンモニア輸送船団の両方で貨物として積んでいる代替燃料（グリーン水素・グリーンアンモニア）の使用割合が年々減少している。これは GHG 強度値が 2040 年以降は 0 となっていることが起因し、それ以前に比べて代替燃料を使用する量が少なく済むようになっている。結果、2050 年時にはベースケースに比べて約 4～5%代替燃料の使用割合が減少し、より安価な重油をより多く使ったの運航が可能となり、総輸送コストの低減に貢献している。

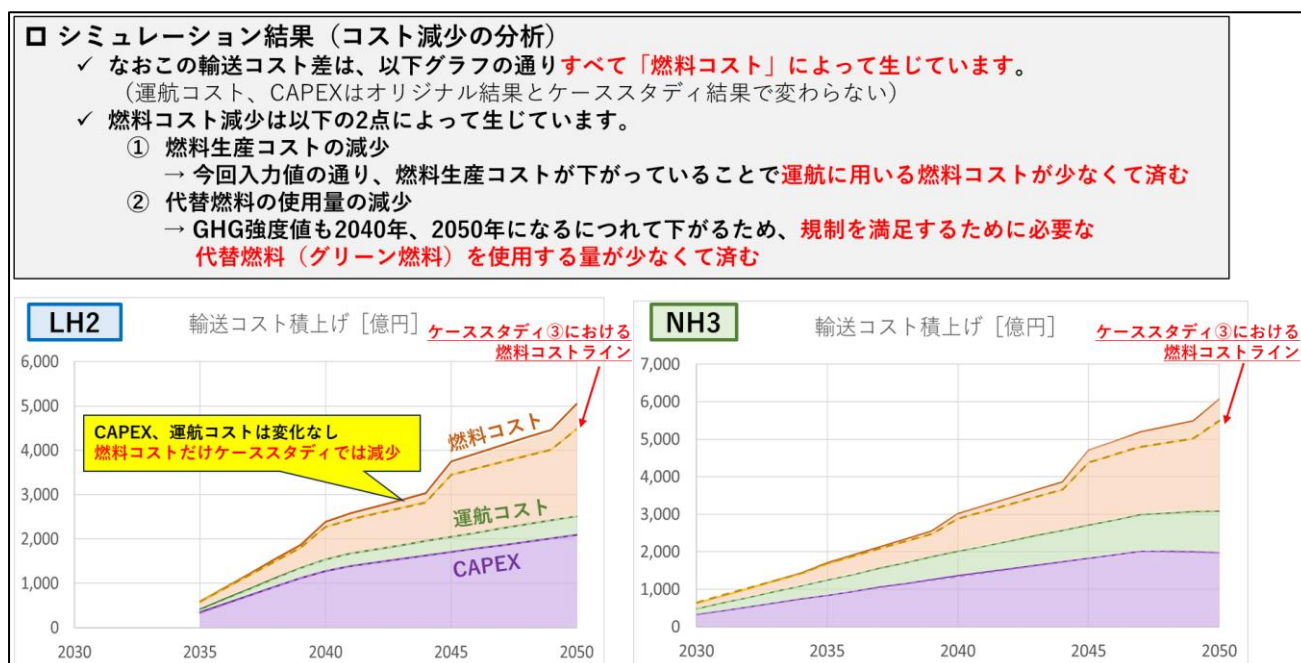


図 1.2.1-34 ケーススタディ③ 輸送コスト積上げグラフ

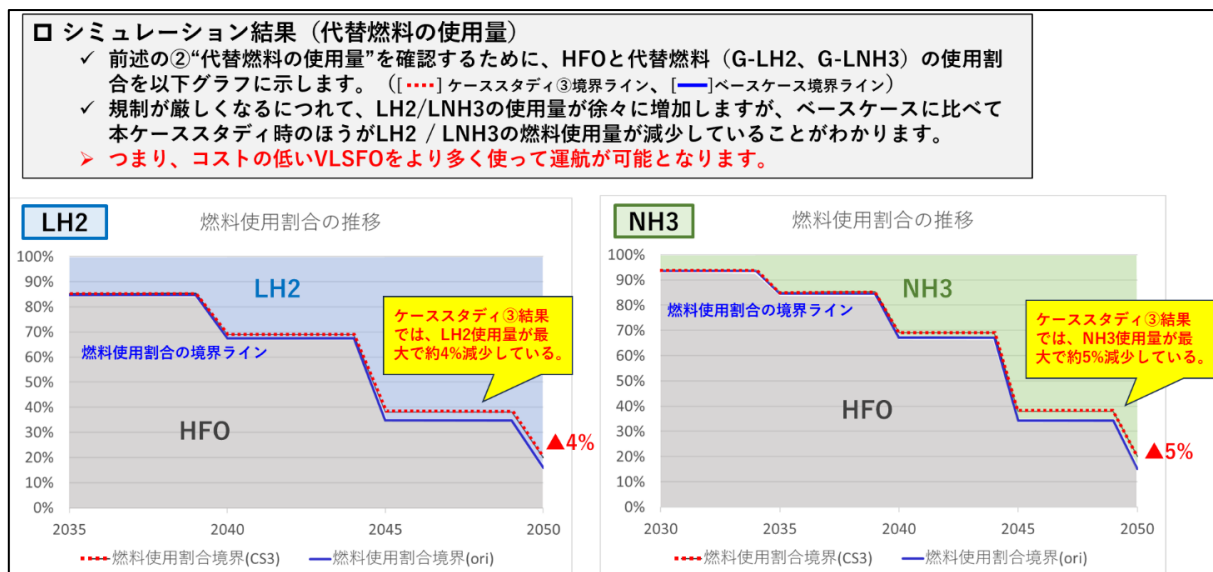


図 1.2.1-35 ケーススタディ③ 代替燃料の使用割合

以上の結果から得られたまとめを図 1.2.1-36 に記す。図中にも記載の通り、今回のケーススタディでは GSC 独自の手法にて推定した 2040 年、2050 年における燃料 GHG 強度値と燃料生産コストを用いてシミュレーションを実施した。その結果、燃料生産コストは液化グリーン水素と液化グリーンアンモニアでそれぞれ 10 年毎に約 10%、約 8~9%のコスト減少となり、その影響から各輸送船団の総輸送コストが約 6~7%減少することとなった。特に、代替燃料をより多く使用しなければならないと予想される 2040 年以降などの環境規制が強化されるタイミングでの燃料生産コストの低減は、輸送コスト全体に与える影響が特に大きく、また燃料そのもののコストだけでなく、その生産由来による GHG 強度値も規制を満足するうえで必要な代替燃料使用量に大きくかわることから、燃料生産コストと GHG 強度値の 2 つの要素の低減は輸送船団全体の輸送コストを考えるうえで重要であることが改めて明らかとなった。

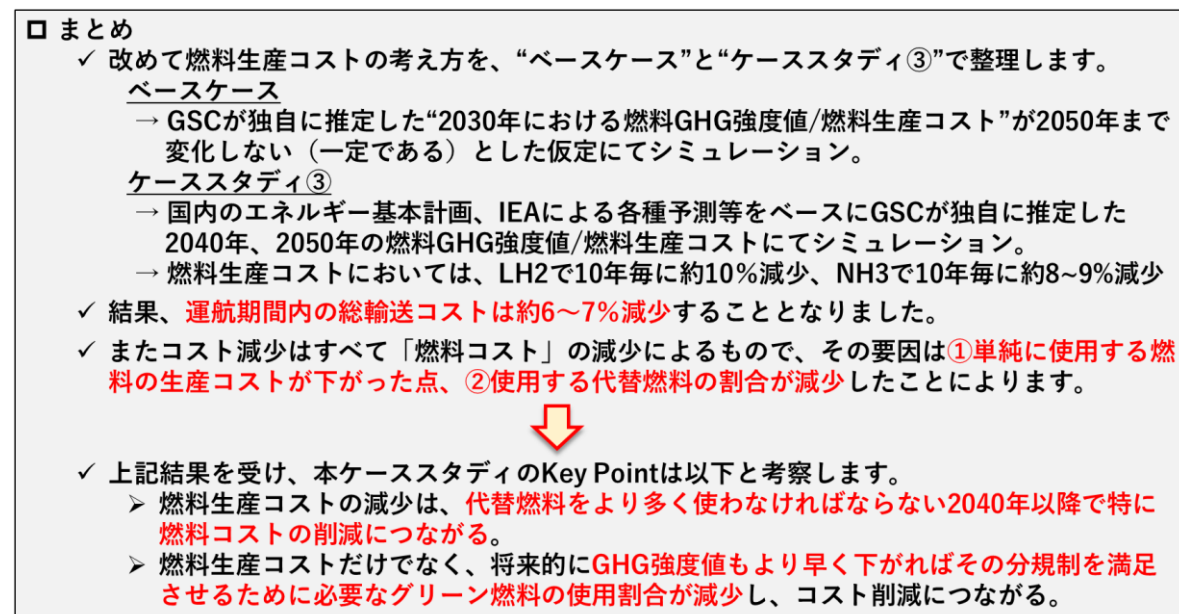


図 1.2.1-36 ケーススタディ③ まとめ

#### ④ 海外調達割合を変化させた場合の輸送コスト影響

##### ・概要

4つ目のケーススタディとして、海外からの水素調達割合に焦点を当てたケースを実施する。背景として、ベースケースにおける条件設定では将来的な水素の調達可能場所に加え、国内でどの程度生産可能かという点においては決定できるほど情報がないことより、本調査事業ではいったん「国内生産：海外調達」の割合を「4：6」と仮定することとしていた。一方で、実際にはこれらの割合が当然変動することが考えられる。

よって本ケーススタディでは以下の図 1.2.1-37 に示す通り、想定している海外調達割合の6割から上下に1割ずつ変化させた際のシミュレーションを実施し、各輸送船団に与える影響について評価を実施した。

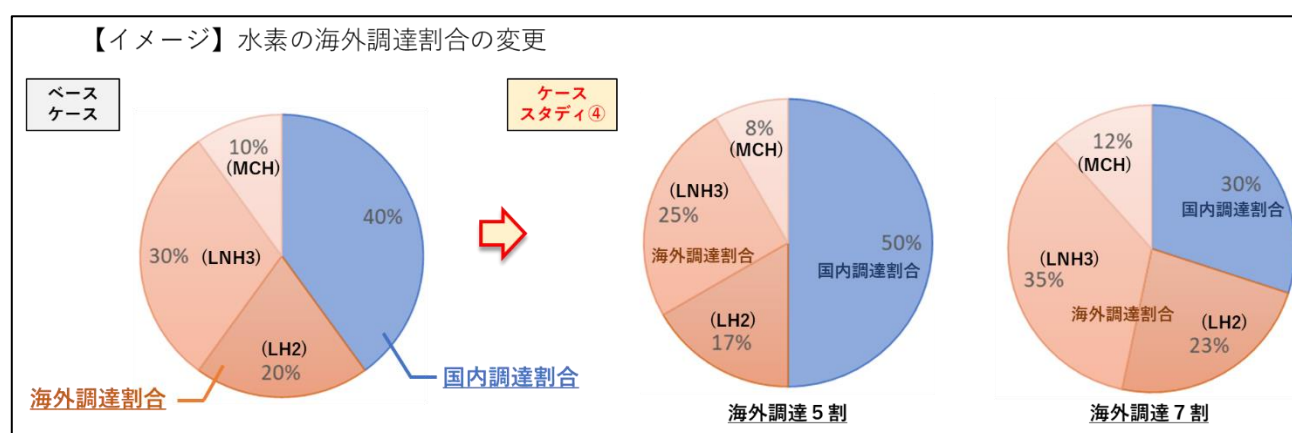


図 1.2.1-37 ケーススタディ④ 水素の海外調達割合を変更したイメージ

##### ・前提条件

図 1.2.1-38 に海外からの調達割合を6割から5割、7割と変化させた際の輸送量変化を示す。ここで注意したいのは、水素として国内へ運んでくる媒体として、今回は液化水素・アンモニア・MCHを想定しているという点である。（ただしMCHにおける輸送コスト評価は本年度の事業では行っていない）ベースケースにおけるこれら3つの水素輸送媒体の輸送割合は、それぞれ以下のように定めていた。

経産省水素導入目標の海外調達割合「6割」

$$\begin{aligned}
 &= \text{液化水素} : \text{メチルシクロヘキサン} : \text{アンモニア} \\
 &= 2 \text{割} : 1 \text{割} : 3 \text{割} = (6 \text{割の内}) 1/3 : 1/6 : 1/2
 \end{aligned}$$

本ケーススタディにおいて海外調達割合が変化した場合でも、この3種の割合は変更しないとしている点は注意が必要である。（図 1.2.1-37 に示しているパーセントの通りである。）

改めて図 1.2.1-38 を確認すると液化水素の輸送量は海外調達割合が1割ずつ上下したことにより、±17%輸送量が変化している。一方でアンモニアに関しては、水素代替貨物としてのアンモニア（経産省目標 水素分）、アンモニア利用としてのアンモニア（経産省目標 アンモニア分）、船舶燃料利用としてのアンモニア（船舶燃料 アンモニア分）の3つがあり、今回の海外調達に直接影響を受けるのは1つ

目の“水素代替貨物としてのアンモニア”となる。よって表に示す通り、アンモニア全体の輸送割合で見ると液化水素ほどのインパクトはなく、それぞれ±7%の輸送量変化となっている。

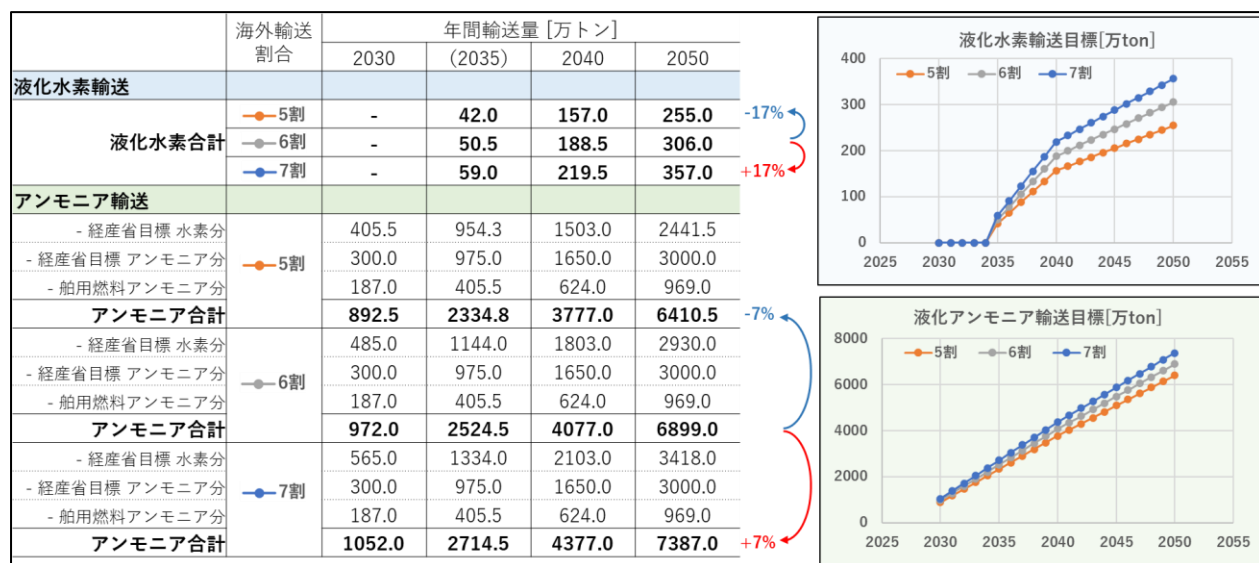


図 1.2.1-38 ケーススタディ④ 各輸送船団の輸送量変化

#### ・シミュレーション結果

以下図 1.2.1-39 に液化水素輸送船団における結果を示す。左に掲載のグラフの上段が海外調達割合を5割とした場合、下段が7割とした場合の船団隻数推移結果で、右に掲載の表ではベースケースである6割の結果ととの比較を表している。結果からわかる通り、輸送量がそれぞれ上下したことで隻数、年間建造数、輸送ストの変化が見られ、隻数に関しては2050年時点における必要隻数が±9隻とベースケースに対して約17%の変化となった。まだ総輸送コストも約±17%ほどの変化となっている。

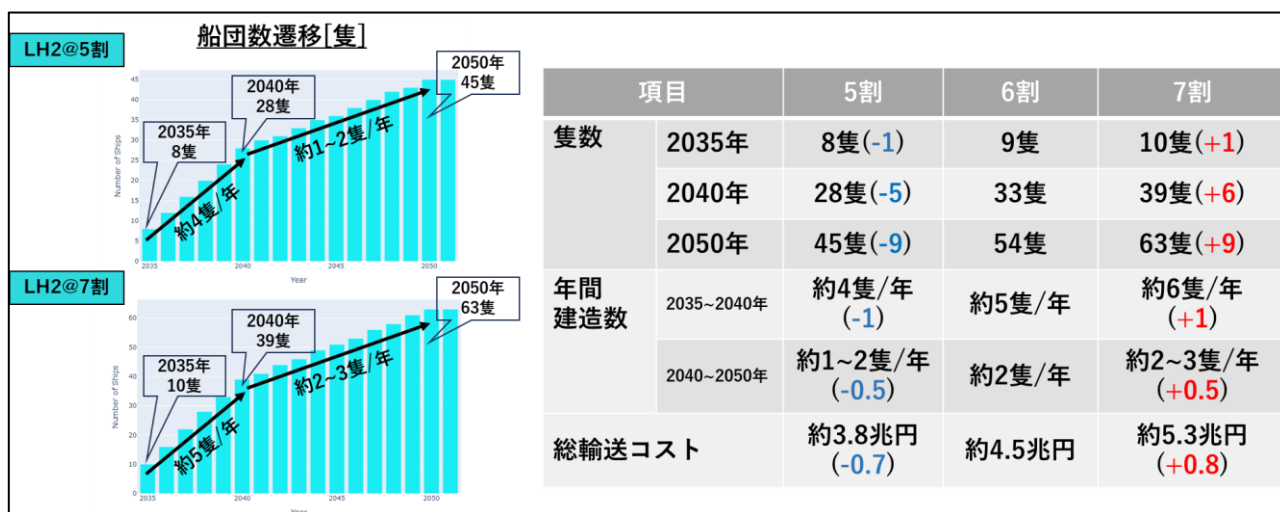


図 1.2.1-39 ケーススタディ④ 液化水素輸送船団の結果

次に、以下図 1.2.1-40 に液化アンモニア輸送船団の結果を示す。こちらも液化水素輸送船団と同様に、左に船団隻数の推移を示すグラフを、右にベースケースを含めた比較表を載せている。基本的な傾向は液化水素輸送船団と同様で、こちらも隻数と総輸送コストがそれぞれ約±7%の変化となった。

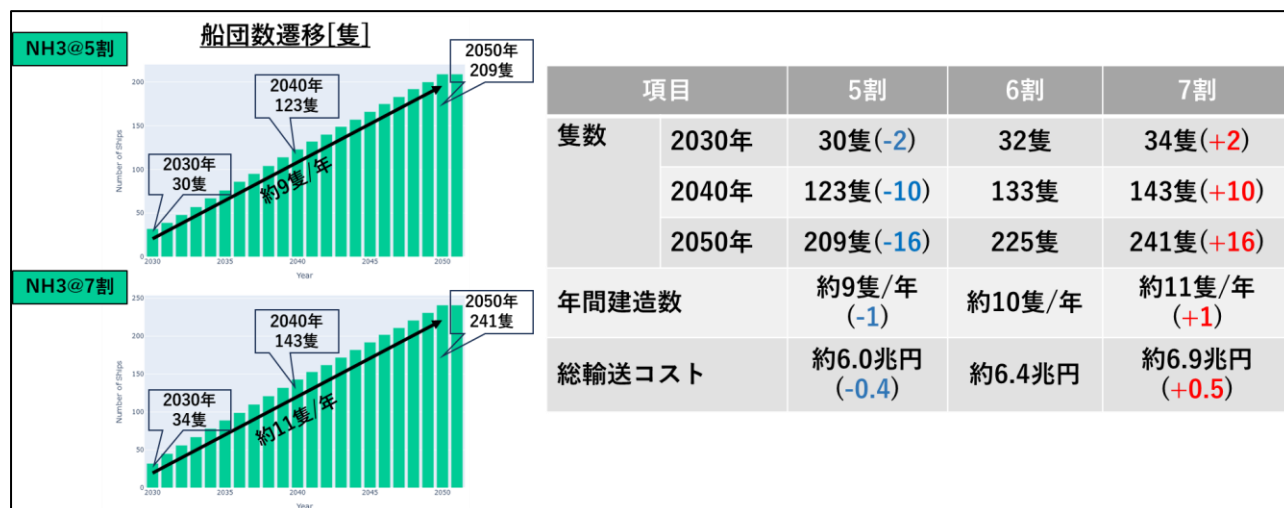


図 1.2.1-40 ケーススタディ④ 液化アンモニア輸送船団の結果

上記の結果から得られたまとめを図 1.2.1-41 に示す。今回のケーススタディでは水素の海外調達割合をベースケースの6割から上下に5割、7割と変化させた場合の船団規模、輸送コスト変化を確認した。輸送量の変化率としては、液化水素輸送船団で±17%、液化アンモニア輸送船団で±7%の変化であったが、結果としても図中にも示す通り、船団隻数、輸送コストのいずれも同じ割合で変化していることがわかった。また、具体的な輸送コスト額の変化としては、水素とアンモニアで合わせて1.3兆円のコスト変化となることから、例えばこの20年間ににおける1.3兆円で国内調達可能な割合を増加させるか（海外調達5割）、もしくは海外調達の割合を増加させるか（海外調達7割）、といった面において、本ケーススタディのような比較は経済的な評価の一例になると思われる。

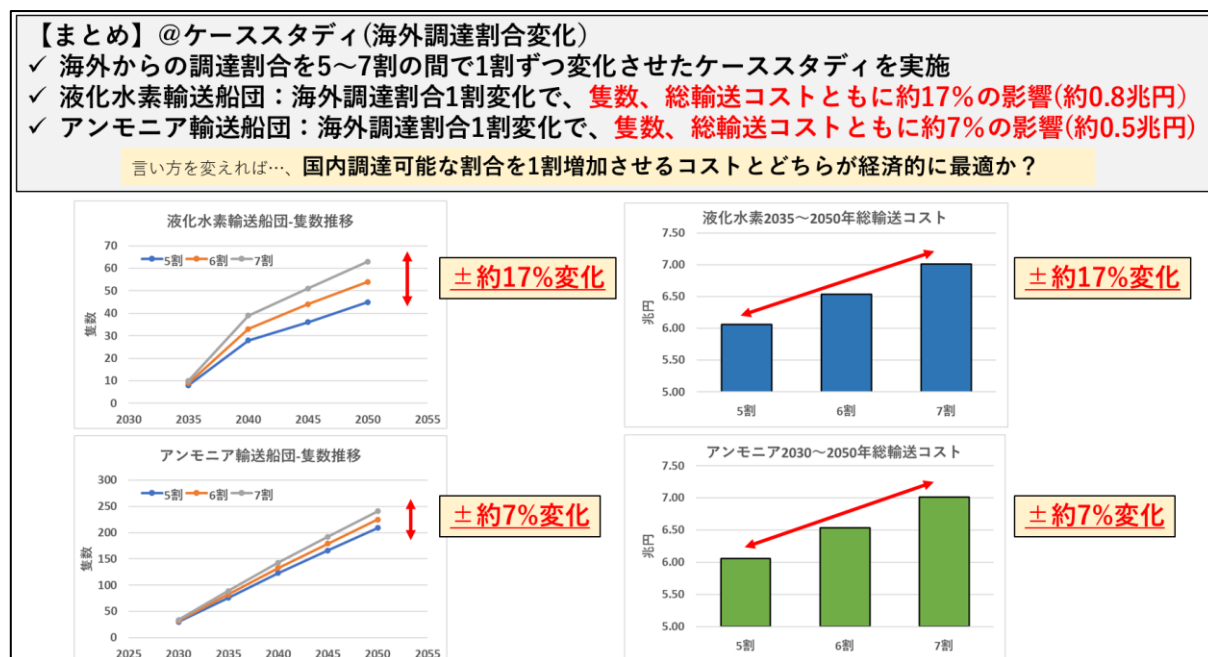


図 1.2.1-41 ケーススタディ④ まとめ

#### (5) 調査項目 3.1.1 のまとめ

本調査項目 3.1.1 では、環境規制を満足する前提（本調査事業内では FuelEU Maritime）で、水素・アンモニア輸送船団における燃料コスト、運航コスト、CAPEXなどをふまえた海上物流コストを算出し、またその結果を受けていくつかのケーススタディを行った。これらの結果から得られた知見を以下に箇条書きにて記載する。

##### 水素・アンモニア輸送船団の海上物流コスト評価

- ✧ 今回のコスト評価では、水素輸送船団については2035年から2050年、アンモニア輸送船団については2030年から2050年の期間における船団規模、輸送コストの評価を実施した。
- ✧ 水素輸送船団、アンモニア輸送船団ともに輸送量の増加に伴い船団規模が顕著に増加し、本調査事業内における条件では、2050年時点で水素輸送船団が54隻、アンモニア輸送船団で225隻という船団規模が必要となる。
- ✧ これらの船団規模を満たすためには、水素輸送船団で年2～5隻の建造ペース、アンモニア輸送船団で年10隻の建造ペースが必要となる。
- ✧ アンモニア輸送船団の建造隻数が多いのは、単純な輸送量差もあるが、ベースとしている既存キャリアが水素キャリアと比較して載荷容量が小さい（水素：16万m<sup>3</sup>、アンモニア：9万m<sup>3</sup>）という点も1つの大きな要因となっている。
- ✧ 輸送コストに関しては、船団規模の増加にともないCAPEXが大きく増加することとなるが、それとは別に環境規制の影響から貨物である高価なグリーン水素、グリーンアンモニアを燃料として使用する必要があり、燃料コストも顕著に増加していく。

- ◇ 特に 2050 年の段階においては、どちらの輸送船団も燃料コストが輸送コストの 50%を占める割合となり、使用している燃料の約 85%を代替燃料とする必要がある。
- ◇ 計算期間における総輸送コストは水素輸送船団で約 4.5 兆円、アンモニア輸送船団で約 6.5 兆円という規模で、特に水素輸送船団ではアンモニア輸送船団に比べて船価がアンモニアの約 4 倍想定、燃料生産コストもアンモニアの約 1.2 倍という影響から、比較的船団規模が小さいにも関わらずコストが嵩んでいる。

### ケーススタディ

- ◇ 水素・アンモニア輸送船団の検討結果（ベースケース）を受けて、本項目では全 4 パターンのケーススタディを実施した。（表 1.2.1-17 の通り）
- ◇ ケーススタディ①：現実的な液化水素キャリア建造とした場合の輸送量評価
  - 水素キャリアの年間建造数をより現実的な想定とした場合の輸送量算出では、結果としてベースケースに対して約 33%もの水素量の輸送が出来なくなる結果となった。
  - 仮にこの溢れた分をアンモニア輸送船団で補おうとすると、2050 年に必要な 225 隻のさらに 2 倍の船団が追加で必要となる結果（合計で 3 倍）から、物性的な観点による輸送量増加やキャリアサイズによる船団規模の増減を考慮したうえでの代替輸送媒体の選定が重要であるといえる。
- ◇ ケーススタディ②：積地候補地の影響評価
  - 積地を現状考えられる一番の近接地（豪州）のみとした場合のコスト評価では、船団規模、輸送コストともに、輸送距離が減少した割合とほぼ同程度の削減効果が得られる結果となった。
  - 本ケースでは水素輸送船団とアンモニア輸送船団でそれぞれ約 60%と 55%のコスト削減となったことから、大規模な輸送計画を考えるうえで想定する積地の選定が輸送コストに与える影響は非常に大きく、輸送プロジェクトとしてはこれらの影響を鑑みた選定が輸送コスト面においては重要であることが明らかになった。
- ◇ ケーススタディ③：燃料コスト低減を考慮した輸送コスト評価
  - 現在想定している燃料生産コストが 2050 年になるにつれて安価となっていくことを想定したシミュレーションを実施し、その結果総輸送コストがどちらの輸送船団も約 6~7%減少する結果となった。
  - これらは輸送コストのうち「燃料コスト」の減少によるものであり、単純に使用する燃料の生産コストが下がった点に加えて、使用する燃料の GHG 強度値も徐々に下がることによって、代替燃料の使用割合が減少した、という 2 点が要因となっている。
  - このことから、この燃料生産コストが年々下がることによる影響は、より代替燃料を使用しなければならない環境規制が厳しくなるタイミングで特に効果が得られ、将来的にコストだけでなく燃料の GHG 強度値も下がることで、総合的なコスト削減に寄与することが明らかとなった。

◇ ケーススタディ④：海外調達割合を変化させた場合の輸送コスト影響

- 海外からの調達割合（輸送量）をベースケースでの条件である 6 割から上下に 5 割、7 割と変化させた際の輸送コストの影響を確認した。
- 結果としてはどちらの輸送船団も輸送量変化と同程度の船団隻数、輸送コスト変化が得られ、コスト感でいえば海外調達割合 1 割の上下変化で、水素・アンモニア輸送船団合計で約 1.3 兆円輸送コストが上下することがわかった。

以上の通り、これまでに行ってきた検討結果を箇条書きにて示したが、最適な輸送船団の構成に必要な要素という観点では“輸送キャリアの大型化”という点は特に効果的であるといえる。特に、今回のシミュレーション結果からもアンモニア輸送船団に関しては、現状想定のカリヤサイズでは大規模な船団構成になり、輸送コスト面や船舶の建造ペースの面でも様々な検討が必要であることも見えてきている。また、物性的な観点からも水素とアンモニアにおける体積ベースでの輸送効率はいけなくて良くない点をふまえると輸送キャリアの大型化という点は、船団規模を最小化し、かつそれに伴い CAPEX、運航コスト、燃料コストのすべてが最適化されるため、最適な輸送船団という観点では重要な検討課題であるといえる。

なお、船舶の大型化に伴い国内外のバース整備も併せて必要な点も本調査事業の調査項目 3.2 を合わせて参照のうえ、十分留意いただきたい。

## 1.2.2. 調査項目 3.1.2 「既存燃料船との海上物流コスト差の予測」

### (1) 調査手法

調査項目 3.1.2 では、水素を液化水素輸送船団ではなく、他の水素輸送媒体で輸送した際のコスト等を比較し、国内への水素輸送について各輸送船団における経済性検討を実施する。ここで輸送する水素は調査項目 3.1.1 で定義しているグリーン水素を想定するが、比較対象として、LNG 燃料 LNG 輸送船団及びメタノール燃料メタノール輸送船団（以下、既存燃料船団）についても輸送コストを算出する。加えて、既存燃料船団と水素・アンモニア輸送船団とのコストなどを比較することで、水素・アンモニア輸送船団の経済性を評価するとともに、値差補填等の施策根拠に関連する検討も実施する。なお、ここでいう値差補填等の施策根拠に関連する検討とは、直接的な補助金や、既存燃料に掛ける罰金のような仕組みが、既存燃料よりも高価になると想定される水素・アンモニアのような代替貨物への転換を促進にどの程度寄与するかを把握するものである。

具体的には、例として想定する水素の輸送目標量と同等の熱量を、既存燃料船団を含む、他の輸送船団で輸送した場合におけるシミュレーションを調査項目 3.1.1 にて用いたものと同様の手法で実施する。なお、輸送媒体として想定する貨物とその名称の定義については、以下の表 1.2.2-1 に記載した定義を用いることとする。

表 1.2.2-1 項目 3.1.2 で想定する輸送貨物の定義

| 貨物区分   | 輸送想定貨物      | 略称         |
|--------|-------------|------------|
| グリーン貨物 | 液化グリーン水素    | 液化 G 水素    |
|        | 液化グリーンアンモニア | 液化 G アンモニア |
|        | 液化グリーンメタン   | 液化 G メタン   |
|        | グリーンメタノール   | G メタノール    |
| 既存貨物   | 液化天然ガス      | LNG        |
|        | グレイメタノール    | メタノール      |

液化水素の輸送媒体としては液化 G 水素のほか、液化 G アンモニア、G メタノール、液化 G メタンを想定し、既存貨物として定義している LNG とメタノールも含めた輸送コストシミュレーションを行うことで、「①各輸送船団の経済性評価」、「②既存船団との値差分析」を実施する。シミュレーション条件の検討は以下に示す手順で検討を進める。

- a.) 輸送シナリオの整理
- b.) 各水素輸送媒体における年間輸送量の検討
- c.) 各輸送船団スペックの検討

これらの検討結果を基にシミュレーション条件を設定し、シミュレーションおよび経済性の評価を実施する。

以下に各検討項目における詳細な実施方法、およびその結果を示す。

#### a) 輸送シナリオの整理

本検討を行うにあたり、各輸送船団の輸送シナリオをここで整理しておく。想定する輸送貨物は上記した通り、グリーン貨物として液化 G 水素、液化 G アンモニア、G メタノール、液化 G メタンとし、既存貨物として LNG とメタノールを加えた全 6 輸送船団を想定する。各輸送船団はそれぞれ重油（VLSFO）と貨物を燃料とする Dual Fuel（以下 DF）とし、重油以外に運んでいる貨物とは異なるグリーン燃料などを使用することは考えない。上記を簡単な図で示したものを以下図 1.2.2-1 に示す。

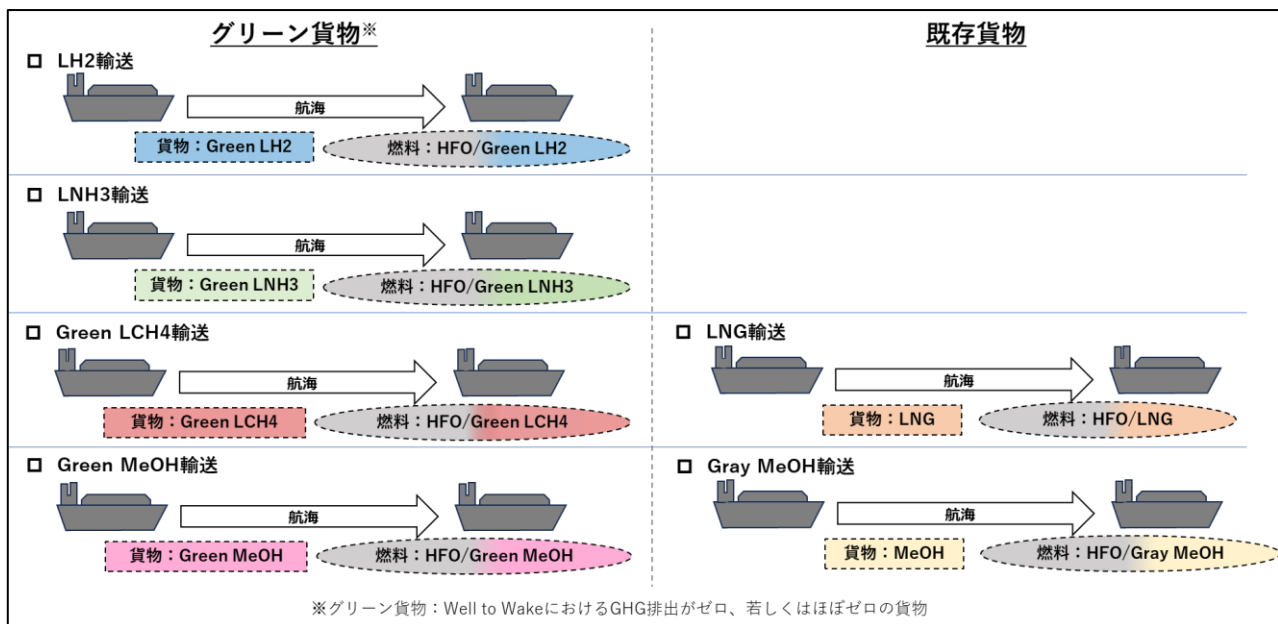


図 1.2.2-1 調査項目 3.1.2 で想定する輸送船団

なお改めてここで整理しておく、LNG とグレイメタノールの輸送に関しては GHG 強度の高い（GHG 削減効果が少ない）貨物を国内へ輸送するシナリオとなるが、実際に日本国として想定するエネルギー計画などとは関係なく、あくまで既存貨物/燃料を想定した比較対象として今回輸送コスト等を算出するものである。また、水素の代替輸送媒体や発電利用等についてメタノールを使用するという計画も大規模なものは報告書作成時点において存在しないため、各輸送媒体を使用するといったプロジェクトについては本検討において考慮していない点は留意が必要である。

#### b) 各水素輸送媒体における年間輸送量推定

本検討にあたっては各水素輸送媒体の輸送船団毎におけるコスト比較が主題であるため、ベース目標とする水素輸送量はどのような想定でも問題ないが、ここでは調査項目 3.1.1 で推定した“液化水素輸送量”をベースとなる輸送量として設定することとする。ここで、ベースとなる水素の輸送量を改めて整理すると以下の表 1.2.2-2 の通りである。表内に記載の液化水素輸送分（2035 年～2050 年）をエネルギー等価ベースで他の輸送媒体で運ぶ際の輸送目標量を算出した結果を図 1.2.2-2 に示す。見ての通り、重量ベースでの換算量を見ると G アンモニアでの輸送は水素輸送に対して約 6.5 倍、LNG、或いは G メタンでの輸送は約 2.5 倍、メタノール、或いは G メタノールでの輸送は約 6 倍となり、水素の単位重量当たりのエネルギー量（低位発熱量）がどの輸送媒体と比べても非常に高いことから、水素以外の輸送媒体による輸送量は増加する傾向となる。（メタノールと G メタノールは組成上同じため同低位発熱量としているが、LNG と G メタンは図中に記載の低位発熱量ベースとしているため微妙に差が生じる）

表 1.2.2-2 水素輸送目標（項目 3.1.1 にて決定済みの値）

|                | 年間輸送量 [万トン]*5 |          |       |       |
|----------------|---------------|----------|-------|-------|
|                | 2030          | (2035*4) | 2040  | 2050  |
| 液化水素輸送         |               |          |       |       |
| 液化水素合計*1       | 0             | 50.5     | 188.5 | 306   |
| アンモニア輸送        |               |          |       |       |
| - 経産省目標 水素分*2  | 485           | 1144     | 1803  | 2930  |
| - 経産省目標 アンモニア分 | 300           | 975      | 1650  | 3000  |
| - 船用燃料アンモニア分   | 187           | 405.5    | 624   | 969   |
| アンモニア合計        | 972           | 2524.5   | 4077  | 6899  |
| MCH輸送          |               |          |       |       |
| MCH合計*3        | 163           | 381.5    | 600   | 976.5 |

\*1 経産省導入目標の内、水素利用分を液化水素で輸送すると想定した分(全体の60%×1/3)  
 \*2 経産省導入目標の内、水素利用分をアンモニアで輸送すると想定した分(全体の60%×1/2)  
 \*3 経産省導入目標の内、水素利用分をMCHで輸送すると想定した分(全体の60%×1/6)  
 \*4 2024. 10. 31NEDO殿との定例会議より、液化水素輸送はプロジェクト進捗状況を加味し5年後ろ倒しの2035年から輸送されると仮定  
 \*5 各目標値の間は線形補間にて推定  
 \*6 MCHで輸送を想定している物は経産省目標の水素分のみ

図 1.2.2-2 各輸送媒体における輸送目標（重量ベース）

|             |                      | 2035年            | 2040年            | 2050年            | (万ton)                |
|-------------|----------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------------|
| 輸<br>送<br>量 | LH2輸送                | 50.5             | 188.5            | 306.0            |                       |
|             | ↓ エネルギーベースで換算        |                  |                  |                  |                       |
|             | NH3輸送                | 322.3            | 1203.2           | 1953.2           | 約6.5倍<br>約2.5倍<br>約6倍 |
|             | LNG輸送<br>(Green CH4) | 126.3<br>(121.2) | 471.3<br>(452.4) | 765.0<br>(734.4) |                       |
|             | MeOH輸送               | 304.5            | 1136.7           | 1845.2           |                       |

一方で、上記した輸送量を重量（万 ton）当たりではなく体積（m3）当りに換算しグラフ化したものを図 1.2.2-3 に示す。見ての通り、重量ベースでは水素が他の媒体に比べて非常に低い量となっていたが、体積当たりでは他の媒体よりもより多くの体積が必要となる。これは水素の密度が非常に低いことが起因している。これにより船舶としての輸送効率を考えると、単位体積当たりで運べるエネルギー量に限度があることから、水素の輸送効率としてはあまり良くないということが言える。

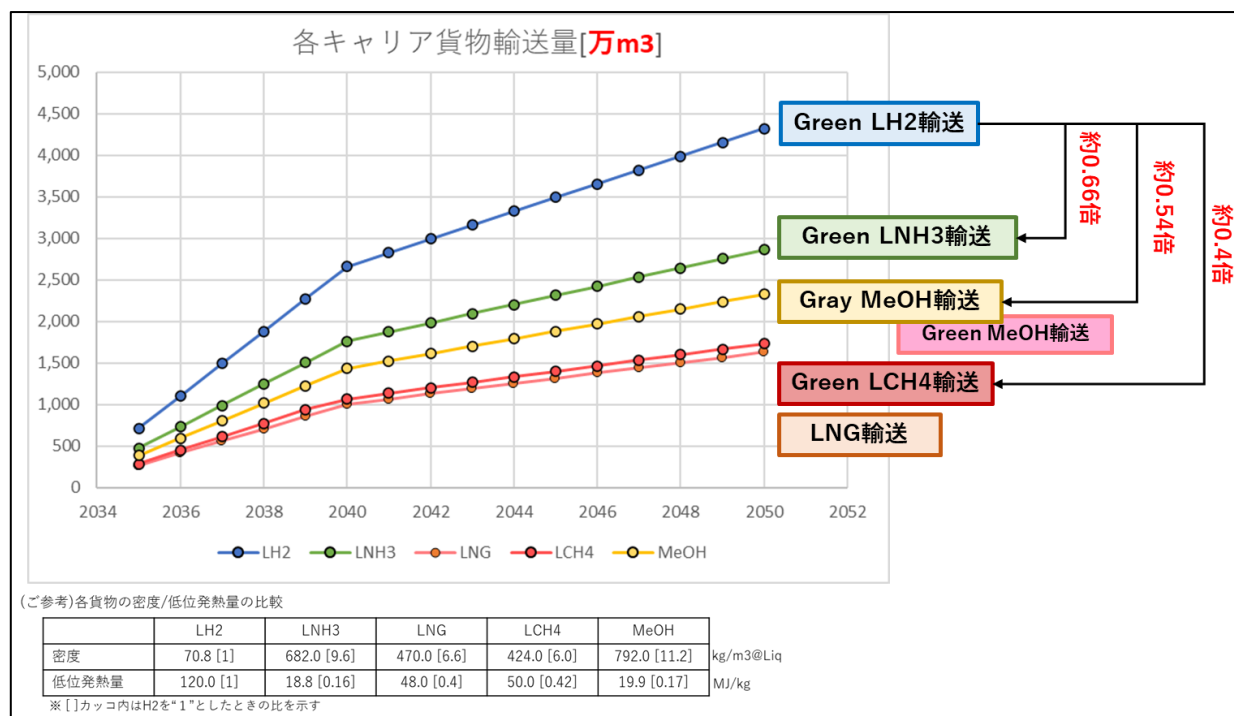


図 1.2.2-3 各輸送媒体における輸送目標の推移（体積ベース）

### c) 各輸送船団スペック検討

これまでの検討において、液化水素輸送船団と液化アンモニア輸送船団のスペックは既に検討してきたとおりであるが、LNG とメタノール輸送船団のスペックについては検討していなかった。そこで、本検討内における上記輸送船団のスペックを表 1.2.2-3 に示す。

キャリアサイズなどの考え方は項目 3.1.1 と同様に、現在国内に入港してくる一般的な大型サイズキャリアを想定しており、LNG では貨物容積が 18 万 m<sup>3</sup> クラスのキャリアと仮定している。一方でメタノールは現状国内に入港する大型専用キャリアはないが、本検討時点においてメタノール専用船としての最大規模が約 5 万 m<sup>3</sup> クラスのキャリアであるため、本検討においても同サイズを想定している。その他、補器類の消費エネルギーや運用年数、減価償却期間などはそれぞれ水素・アンモニア輸送船団と同じ考え方とし、船価や運航コストも同じデータベースから引用した。なお G メタンキャリアについては、LNG とメタンの物性的特徴がほぼ変わらないことから、G メタンも以下で想定している LNG キャリアと同じスペックの輸送船としている。また、参考までに項目 3.1.1 で検討済みの水素・アンモニア輸送船団のスペックも表 1.2.2-4 に再掲しておく。

表 1.2.2-3 LNG・メタノール輸送船スペック

|        |             | LNG (G-CH4)                                                                                                                                                                      | MeOH                                                                                                                                                                                |
|--------|-------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 船団スペック | ー 主要目       | <b>180,000m3クラスキャリア</b><br>全長297.1m、幅47m、喫水12.5m                                                                                                                                 | <b>52,500m3クラスキャリア</b><br>全長186m、幅32.2m、喫水12.2m                                                                                                                                     |
|        | ー 船速        | 既存LNGキャリアと同等と想定<br><b>16knots</b>                                                                                                                                                | 既存LPGキャリアと同等<br><b>13 knots</b>                                                                                                                                                     |
|        | ー 主機燃費率     | <b>LNG DF主機関想定</b><br>運航時馬力：13,350kW/total @41%MCR<br>SFOC：178.2 g/kWh/unit<br>SPOC/SGC：1.5/145.0 g/kWh/unit<br>(パイロット比率：0.9%)<br>※SFOC/SPOC LCV：42.7MJ/kg<br>※SGC LCV：48.0MJ/kg | <b>MeOH DF主機関想定</b><br>運航時馬力：4,140 kW/total @33%MCR<br>SFOC：169.5 g/kWh/unit<br>SPOC/SGC：17.4/319.8 g/kWh/unit<br>(パイロット比率：11.7%)<br>※SFOC/SPOC LCV：42.7MJ/kg<br>※SGC LCV：19.9MJ/kg |
|        | ー 補機類燃料消費量  | 主機関エネルギーの10%と仮定<br><b>121,898 MJ/day</b>                                                                                                                                         | 主機関エネルギーの10%と仮定<br><b>71,913 MJ/day</b>                                                                                                                                             |
|        | ー 運用年数/減価償却 | 既存LNGキャリアと同等と想定<br><b>35年/20年</b>                                                                                                                                                | LPGキャリアと同等と想定<br><b>25年/20年</b>                                                                                                                                                     |
|        | ー 船価        | クラークソンデータより<br><b>220 Mil.USD</b>                                                                                                                                                | クラークソンデータより<br><b>54 Mil. USD</b>                                                                                                                                                   |
|        | ー 運航コスト     | Drewry Ship Operating Costsレポートより<br><b>13,990 USD/day</b>                                                                                                                       | Drewry Ship Operating Costsレポートより<br><b>8,210 USD/day</b>                                                                                                                           |

表 1.2.2-4 水素・アンモニア輸送船スペック（再掲）

|        |             | 水素                                                                                                                                                                              | アンモニア                                                                                                                                                                                 |
|--------|-------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 船団スペック | ー 主要目       | <b>160,000m3クラスキャリア</b><br>L346m,B57m,Draft(Laden/Ballast)7.5m/6.5m                                                                                                             | <b>90,000m3クラスキャリア</b><br>L227m,B36.6m,Draft(Laden/Ballast)13.3m/8m                                                                                                                   |
|        | ー 船速        | 既存LNGキャリアと同等<br><b>16knots</b>                                                                                                                                                  | 既存LPGキャリアと同等<br><b>13 knots</b>                                                                                                                                                       |
|        | ー 主機燃費率     | <b>水素DF主機関想定</b><br>運航時馬力：9,800kW/total @44%MCR<br>SFOC：173.8 g/kWh/unit<br>SPOC/SGC：19.3/55.0 g/kWh/unit<br>(パイロット比率：12.5%)<br>※SFOC/SPOC LCV：42.7 MJ/kg<br>※SGC LCV：120 MJ/kg | <b>アンモニアDF主機関想定</b><br>運航時馬力：6,400 kW/total @43%MCR<br>SFOC：170.1 g/kWh/unit<br>SPOC/SGC：16.6/352.5 g/kWh/unit<br>(パイロット比率：10.8%)<br>※SFOC/SPOC LCV：42.7 MJ/kg<br>※SGC LCV：18.6 MJ/kg |
|        | ー 補機類燃料消費量  | 主機関エネルギー10%想定<br><b>179,670 MJ/day</b>                                                                                                                                          | 主機関エネルギー10%想定<br><b>111,564 MJ/day</b>                                                                                                                                                |
|        | ー 運用年数/減価償却 | LNGキャリアと同等と想定<br><b>35年/20年</b>                                                                                                                                                 | LPGキャリアと同等と想定<br><b>25年/20年</b>                                                                                                                                                       |
|        | ー 船価        | 既存LNG船(16万m3クラス)の2.5倍<br><b>500 Mil. USD</b>                                                                                                                                    | LPG船(NH3 Ready)の1.1倍<br><b>132 Mil. USD</b>                                                                                                                                           |
|        | ー 運航コスト     | LNG船運航コストの1.5倍<br><b>20,985 USD/day</b>                                                                                                                                         | LPG船運航コストの1.5倍<br><b>13,245 USD/day</b>                                                                                                                                               |

## (2) シミュレーション条件

これまでの項目 a.) ～ c.)で想定した条件を改めて以下の表 1.2.2-5 に示す。計算期間は 2035 年から 2050 年、輸送距離は調査項目 3.1.1 で想定している液化水素船団の輸送距離で統一している。初期船団隻数は項目 b.)、c.)で想定した輸送量、船団スペックから、輸送開始時点で必要な隻数を推定しシミュレーションに初期条件として与えている。なおこの初期船団隻数は調査項目 3.1.1 と同様に、2035 年時点にすでに存在しているという想定であり、LNG とメタノールキャリアに関しては既存の船舶利用などは考えず、本輸送シナリオのために建造されるという想定としている。

表 1.2.2-5 シミュレーション条件まとめ

| 入力項目             | LNG                                        | MeOH         | Green LH2      | Green LNH3   | Green LCH4  | Green MeOH   |
|------------------|--------------------------------------------|--------------|----------------|--------------|-------------|--------------|
| 計算期間             | 2035～2050年                                 |              |                |              |             |              |
| 輸送距離             | 8,800 NM（※項目3.1.1で決めた液化水素輸送と同じ航海距離）        |              |                |              |             |              |
| 輸送量              | 項目3.1.1で決めている“液化水素輸送分”を各貨物にエネルギーベースで輸送量を換算 |              |                |              |             |              |
| 初期船団数@2035       | 3隻                                         | 19隻          | 9隻             | 14隻          | 4隻          | 19隻          |
| 港内航行時間<br>+ 荷役時間 | 水素・アンモニア輸送船団と同じと仮定<br>1.5日（積荷）、1.5日（揚荷）    |              |                |              |             |              |
| 船団<br>スベック       | ー 主要目                                      | 18万m3クラスキャリア | 5.25万m3クラスキャリア | 16万m3クラスキャリア | 9万m3クラスキャリア | 18万m3クラスキャリア |
|                  | ー 船速                                       |              |                |              |             |              |
|                  | ー 主機燃費率                                    |              |                |              |             |              |
|                  | ー 補機燃料消費量                                  | 詳細は別表の通り     | 詳細は別表の通り       | 詳細は別表の通り     | 詳細は別表の通り    | 詳細は別表の通り     |
|                  | ー 運用年数/ 減価償却                               |              |                |              |             |              |
|                  | ー 船価                                       |              |                |              |             |              |
|                  | ー 運航コスト                                    |              |                |              |             |              |
| 燃料生産コスト          | 5.5 USD/GJ                                 | 11.8 USD/GJ  | 33.6 USD/GJ    | 27.8 USD/GJ  | 32.4 USD/GJ | 34.4 USD/GJ  |
| 規制               | FuelEU Maritime                            |              |                |              |             |              |

想定する環境規制は、調査項目 3.1.1 と同じく FuelEU Maritime を参照している。1 つ注意が必要な点として、FuelEU Maritime においては 2026 年から規制適合に関するレポーティングが開始され、規制が満足できない場合には罰金が発生する仕組みとなっている。以下図 1.2.2-4 は Class NK 作成の資料を引用しているが、図中の下部に記載の通り、2 年以上連続で GHG 排出規制が未達成であった場合は規制が守られていない連続年数に応じて罰金が上乘せされることとなっている。

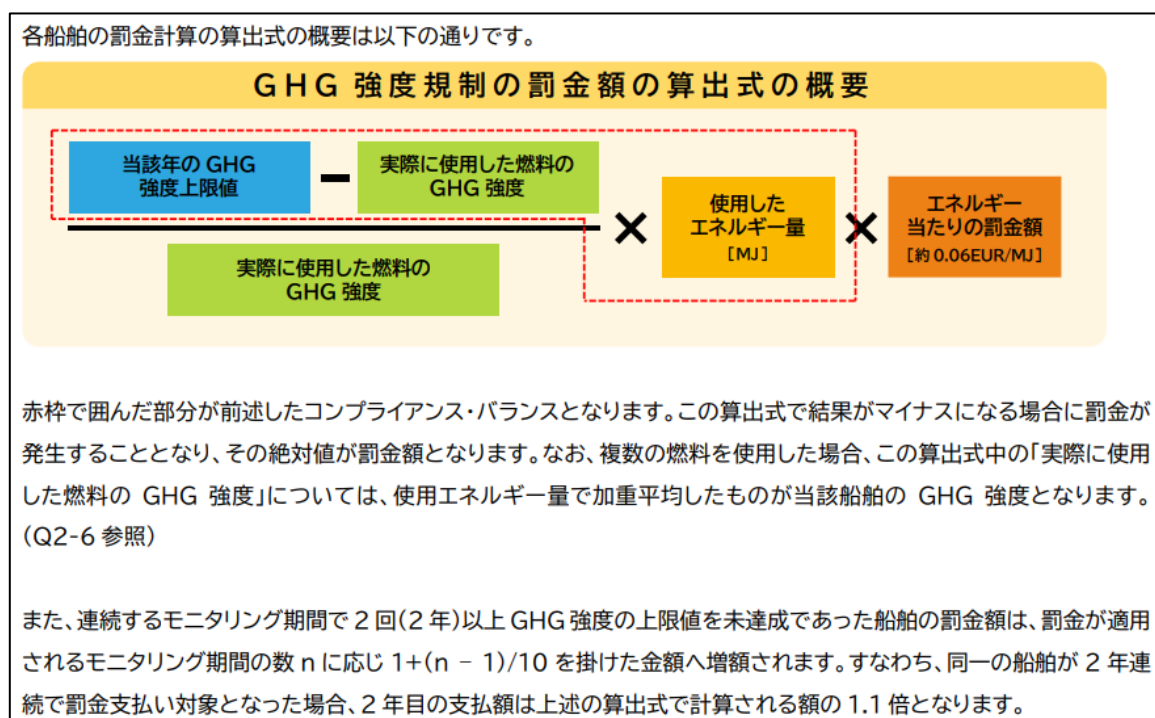


図 1.2.2-4 FuelEU Maritime における罰金額算出式

（引用元：Class NK FuelEU Maritime 対応に関する FAQ（第 3 版））

本検討内において、グリーン貨物を運ぶ輸送船団は燃料としてグリーン貨物を利用することで環境規制を基本的には満足できるため罰金の発生は無いが、今回既存貨物／燃料として想定している LNG とメタノールに関しては 2035 年に船舶運航開始時点で罰金が少なからず発生するシナリオとなっている。加えて、初期船団の建造想定については上記の通り、2035 年には既に LNG では 3 隻、メタノールでは 19 隻が存在しているという想定であるため、特にメタノール輸送船に関しては 2035 年よりも前にすでに建造、運航がなされている船がある程度あるという考え方が一般的である。この場合、例えば 2030 年に建造、運航開始した船は 2035 年時点において 1.6 倍の上乗せが発生することから、初期船団における建造、運航開始年数の分布によって罰金額の上乗せ額が異なることとなる。

以上のことから、本検討においては LNG とメタノール輸送船団に関して、以下の図 1.2.2-5、図 1.2.2-6 に示す初期船団の建造・運航開始年分布と仮定することとした。LNG に関しては 2035 年運航開始時に 3 隻必要との設定から、2033 年に 2 隻、前年の 2034 年に 1 隻と仮定している。メタノールに関しては、2035 年運航開始時に 19 隻必要との設定から、2030 年に 3 隻、その後は 2034 年まで年間 4 隻建造と仮定した。

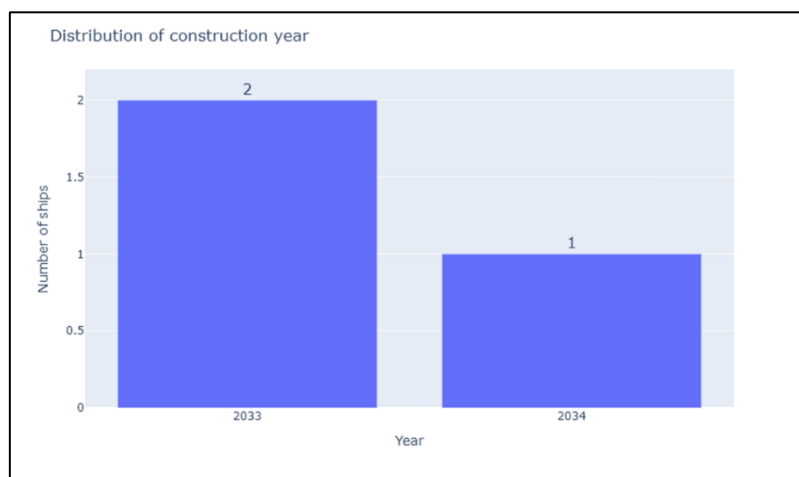


図 1.2.2-5 LNG 輸送初期船団の建造年分布

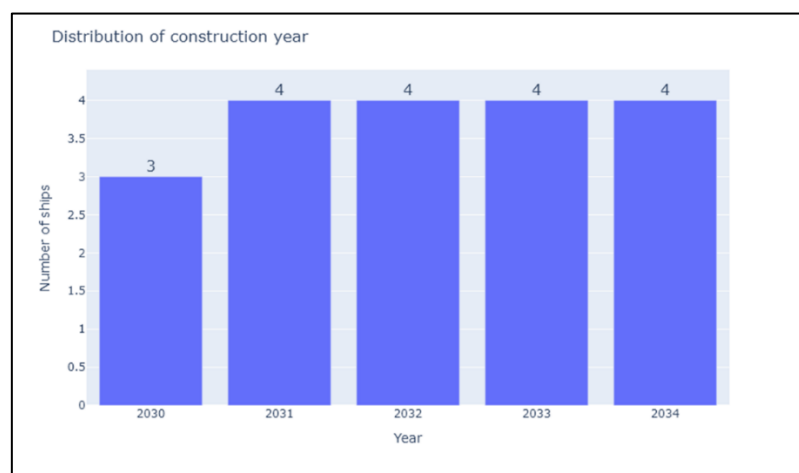


図 1.2.2-6 メタノール輸送初期船団の建造年分布

### (3) シミュレーション結果

#### ① 各輸送船団の経済性評価

以下の表 1.2.2-6 にシミュレーション結果の総括を示す。表の 2 行目に記載の体積当たりの輸送量は、液化水素の体積当たりの輸送量を”1.0”とした際、他の貨物媒体では何割程度の体積となるかを数値化したものである。また、最終行に記載の総輸送コストは計算期間である 2035 年～2050 年における合計輸送コストを示しており、さらにその下に、そのコストの順番に貨物を並べた図を示す。結果からわかる通り、総輸送コストで一番高価な輸送媒体となったのは液化 G 水素による水素輸送であり、その次に既存貨物である LNG とメタノールが続く。逆に一番安価な輸送媒体となったのは液化 G メタンによる水素輸送であり、その次に液化 G メタノール、液化 G アンモニアと続く結果となった。ただし、これはあくまで計算期間内における単年度輸送コストの単純な足し算を総輸送コストとしてを数値上で比較したのみの結果である点は留意が必要である。次に輸送した貨物エネルギー単価（GJ）当たりの輸送コストを確認する。

表 1.2.2-6 シミュレーション結果

| 項目                        | 既存貨物/燃料 |           | Green貨物/燃料 |            |            |            |
|---------------------------|---------|-----------|------------|------------|------------|------------|
|                           | LNG     | Gray MeOH | Green LH2  | Green LNH3 | Green MeOH | Green LCH4 |
| 貨物容積                      | 18万m3   | 5.25万m3   | 16万m3      | 9万m3       | 5.25万m3    | 18万m3      |
| 体積当たりの輸送量比<br>(LH2=「1.0」) | 0.38    | 0.54      | 1.0        | 0.66       | 0.54       | 0.40       |
| 隻数                        | 2035年   | 3隻        | 19隻        | 9隻         | 14隻        | 19隻        |
|                           | 2040年   | 11隻       | 69隻        | 33隻        | 65隻        | 69隻        |
|                           | 2050年   | 18隻       | 111隻       | 54隻        | 80隻        | 111隻       |
| 総輸送コスト                    | 約2.4兆円  | 約3.5兆円    | 約4.5兆円     | 約2.0兆円     | 約1.7兆円     | 約1.3兆円     |

|                                                                                                                          |  |  |  |  |  |            |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--|--|--|--|------------|
| トータルコスト順番                                                                                                                |  |  |  |  |  | (155円/USD) |
| <div>Green CH4</div> <div>Green MeOH</div> <div>Green NH3</div> <div>LNG</div> <div>Gray MeOH</div> <div>Green LH2</div> |  |  |  |  |  |            |
| <div>コスト安 ←</div> <div></div> <div></div> <div></div> <div></div> <div></div> <div>コスト高 →</div>                          |  |  |  |  |  |            |

以下図 1.2.2-7 は、各年における輸送コストを各年における輸送貨物エネルギー（GJ）で割った値のグラフで、輸送している単位エネルギー当たりの輸送コストの各年推移を示している。これを見ると、グリーン貨物の中では G メタンが一番安価で推移しており、逆に G 水素が一番高価である。このことは総輸送コストの比較（表 1.2.2-6）と傾向は変わらない。一方で既存貨物である LNG とメタノールは輸送開始当初は比較的成本優位性のある結果となっているが、2050 年になるにつれて輸送コストが急激に増加していることがわかる。これは、今回 GHG 排出規制として FuelEU Maritime を想定したシミュレーションをしていることに起因しており、項目 3.1.1 の図 1.2.1-15 で示している通り規制が段階的に厳しくなるタイミングで罰金額が増加していることに加えて、図 1.2.2-4 で説明した通り、規制を満たせなかった連続年数に応じて発生している罰金額の増額分も影響している。

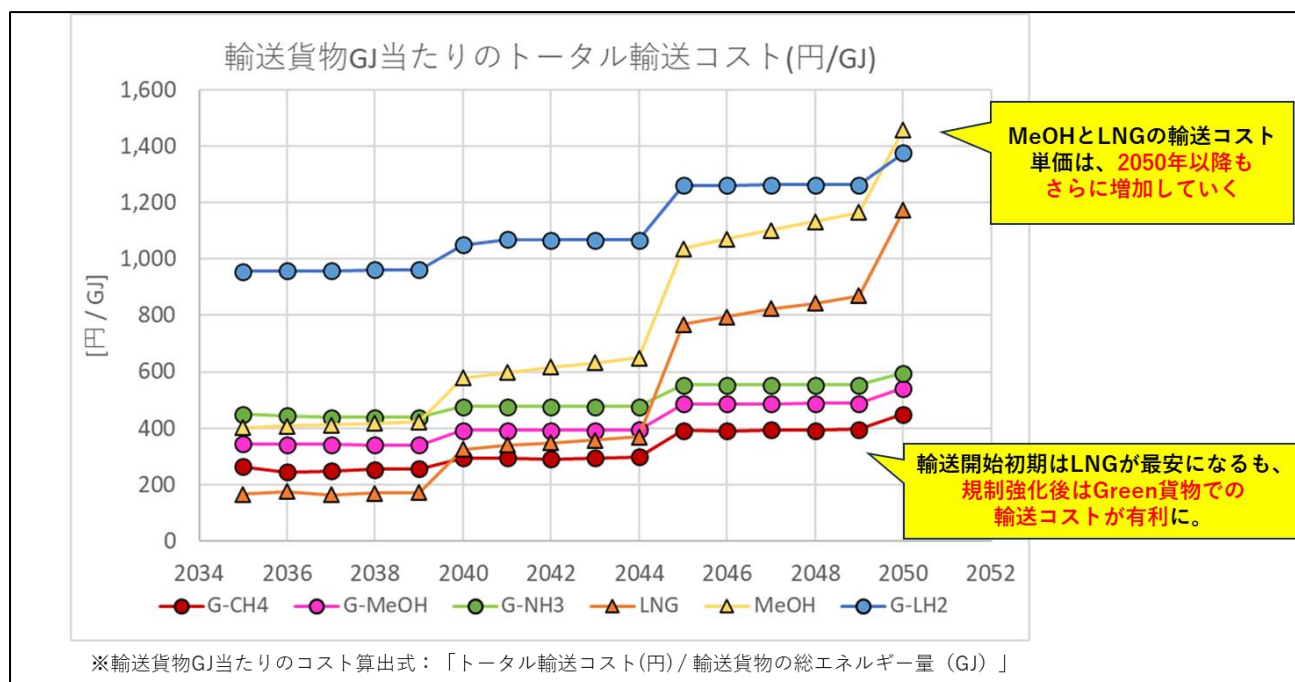


図 1.2.2-7 輸送貨物 GJ 当たりのトータル輸送コスト

次に、今回最も安価であった G メタンについてその理由を分析する。以下の図 1.2.2-8 に示している通り、今回 G メタンが最も有利になった要因として、「物性的特徴」と「既存船舶サイズ」があげられる。特に物性面においては、低位発熱量が水素ほど高くないにしろ水素の 4 割程度あり、他の媒体が 2 割程度しかないことを考えると倍以上のエネルギーを有している。また、密度もアンモニアやメタノールに比べて 4 割ほど軽いこともあり、体積当たりのエネルギー輸送効率も優れている。これは計算条件でも示した図 1.2.2-3 でも見て取れる。加えて、既存船サイズという面では今回検討ケースの中で一番大型であるという点も有利に働き、結果、「必要な輸送量（体積）が少ない」＋「キャリアサイズが大型」という 2 つの特徴から必要船団隻数が最も少なく、輸送コストが安価になるという結果につながった。

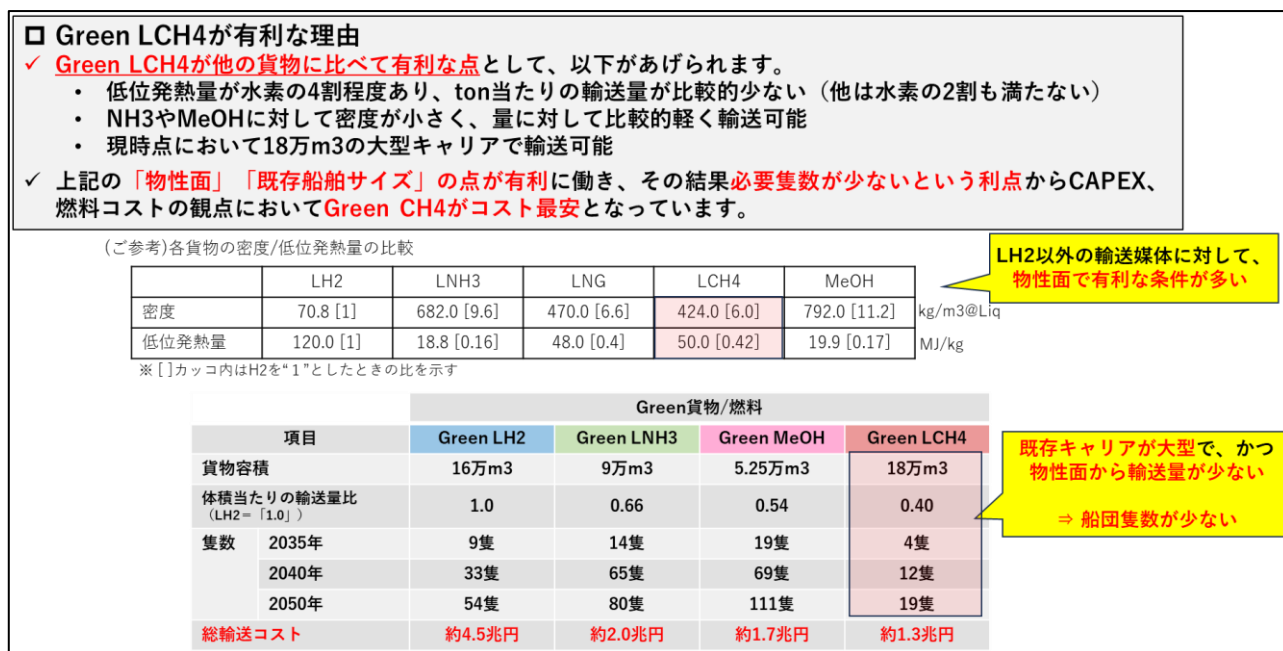


図 1.2.2-8 G メタンが有利となった理由

上記結果から得られたまとめを図 1.2.2-9 と図 1.2.2-10 に示す。図中に記載の通り、本検討における条件において最も高価であった水素輸送は液化水素輸送で、逆に一番安価なものは液化メタンによる水素輸送であった。液化メタンが安価になった理由は前述の図 1.2.2-8 で説明したとおりである。一方で GJ 当たりのグラフ（図 1.2.2-9 中）でも示すように、環境規制が比較的緩いタイミング（2040 年以前）においては既存船団（LNG、メタノール）にも優位性が生じている。ただし、これはあくまで環境規制の緩い過渡的なタイミングのみで、規制が厳しくなるにつれて支払わなければ罰金額が増加し、逆に輸送コスト単価の高い輸送貨物となってしまうことが 2045 年以降のグラフの傾向からも見て取れる。加えて、今後 IMO 等で整備される環境規制や経済手法の枠組み（炭素課税等）次第ではより既存船団にとって更に厳しい条件になる可能性もある点は留意が必要である。

図 1.2.2-10 では、本検討結果からグリーン貨物の中で中間的な立場となった液化 G アンモニアによる水素輸送と、G メタノールによる水素輸送に焦点を当てている。これらが本検討内において液化 G メタンにコスト面で劣った理由としては、物性的な特徴として低位発熱量が小さいという点と密度が比較的高いという点、最後に既存船の載荷容積が小さいという点がある（基本的には G メタンの逆の理由）。当然、物性的な特徴に関しては変えることはできないが、本調査事業内におけるキャリアの選定条件である「現在国内に入港してくる一般的な大型サイズキャリア」というキャリアサイズの制約が液化 G アンモニアと G メタノールの輸送が不利になった 1 つのハードルとなっている。よって、将来的な大型キャリアの開発、またそれに対応するための港湾／陸側設備の整備はこれらの代替貨物輸送を検討するうえで 1 つの解決アプローチとなりうると考えられる。

最後に、実際にはこれら貨物の世界的な入手性の観点や、国内に荷役したのちに水素として利用するまでのプラントプロセスにおけるコストが今回の検討では考慮されていない点も十分に留意が必要である。

## □ まとめ①

- ✓ 総輸送コストで一番高価な輸送方式は“液化水素輸送（Green LH2）”
  - 主要因として、CAPEX（船価）が高価、船団規模も比較的大きく燃料コストも高む
  - ただし、既存貨物船団は2050年以降も常に罰金によってコスト増加していくことから船団全体の運航期間を次第では一番高価な輸送媒体となりうる。
- ✓ 逆に一番安価な輸送方式は“液化メタン輸送（Green LCH4）”
  - 主要因として、水素と比べても比較的優秀な低位発熱量、キャリアが大型であることから小船団規模で燃料コストも高まない
  - “物性的な観点”と“既存船が大型”という観点から、LNGないしLCH4は優秀なエネルギー媒体

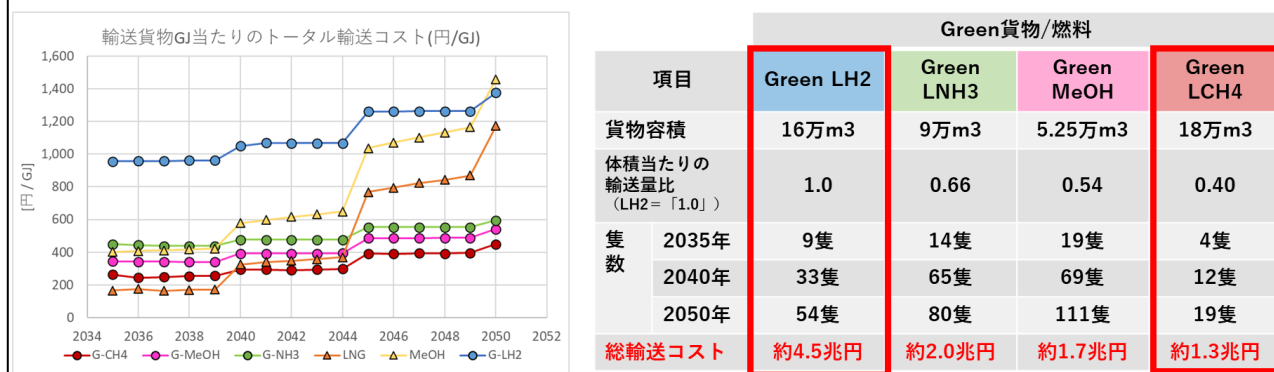


図 1.2.2-9 項目 3.1.2 各輸送船団の経済性評価 まとめ①

## □ まとめ②

- ✓ “液化アンモニア輸送”と“メタノール輸送”に関しては、以下要因からコスト面ではLCH4に劣る
  - 低位発熱量が小さく、同じエネルギー量を運ぼうとすると輸送量（ton）が多い
  - 既存船の貨物容積が他のキャリアに比べると小さい

➡ 物性の観点から輸送量が多く大規模輸送が必要であるが、キャリアの貨物容積の制約がある。  
 解決アプローチ（案）：大型船舶の開発 / 陸側設備開発（バースサイズ拡大など）

（ご参考）各貨物の密度/低位発熱量の比較

|       | H2        | NH3         | LNG         | CH4         | MeOH         |           |
|-------|-----------|-------------|-------------|-------------|--------------|-----------|
| 密度    | 70.8 [1]  | 682.0 [9.6] | 470.0 [6.6] | 424.0 [6.0] | 792.0 [11.2] | kg/m3@Liq |
| 低位発熱量 | 120.0 [1] | 18.8 [0.16] | 48.0 [0.4]  | 50.0 [0.42] | 19.9 [0.17]  | MJ/kg     |

※ [ ]カッコ内はH2を“1”としたときの比を示す

物性面に不利(輸送量が多い)に対する対策は難しい

|                        |       | Green貨物/燃料 |            |            |            |
|------------------------|-------|------------|------------|------------|------------|
| 項目                     |       | Green LH2  | Green LNH3 | Green MeOH | Green LCH4 |
| 貨物容積                   |       | 16万m3      | 9万m3       | 5.25万m3    | 18万m3      |
| 体積当たりの輸送量比 (LH2=「1.0」) |       | 1.0        | 0.66       | 0.54       | 0.40       |
| 隻数                     | 2035年 | 9隻         | 14隻        | 19隻        | 4隻         |
|                        | 2040年 | 33隻        | 65隻        | 69隻        | 12隻        |
|                        | 2050年 | 54隻        | 80隻        | 111隻       | 19隻        |
| 総輸送コスト                 |       | 約4.5兆円     | 約2.0兆円     | 約1.7兆円     | 約1.3兆円     |

船舶サイズ不利に対する対策は、船舶開発、陸側設備開発等で解決アプローチ可能

図 1.2.2-10 項目 3.1.2 各輸送船団の経済性評価 まとめ②

## ② 既存船団との値差分析

次に、①の各輸送船団の経済性評価における結果を受け、差補填等の施策根拠に関連する検討を実施した。結果を示す前に、まず経済産業省が進めている「値差補填」による支援スキームについて整理しておく。以下の図 1.2.2-11、図 1.2.2-12 は経済産業省の水素・アンモニア政策小委員会の中で掲載されている資料の抜粋であるが、概要としては国内に供給される低炭素水素などに対し、国内外の製造／海上輸送にかかる費用と既存の原料・燃料価格との差を助成するものとなっている。本検討で関連する項目でいうと図 1.2.2-12 に記載されている外航輸送事業費が相当するが、その中には燃料費だけでなく運航コスト（傭船料、事業費、港費・通峡費）や船価（外航船建造費）等も補助範囲に含まれている。

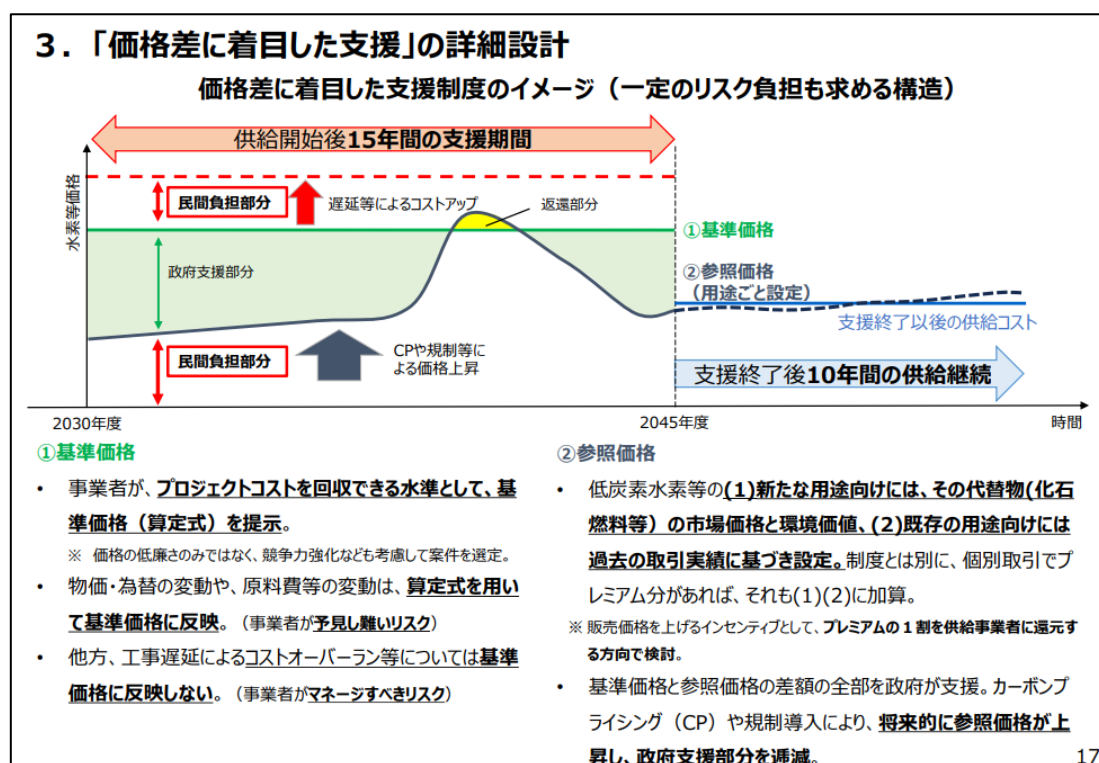


図 1.2.2-11 値差補填スキームの概要

（引用元：第 14 回 経済産業省 水素・アンモニア政策小委員会内資料）

| <b>基準価格の積算項目例</b> <small>基準価格には、以下の算定式に基づき、下表の費目を積算することができる</small>                                                                                                                                                                                     |                   |                                |                                                                          |                          |         |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|--------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|--------------------------|---------|
| $\text{基準価格} = \alpha 1 \times A1 + \left( \alpha 2 \times A2 + B1 \times 110\% \text{以下} + B2 + C \right) \div \text{総供給量}$                                                                                                                            |                   |                                |                                                                          |                          |         |
| 例 1：水素等を輸入して供給する場合                                                                                                                                                                                                                                      |                   |                                |                                                                          |                          |         |
| 項目                                                                                                                                                                                                                                                      | A1                | A2                             | B1                                                                       | B2                       | C       |
|                                                                                                                                                                                                                                                         | 原料価格等             | 継続的な供給に必要な費用                   | 建設費                                                                      | 運転開始前に必要な費用              | 金利、税、利益 |
| 原料開発事業                                                                                                                                                                                                                                                  |                   | 人件費<br>事業費                     | 原料開発設備（ガス坑井、再エネ電源、蓄電池）<br>原料調整設備（ガス処理、変電）<br>導管・専用電線<br>CCS設備<br>土地整備・取得 | 許認可取得費用<br>コンサル費用<br>人件費 |         |
| 水素等製造事業                                                                                                                                                                                                                                                 | 原料価格（ガス・再エネ電力費用等） | CCS委託費<br>人件費<br>事業費<br>所内電力費用 | 水素等製造設備（キャリア変換・脱水素含む）<br>CO2回収・輸送設備<br>貯蔵出荷設備<br>土地整備・取得                 | 許認可取得費用<br>コンサル費用<br>人件費 |         |
| 外航輸送事業                                                                                                                                                                                                                                                  | 燃料費               | 備船料<br>事業費<br>港費・通峡費           | 外航船建造費                                                                   | 許認可取得費用<br>コンサル費用<br>人件費 |         |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>● FEEDまでにかかる費用は積算対象外とする</li> <li>● 水素等供給等事業計画にある構造によって、A2又はB1で計上される費用もある。例：備船料と外航船建造費等</li> <li>● 国内で脱水素を行う場合は、キャリアの貯蔵や脱水素後の水素の貯蔵・精製にかかる費用は積算対象外とする</li> <li>● 上記、積算可能な費目の一部を、別の回収期間を設定して、加算することもできる。</li> </ul> |                   |                                |                                                                          |                          |         |

21

図 1.2.2-12 値差補填に関する基準価格算出例

(引用元：第 14 回 経済産業省 水素・アンモニア政策小委員会内資料)

これらの助成施策に関してはあくまで低炭素水素等の生産、輸送プロジェクト全体に対してのものであり、それらに対する助成額や補填額を推定することは本検討の範囲では困難である。よって、ここでは、低炭素水素等の海上輸送コストに対する助成施策について値差の分析を用いてその効果を評価する。具体的には、ある既存貨物／燃料の輸送コストを目標ラインとした場合、①で算出した水素・アンモニア輸送船団における輸送コストがどの程度割高となっているのか、どの程度の補填がないと目標ラインに届かないのかといった値差分析を実施する。なお、検討期間は経産省の値差支援のスキームを鑑みて、2035 年から 2045 年について分析を行うこととする。

以下の図 1.2.2-13 に、①で算出した各輸送媒体における輸送船団コスト（円/GJ）比較表（図 1.2.2-7）を 2045 年までで抜き出したものを示す。これからもわかる通り、現状考慮している環境規制（FuelEU Maritime）では 2045 年の時点で既存貨物／燃料船団（以下、既存船団）である LNG 輸送とメタノール輸送のコストが、一番高価である液化水素輸送のコストを越えることはなく、規制による罰金を支払ったとしても既存貨物／燃料の方が優位な結果となっている。一方で、現在国際海事機関（以下、IMO）にて議論されている環境規制は FuelEU Maritime よりも厳しくなるとの見通しもあり、既存船団が 2045 年以降も優位性を持つというのは現実的でない可能性が高い点は注意したい。

以上より本検討においては、図 1.2.2-14 に示す通り、まず①で得られている LNG 輸送コストを、値差補填を考えるうえでの目標ラインとした際に、

- (1) 水素・アンモニア輸送船団との間にどの程度の値差が生じているのかを確認し、その次に
- (2) その値差がどの項目で一番発生しているのか

を分析することとした。参考までに、検討の全体イメージを図 1.2.2-15 に示す。なお、目標ラインコストのうち、環境規制による罰金には燃料コストに含むこととしている。

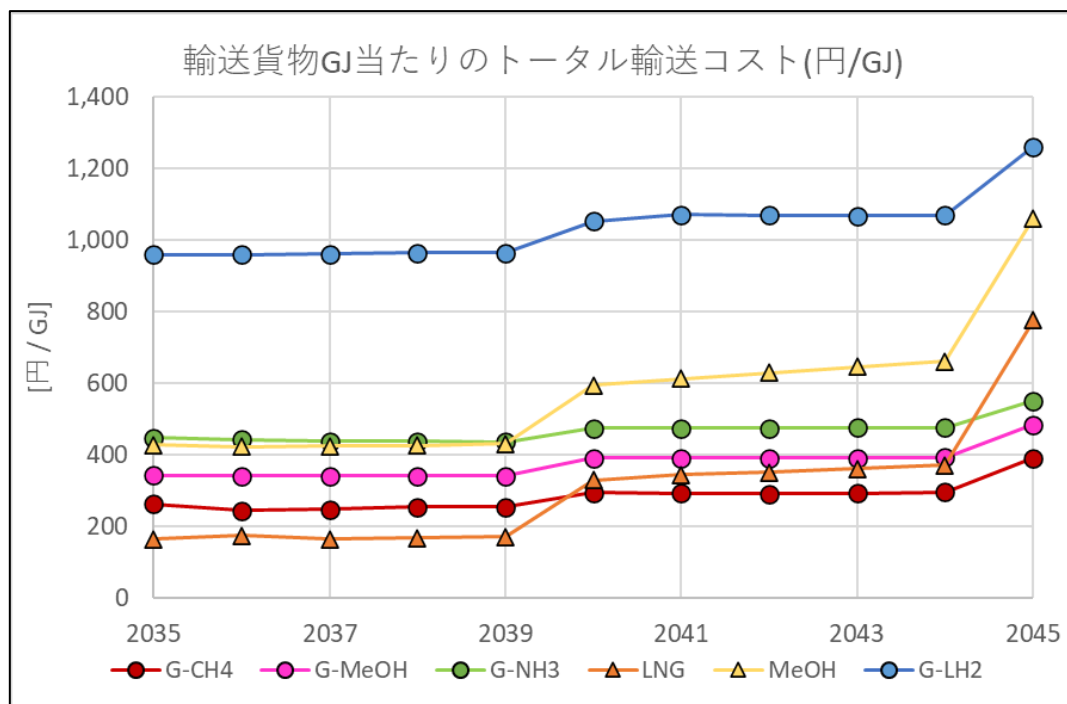


図 1.2.2-13 GJ 当たりの輸送コスト (2035 ～2045 年)

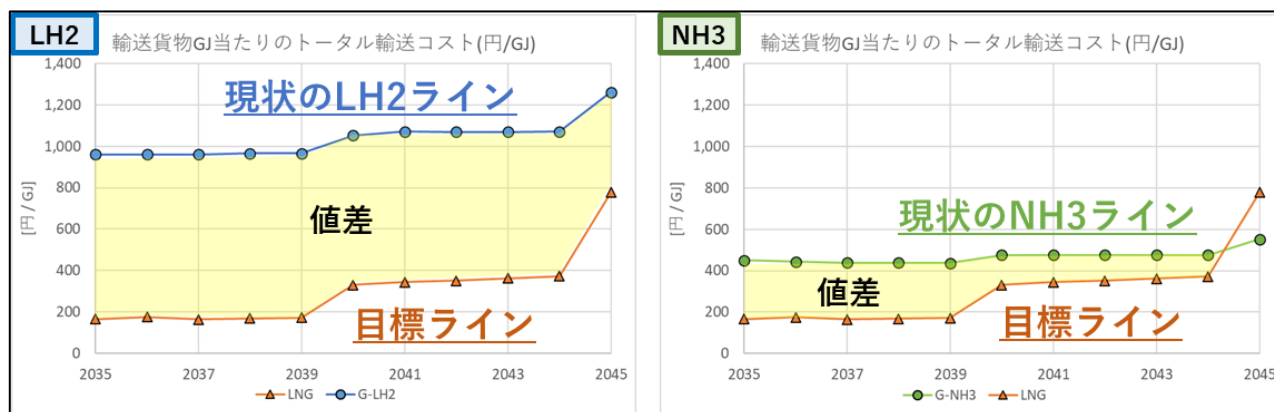


図 1.2.2-14 目標ラインとの値差イメージ

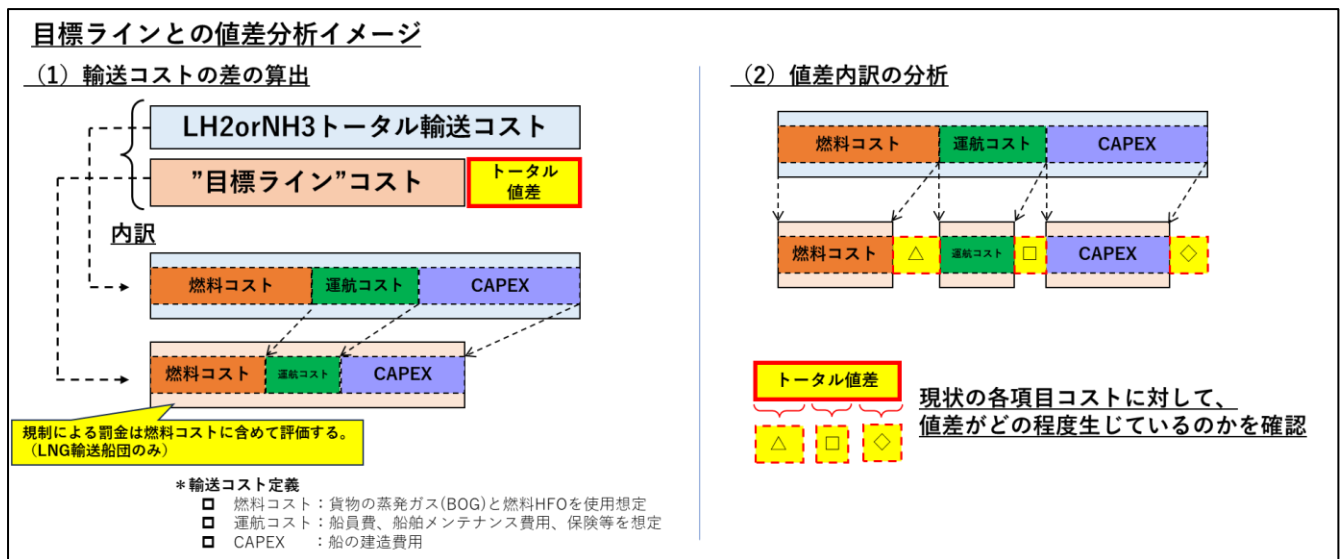


図 1.2.2-15 値差補填分析イメージ

まず、各輸送船団における値差を図 1.2.2-16 に示す。グラフで示す通り、液化水素輸送と目標ライン（LNG 輸送）との値差は 2035 年で約 800 円/GJ で LNG 燃料に対する罰金が増加する 2045 年でもその値差が 0 となることはない。一方で液化アンモニア輸送においては値差が 2035 年でも約 300 円/GJ であり、2045 年には目標ラインである LNG 輸送よりも輸送コストが下回るため、値差がマイナスとなっている。

目標ラインである LNG 輸送コストのうち、ほぼ罰金が生じていない 2035 年時点の輸送コスト単価はこれまでの結果より約 170 円/GJ 程度であることから、この時点における LNG 輸送コストに対して液化水素輸送船団では最大で約 5 倍、液化アンモニア輸送船団では最大で約 2 倍の値差が生じていることとなる。

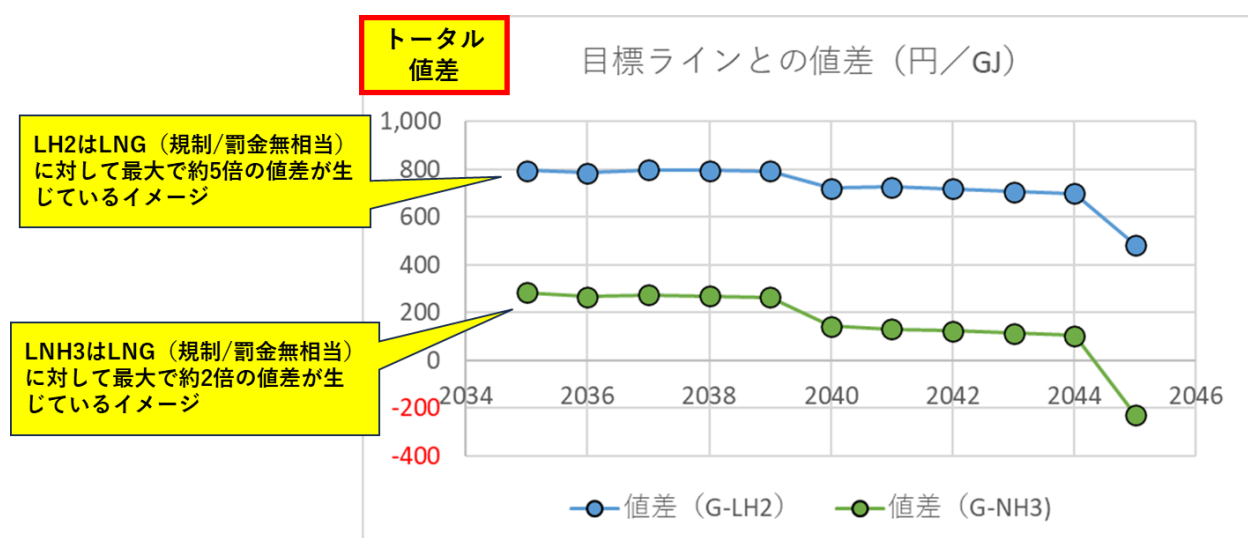


図 1.2.2-16 目標ラインとの値差

次に、これらの値差の内訳を図 1.2.2-17（液化水素輸送）と図 1.2.2-18（液化アンモニア輸送）に示す。グラフ中の点線がトータル値差の内訳割合を示しており、△マークが燃料コスト、□が運航コスト、◇が CAPEX の占める割合を表している。特徴的なのは、いずれの輸送船団においても CAPEX による値差がトータルの値差のうち一番大きな割合を占めているという点である。特に液化水素輸送船団においては、トータル値差のうち半分以上が CAPEX による値差であることがわかる。

続いて燃料コストによる値差の推移を見ていくと、どちらの輸送船団においても徐々に値差が縮まっていることがわかる。これは目標ラインとしている LNG 輸送の燃料コストに環境規制による罰金が含まれていることに起因しており、罰金は環境規制強化のタイミングなどで年々増額されることから、徐々に燃料コストの値差が縮まる傾向となる。この中で、液化アンモニア輸送船団の燃料コストの値差推移に関しては、2040 年時点で目標ライン LNG 輸送の燃料コストのほうがコスト高という結果となっていることから、本検討で前提としている環境規制（FuelEU Maritime）の下では液化アンモニアを燃料として使用することの優位性が 2040 年以降から生じていることがわかる。

以上の値差内訳を分析した結果から言えることは大きく下記 2 点である。

- (1) トータル値差うち CAPEX の違いによる値差がいずれの船団においても大きい
- (2) 燃料コストによる値差が規制強化に伴い徐々に縮まる

このことから経産省の値差支援スキームのように、値差をどのタイミングで補填するかというような施策を考えるうえでは、船価等の変化に起因する CAPEX の値差推移（常に値差有り）と、今後決まるであろう国際海運における環境規制による既存船団の罰金増額に起因する燃料コストの値差推移（徐々に値差減少）、という 2 点のバランスが非常に重要であることが今回の分析で明らかになった。

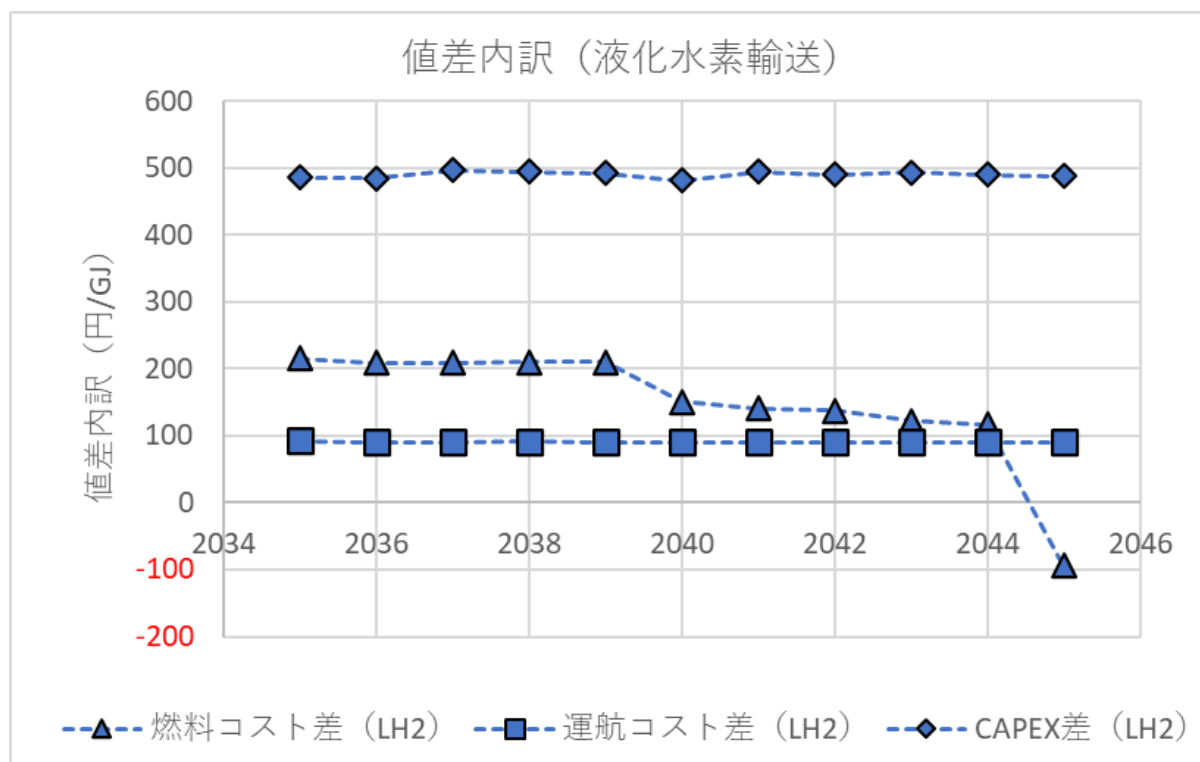


図 1.2.2-17 値差内訳（液化水素輸送船団）

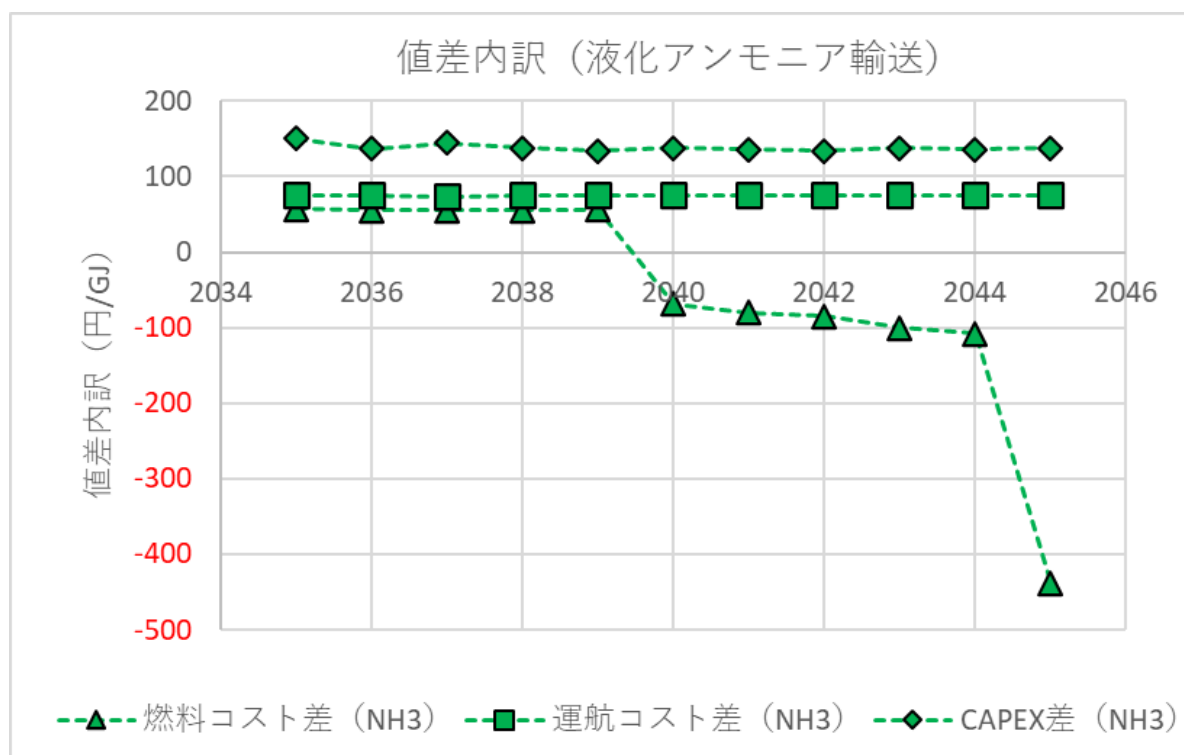


図 1.2.2-18 値差内訳 (液化アンモニア輸送船団)

#### (4) まとめ (項目 3.1.2)

本調査項目 3.1.2 では、調査項目 3.1.1 で検討した輸送条件等を引用し、ある液化水素輸送量目標量に対して液化水素による輸送だけでなく、他の水素輸送媒体を対象にエネルギー等価にて輸送する場合の輸送コストをシミュレーションすると同時に、既存貨物である LNG とメタノールについても同様の条件でシミュレーションした場合の輸送コストを算出し、それぞれがどの程度の輸送コストとなるのか、その傾向を確認した。またその結果をベースに LNG 輸送と液化水素・液化アンモニア輸送のコスト差異 (= 値差) の分析を実施した。これらの結果から得られた知見を以下に箇条書きにて記載する。

##### ① 各輸送船団の経済性評価

- ✧ 結果として、最も高価な輸送コストは液化 G 水素による輸送、最も安価なものは液化 G メタンによる輸送であった。
- ✧ 液化 G メタンが安価となったのは大きく 2 つの要素によるもので、1 つが物性的特徴から体積ベースでの輸送量が少なく済むという点、もう 1 つが既存キャリアですでに大型の船舶が存在するという点で、これらの効果で船団規模が小規模であり輸送コストが安価となった。
- ✧ 液化 G 水素による輸送コストは、既存船団である LNG やメタノールに比べてはるかに高価であるが、既存船団は 2050 年以降も常に罰金等でコストが増加することから、長期的な輸送コストを考えるうえでは液化 G 水素にも優位性が生じる。

- ✧ 液化 G アンモニア輸送や G メタノール輸送は輸送コストにおいて液化 G メタンの次点という結果であったが、これらは既存船のサイズが比較的小さいということがハードルとなっており、今後の船舶開発、さらにはその船舶が荷役するための陸上設備や港湾の開発が進み、船舶の大型化が可能となればこれら輸送媒体における優位性が大きくなるといえる。

## ② 既存船団との値差分析

- ✧ ①の結果を踏まえ、LNG 輸送と液化 G 水素輸送、液化 G アンモニア輸送との輸送コストの値差を比較した結果、液化 G 水素の輸送が最も高く最大で LNG 輸送の約 5 倍の輸送コスト、液化 G アンモニア船団では最大で LNG 輸送の約 2 倍の輸送コストが生じている結果となった。
- ✧ LNG 輸送船団には環境規制に伴う罰金が年々増加することから、いずれの次世代船団も LNG 輸送船団との値差は縮まる傾向。
- ✧ 特に液化 G アンモニアに関しては 2045 年時点で値差が逆転し、LNG 輸送に比べて優位性を持つ結果となったが、一方で液化 G 水素に関しては 2045 年以降も値差が逆転するまでは縮まらない。(あくまで環境規制として FuelEU Maritime をベースとしている点は改めて注記)
- ✧ なお、この値差の内訳を分析するとどちらの船団も CAPEX における値差が多くを占めている一方、燃料コストに関しては上述した通り環境規制の罰金の影響からどちらの船団も徐々に LNG 輸送との値差が縮まっていく。この 2 点 (CAPEX、燃料コスト) が値差を埋める重要な要素となっていることがわかった。
- ✧ この結果から、今後の船価予測や建造コストの最適化、船舶大型化による船団規模の最適化、加えて国際海運に適用される環境規制の程度が値差補填施策等を検討していく上での重要な要素であることを改めて示した。

### 1.2.3. 調査項目 3.1 のまとめ

本調査項目 3.1 では経済産業省が提案している 2030 年から 2050 年の水素・アンモニアの導入目標を基盤として様々な条件におけるシミュレーションを実施した。その結果、将来の水素・アンモニア輸送船団における社会実装に向けた課題がいくつか明らかとなったが、特に輸送コストに直結する「船団規模」と既存船団の次世代船団との輸送コスト差を縮める「環境規制」という 2 点が、将来的な水素・アンモニア輸送船団の社会実装において重要な要素であることが分かった。

ここで、本調査を通じて得られた知見を整理する。

#### 調査項目 3.1.1：水素・アンモニア輸送船団の海上物流コスト評価

本調査では、今回想定した輸送条件による液化水素輸送と液化アンモニア輸送のコスト算出と、いくつかのケーススタディを元に最適な輸送計画の検討を実施した。シミュレーションの結果、輸送コストにおいて「CAPEX（船団整備投資）」と「燃料コスト」が大きな割合を占めることが明らかになった。特に、ケーススタディではこれらの要素が直接的に影響する条件設定によって輸送コストが大幅に変動することが示された。

まず、CAPEX は基本的に“船団隻数”と“船価”の乗算となるが、特に“船団隻数”が変化するケーススタディでは、それによるコストの増減が比較的大きいことが明らかとなった。例として、輸送量が増える「海外調達割合の変更」や 1 隻が年間に輸送可能な量が増加する「積地候補地を近接地のみと変更」したケーススタディではそれぞれ船団隻数が大きく変化するが、その増減割合に比例して輸送コストも変動することが確認できた。

また、燃料コストについては使用する燃料の“燃料生産コスト”の時系列的な低減もコスト低減には効果的であることはケーススタディ③からも明らかであるが、燃料を使用する船舶の数に影響する“船団隻数”も燃料コストに強く関連していることはこれまでの結果からも明らかである。

以上のことから、“船団規模”をなるべく小規模とすることは、コスト面で大きな割合を占める「CAPEX」と「燃料コスト」の両方を抑制するカギであるといえる。当然、水素・アンモニア輸送の社会実装を目指すうえでは、その他要素である燃料生産コストの低減や項目 3.1.2 で行った輸送媒体の選定なども含めた総合的な輸送プロジェクトの計画は必要であるが、“船団隻数”を抑制する戦略的な計画（例として、船舶の大型化など）は非常に重要である。

#### 調査項目 3.1.2：既存燃料船との海上物流コスト差の予測

本調査では、エネルギー等価ベースにおける様々な水素輸送媒体の輸送コストシミュレーションを、既存船団である LNG 輸送やメタノール輸送なども含んで実施し、グリーン貨物を輸送する次世代船団の競争力についての評価を実施した。また、その結果を受け、LNG 輸送船団と水素・アンモニア輸送船団との輸送コストの値差について分析を実施し、各輸送媒体が持つ“物性的な特徴”や、“既存キャリアの載荷容積の差”が輸送コストの優劣に対して重要な要素であるという点が明らかとなった。加えて値差に関しては、船団規模や船価にかかわる「CAPEX」と今後の環境規制の動向次第で、既存船団と次世代船団との値差がなくなるタイミングが変化することから、値差補填施策を考えるうえで上記の将来的な予測や動向が重要な項目であること示した。

まず水素輸送媒体の比較に関しては、輸送媒体の物性的な特徴（特に低位発熱量と密度の関係）から

体積当たりのエネルギー輸送効率が優れているという点、既存のキャリアの載荷容積が比較的優れているという2点から液化Gメタン輸送が最も安価という結果となった。

一方で液化G水素輸送は、既存船団と比べても最も高価な輸送方式という結果であったが、既存船団は将来GHG排出規制を必ず守れなくなるというその特性から、2050年以降も罰金の増額が止まらなくなるという点を考慮すると、長期的な視点でみると液化G水素輸送のほうが優位性は高いと言える。

なお、これらの結果はあくまで海上輸送におけるコストのみに着目しており、輸送後に水素を取り出すプラントコストなどに関しては考慮されていない点は留意が必要である。

次に、既存船団と次世代船団の値差について分析した結果、「CAPEX」による値差が大きな要素であることが明らかとなった。加えて、環境規制による罰金がLNG輸送船団のコストを押し上げるため、時間の経過とともに値差が縮小する傾向が確認された。その結果、本検討条件下においては、2045年に液化Gアンモニア輸送がLNG輸送よりもコスト面で優位となることが明らかとなったが、液化G水素輸送については依然として値差が残ることが確認できた。

これらの結果から、次世代船団のコスト競争力を向上させるためには、CAPEXの低減に資する技術的な課題解決に加え、今後決まるであろう国際海運における環境規制などの政策的な施策の動向が重要であることを定量的な分析で示すことができた。一方で、今回の検討内では海上輸送に至るまでのプロセスに関するコストや、国内へ各貨物を輸送した後の貯蔵や国内輸送、利用プロセスなどに関するコストといった、上流と下流の観点を含めたコスト評価は行っていない。よって、今後はこれらの総合的な観点におけるコスト評価を行うための条件やシナリオの整理、また実際のコスト評価を実施することが1つの課題となると思われる。本検討で行った海上輸送における条件設定やコスト算出手法は、これら総合的な経済性評価を実施する際の1つの指標となることと考える。

### 1.3. 調査項目 3.2 「水素・アンモニア供給環境の整備に関する調査」

国内におけるアンモニア受け入れ基地・バースの整備費用の推定を行うとともに、それに伴う燃料バンカリング等に関する法規の調査を実施した。

#### 1.3.1. 調査項目 3.2.1 「国内既存 LNG 受入基地および検討中のアンモニア受入基地の調査」

国内既存 LNG 受入基地および検討中のアンモニア受入基地について、受入可能な船舶の最大主要目（全長、幅、喫水、係留能力等）を調査し、必要な施設整備費等を調査する。

本項目での検討項目を表 1.3.1-1 に示す。

表 1.3.1-1 検討項目

| 検討項目                             | 検討内容                                                     |
|----------------------------------|----------------------------------------------------------|
| 国内既存 LNG 受入基地および検討中のアンモニア受入基地の調査 | 調査対象とする受入基地の選定<br>対象船舶の主要目<br>対象船の受入れが可能と推定される基地の確認      |
| アンモニア受入基地整備費用                    | 既往の調査研究の収集・検討<br>アンモニア受入れ基地整備費用（推定値）の整理<br>費用構成及び物価変動の調整 |

#### (1) 国内既存 LNG・アンモニア受入基地の調査

##### ① 調査対象とする受入基地

##### a) 調査対象とする LNG 受入基地

我が国で稼働する LNG 受入基地のうち、全国の港湾情報を収録する「日本の港湾 2020」（日本港湾協会刊、2021 年）にて栈橋の要目（水深、延長さ）を確認ができた下記 26 か所について、海外からアンモニアを輸入する VLAC（Very Large Ammonia Carrier）クラスの大型アンモニア輸送船の入港可否について調査を行った。調査対象を表 1.3.1-2 に示す。

表 1.3.1-2 調査対象とする LNG 受入基地

|    | 受入基地             | 港湾   | 関連企業              |
|----|------------------|------|-------------------|
| 1  | 函館みなと LNG ターミナル  | 函館   | 北海道ガス(株)          |
| 2  | 石狩 LNG 基地        | 石狩   | 北海道ガス(株)          |
| 3  | 勇払 LNG 受入基地      | 苫小牧  | 石油資源開発(株) (JAPEX) |
| 4  | 釧路 LNG ターミナル     | 釧路   | 北海道ガス(株)・ENEOS(株) |
| 5  | 仙台市ガス局港工場        | 仙台   | 仙台市ガス局            |
| 6  | 八戸 LNG ターミナル     | 八戸   | ENEOS(株)          |
| 7  | 相馬 LNG 基地        | 相馬   | 石油資源開発(株) (JAPEX) |
| 8  | 日本海 LNG 新潟基地     | 新潟東  | 日本海エル・エヌ・ジー(株)    |
| 9  | 上越火力発電所          | 直江津  | (株)JERA           |
| 10 | INPEX 直江津 LNG 基地 | 直江津  | (株)INPEX          |
| 11 | 富山新港火力発電所        | 伏木富山 | 北陸電力(株)           |
| 12 | 日立 LNG 基地        | 茨城   | 東京ガス(株)           |
| 13 | 根岸 LNG 基地        | 横浜   | 東京ガス(株)           |
| 14 | 東扇島火力発電所         | 川崎   | (株)JERA           |
| 15 | 扇島 LNG 基地        | 川崎   | 東京ガス(株)           |
| 16 | 袖ヶ浦 LNG 基地       | 千葉   | 東京ガス(株)／(株)JERA   |
| 17 | 富津火力発電所          | 木更津  | (株)JERA           |
| 18 | 袖師 LNG 基地        | 清水   | 清水エル・エヌ・ジー(株)     |
| 19 | 泉北製造所 第一工場       | 堺泉北  | 大阪ガス(株)           |
| 20 | 泉北製造所 第二工場       | 堺泉北  | 大阪ガス(株)           |
| 21 | 堺 LNG センター       | 堺泉北  | 関西電力(株)           |
| 22 | 姫路 LNG 発電所       | 姫路   | 大阪ガス(株)           |
| 23 | 坂出 LNG 基地        | 坂出   | 坂出エル・エヌ・ジー(株)     |
| 24 | 戸畑 LNG 基地        | 北九州  | 北九州エル・エヌ・ジー(株)    |
| 25 | ひびき LNG 基地       | 北九州  | ひびきエル・エヌ・ジー(株)    |
| 26 | 吉の浦火力発電所         | 中城   | 沖縄電力(株)           |

「日本の港湾 2020」 (日本港湾協会刊、2021 年)

b) 調査対象とするアンモニア受入基地

アンモニア受入基地としては、資源エネルギー庁が実施する令和6年度水素等供給基盤整備事業に採択され、検討が実施されている下記全国5か所について調査を行った。

表 1.3.1-3 調査対象とする令和6年度水素等供給基盤整備事業で検討中のアンモニア受入基地

|   | 受入基地 | 関連企業                                                   |
|---|------|--------------------------------------------------------|
| 1 | 苫小牧  | 北海道電力(株)、北海道三井化学(株)、(株)IHI、丸紅(株)、三井物産(株)、苫小牧埠頭(株)      |
| 2 | 相馬   | 石油資源開発(株)、三菱ガス化学(株)、(株)IHI、三井物産(株)、(株)商船三井             |
| 3 | 常陸那珂 | (株)JERA、日本製鉄(株)、AGC(株)、鹿島南共同発電(株)、東京電力エナジーパートナー(株)、茨城県 |
| 4 | 堺泉北  | 三井物産(株)、三井化学(株)、(株)IHI                                 |
| 5 | 周南   | 出光興産(株)、(株)トクヤマ、東ソー(株)、日本ゼオン(株)                        |

② 受入可能な船舶の最大主要目

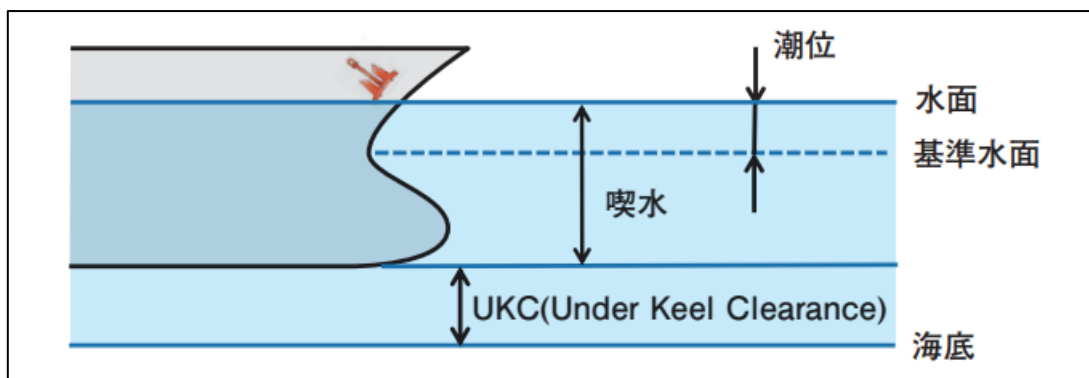
今後アンモニアを輸送する際に必要となる大型アンモニア運搬船（VLAC）の入港の可否を検討するにあたり、想定する VLAC の主要目を表 1.3.1-4 に示す。

表 1.3.1-4 大型アンモニア運搬船（VLAC）の主要目（想定）

|            |               |                |     |
|------------|---------------|----------------|-----|
| 全長         | Loa           | 約230           | m   |
| 垂線間長       | Lpp           | 約223~226       | m   |
| 型幅         | B             | 約36.6          | m   |
| 型深さ        | D             | 約23            | m   |
| 最大喫水       | Maximum Draft | 約11.5~12.8     | m   |
| 総トン数       |               | 約54,000~60,000 | GT  |
| 載貨重量トン     |               | 約58,000~64,000 | DWT |
| カーゴタンク積載容量 |               | 93,000         | m3  |

上述の通り VLAC の最大喫水は約 11.5m～12.8m である。入港可能性を検討するにあたり、海底との余裕水深である Under Keel Clearance（UKC）として、我が国で一般的に用いられている港内航路における UKC（最大喫水の 10%）を設定した。図 1.3.1-1 に、航路水深・喫水・潮位・UKC の関係を示す。最大許容水深と UKC の関係は、以下の計算式に示す通りとなる。

$$\text{最大許容喫水} < \text{航路水深} + \text{潮位} - \text{UKC}$$



Japan P&I Club, P&I Loss Prevention Bulletin (Vol.32, July 2014)

図 1.3.1-1 航路水深・喫水・潮位・UKC の関係

以上より、対象船の最大喫水を 12.8m とする場合、必要な水深は 14.08m ( $=12.8\text{m}+0.1\times12.8\text{m}$ 、潮位は考慮しない) となる。

我が国の LNG 受入基地の栈橋前面および栈橋に至る航路の多くは水深 14m となっている。最大喫水 12.8m の船の場合、海図水深 14m < 必要水深 14.08m となり、わずかに必要水深が海図水深を上回ることから、入港に際しては、バラスト、喫水の調整を行う必要がある（海図水深 14m  $\div 1.1 \div$  最大入港制限喫水 12.73m）。

従って、本調査では、VLAC クラスの大型アンモニア運搬船が入港できる（バラスト調整する場合を含む）受入栈橋の基準を水深 14m、長さ 230m 以上として、受入可否を検討した。

#### a) LNG 受入基地

前出の「日本の港湾 2020」で確認できた LNG 受入基地 26 か所について、本調査が対象とする VLAC が入港できる水深、長さを持つ栈橋を備えていると推定される受入基地は表 1.3.1 5 に示す 21 か所であった。

表 1.3.1-5 対象船の受入可能と推定される LNG 受入基地

|    | 受入基地                 | 港湾   | 埠頭                      | 栈橋                       | 水深(m) | 長さ(m)     |
|----|----------------------|------|-------------------------|--------------------------|-------|-----------|
| 1  | 八戸 LNG ターミナル         | 八戸   | ENEOS エルエヌ<br>ジーサービス(株) | JX 八戸 LNG ターミナル<br>外航船栈橋 | 14.0  | 502       |
| 2  | 相馬 LNG 基地            | 相馬   | 5 号埠頭                   | LNG ドルフィン                | 14.0  | 480       |
| 3  | 日本海 LNG 新潟基地         | 新潟東  | 日本海 LNG(株)              | LNG 栈橋                   | 14.0  | ドルフィ<br>ン |
| 4  | 上越火力発電所              | 直江津  | 荒浜ふ頭                    | 中部電力(株)LNG 受入栈橋          | 14.0  | 464       |
| 5  | INPEX 直江津 LNG 基<br>地 | 直江津  | 荒浜ふ頭                    | 国際石油開発帝石(株)外航<br>船栈橋     | 14.0  | 452       |
| 6  | 富山新港火力発電所            | 伏木富山 | 北陸電力(株)                 | 北陸電力 LNG 栈橋              | 14.0  | 450       |
| 7  | 日立 LNG 基地            | 茨城   | 第 5 埠頭                  | LNG バース                  | 14.0  |           |
| 8  | 根岸 LNG 基地            | 横浜   | 東京ガス(株)                 | 根岸 LNG バース               | 14.0  | 333       |
| 9  | 東扇島火力発電所             | 川崎   | 株JERA                   | 扇島 LNG バース               | 14.0  | 464       |
| 10 | 扇島 LNG 基地            | 川崎   | 東京ガス(株)                 | 扇島 LNG バース (ドル<br>フィン)   | 14.7  | 410       |
| 11 | 富津火力発電所              | 木更津  | 株JERA 富津火力              | LNG タンカーバース              | 14.0  | 420       |
| 12 |                      |      | 発電所                     | 第 2LNG タンカーバース           |       |           |
| 13 | 袖師 LNG 基地            | 清水   | JXTG エネルギー<br>株清水油積所    | JXTG シーバース No.1          | 22.0  | 480       |
| 14 | 泉北製造所                | 堺泉北  | 大阪ガス(株)泉北製              | LNG 第 1 栈橋               | 14.0  | 445       |
| 15 | 第二工場                 |      | 造所第二工場                  | LNG 第 2 栈橋               | 14.0  | 440       |
| 16 | 堺 LNG センター           | 堺泉北  | 堺 LNG センター              | LNG 栈橋                   | 13.7  | 470       |
| 17 | 姫路 LNG 発電所           | 姫路   | 大阪ガス(株)                 | LNG 揚液栈橋                 | 14.0  |           |
| 18 | 坂出 LNG 基地            | 坂出   | コスモ石油(株)                | コスモ石油 1 号ドルフィ<br>ン       | 16.0  | 420       |
| 19 | 戸畑 LNG 基地            | 北九州  | 北九州エル・エ<br>ヌ・ジー(株)      | 北九州 LNG 栈橋               | 14.0  | 452       |
| 20 | ひびき LNG 基地           | 北九州  | ひびき LNG                 | ひびき LNG 栈橋               | 14.0  | 315       |
| 21 | 吉の浦火力発電所             | 中城   | 中城地区                    | 沖縄電力                     | 14.0  | 480       |

「日本の港湾 2020」 (日本港湾協会刊、2021 年)

## b) アンモニア受入基地

アンモニア受入基地の候補 5 か所について調査したところ、各基地とも、VLAC が入港できると思われる岸壁や栈橋を備えていることが分かった。周南に関しては他に比べて水深が浅いことからバラストだけでなく、入港を想定して貨物積載量の調整も必要になると思われる。なお、下表で示す栈橋や岸壁は水素等供給基盤整備事業で実際に検討対象となっているものとは限らないので注意が必要である。

表 1.3.1-6 令和 6 年度水素等供給基盤整備事業で検討中のアンモニア受入基地の要目

|   | 受入基地 | 埠頭           | 栈橋・岸壁       | 水深(m) | 長さ(m) |
|---|------|--------------|-------------|-------|-------|
| 1 | 苫小牧  | 苫東埠頭         | 2 号岸壁       | 14.0  | 280   |
| 2 | 相馬   | 4 号ふ頭        | LNG ドルフィン   | 14.0  | 480   |
| 3 | 常陸那珂 | (株)JERA      | JERA 専用石炭埠頭 | 18.0  | 386   |
| 4 | 堺泉北  | 三井化学(株)大阪工場  | 肥料栈橋        | 16.0  | 414   |
| 5 | 周南   | 出光興産(株)徳山製油所 | 大浦 7 号栈橋    | 13.2  | 332   |

「日本の港湾 2020」 (日本港湾協会刊、2021 年)

## (2) 受入基地整備費用

現在計画されているアンモニア受入基地の規模は非公表のケースが多いが、今後のアンモニア導入計画を勘案し必要と想定される 10 万トン規模のタンクが整備されるものとして受入基地整備費用の試算を行った。

本調査で実施したヒアリングでは、貯蔵タンクの整備費用は機密事項であり、また現時点での算定が困難である等の理由から、回答は得られなかった。

そこで、既往の各種公表資料から得られるデータに基づいて、為替、直近時までの物価上昇率、人件費上昇率を加味して費用を算定するものとした。

### ① 受入基地整備費用

#### a) アンモニア貯蔵タンク

検討の基準として、既往の調査検討から想定するアンモニア貯蔵タンク設備費用を表 1.3.1-7 に、また当該データを使用した文献資料の例として、資源エネルギー庁作成資料を表 1.3.1-8 に示す。

表 1.3.1-7 想定するアンモニア貯蔵タンク設備費用

| 設備規模          | 設備費用   | 出典                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|---------------|--------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 56,700 トン 1 基 | 116 億円 | <p>InternationalEnergy Agency (IEA)報告書 (2019 年)<br/> <i>The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities</i><br/>         当該報告書は、G20 議長国日本政府の要請を受け、国際エネルギー機関 (IEA) が水素の現状を分析し、将来の開発に関する指針を示したものである。同レポートの根拠として取りまとめられた Assumptions より試算した。</p> <p><a href="https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen">https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen</a></p> |

表 1.3.1-8 アンモニア設備のコストイメージ (当該データ使用例)

| 設備   |        |                    | 液化水素                         | MCH               | アンモニア                         |
|------|--------|--------------------|------------------------------|-------------------|-------------------------------|
| 受入基地 | パイプライン | 耐用年数               | 40年                          | —                 | 40年                           |
|      |        | 輸送量<br>(年間)        | 34万トン<br>(気体水素)              | 80万トン<br>(水素換算)   | 24万トン<br>(水素換算)               |
|      |        | CAPEX<br>(kmあたり)   | 1.45億円                       | 2.78億円            | 0.66億円                        |
|      | タンク    | 容量                 | 0.36万トン<br>(H <sub>2</sub> ) | 6.16万トン<br>(トルエン) | 5.67万トン<br>(NH <sub>3</sub> ) |
|      |        | 基数                 | 20日分の貯蔵容量による                 |                   |                               |
|      |        | タンク1基あたりの<br>CAPEX | 384億円                        | 42億円              | 116億円                         |

出典) IEA G20 Hydrogen report: Assumptions

※費用は1ドル=120円で換算。74

資源エネルギー庁「水素・アンモニアサプライチェーン投資促進・需要拡大策について」(2022 年)

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene\\_shinene/suiso\\_seisaku/pdf/002\\_01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/002_01_00.pdf)

以上を踏まえ、1 万トン当たり設備費用は 20.5 億円 (116 億円÷5.67 万トン)、10 万トンのタンク費用は約 205 億円と試算する。

#### b) アンモニア受入設備（ローディングアーム）

アンモニア運搬船に接続しアンモニアの受入を行うローディングアームの設置が必要となる。10 万トンのアンモニアタンクに必要なローディングアームの数は、具体的な設計や運用条件によって異なるが、一般的には以下のような要素が考慮される。

- タンクのサイズと基数：10 万トンのタンクが 1 基の場合と複数基の場合に必要なローディングアームの数が異なる
- ローディングアームの容量：1 本のローディングアームが処理できるアンモニアの量によって、必要な本数が決まる
- 運用効率：ローディングアームの稼働率やメンテナンスの頻度も考慮される
- 一般的には、10 万トンのタンクに対して 2～4 本のローディングアームが設置されることが多い

アンモニア用マリンローディングアームの費用は、科学技術振興機構／社会戦略センターにおいて実施された検討において示されたデータを援用することとし、表 1.3.1-9 に示すように、アンモニア用マリンローディングアーム 4 基を 2.2 億円とする。

表 1.3.1-9 アンモニア用マリンローディングアームの費用

| 設備規模                          | 設備費用   | 出典                                                                   |
|-------------------------------|--------|----------------------------------------------------------------------|
| アンモニア用<br>マリンローディングアーム<br>4 基 | 2.2 億円 | 「石炭ガス化による水素、アンモニアの経済性と CO2 排出量」（平成 31 年 2 月）<br>科学技術振興機構／低炭素社会戦略センター |

※当該調査検討が想定するアーム要目また緊急離脱装置や漏洩防止対策の有無等は不明。

<https://www.jst.go.jp/lcs/pdf/fy2018-pp-13.pdf>

#### c) その他の設備費用

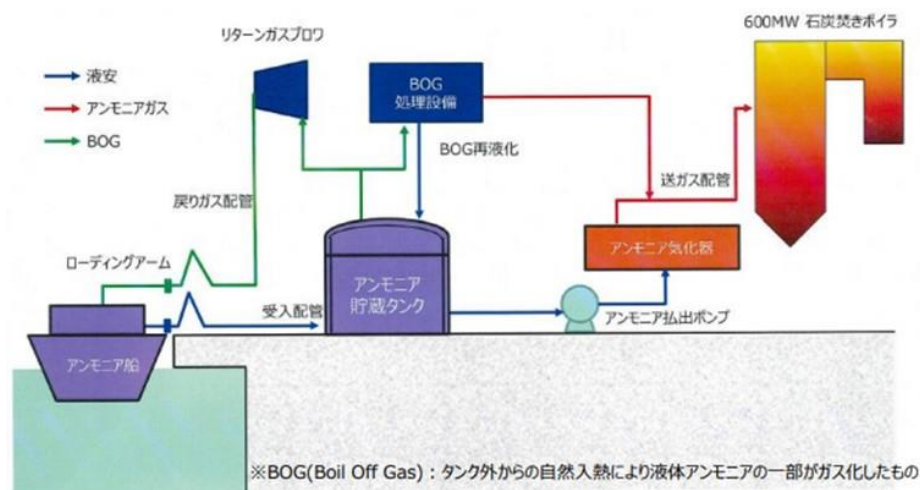
その他設備費用についてはヒアリングにおいては回答が得られなかったが、アンモニア受入基地の整備費用全体の概算額としては、電源開発(株)が実施した「火力発電燃料としての CO2 フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」（SIP 戦略的イノベーション創造プログラム「エネルギーキャリア」）<sup>1</sup>においてにより 210 億円と試算されている。当該技術検討において設定するアンモニア貯蔵タンク容量は、4.7 万トンであるが、前述の 1 万トンあたりのタンク費用 20.5 億円から 4.7 万トンの貯蔵タンクの建造費用を算出すると 96.2 億円となる（20.5 億円×4.7 万トン＝約 96.2 億円）。

<sup>1</sup> <https://www.jst.go.jp/sip/dl/k04/end/team3-19.pdf>

d) まとめ

全体の構成については、上述の電源開発㈱「火力発電燃料としての CO<sub>2</sub> フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」(SIP「エネルギーキャリア」報告書、2019 年)の整理を参考とした。同検討で示された、アンモニア受入・貯蔵・払出フローの概念図を図 1.3.1-2 に示す。

以上を踏まえ、アンモニア受入基地整備費用を概算試算するための情報を表 1.3.1-10 に整理する。



電源開発㈱「火力発電燃料としての CO<sub>2</sub> フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」  
(SIP「エネルギーキャリア」報告書、2019 年)

図 1.3.1-2 アンモニア受入・貯蔵・払出フロー

アンモニア受入基地整備費用は上記に示す総額 210 億円から、貯蔵タンク (96.2 億円) とローディングアーム (2.2 億円) の費用の推定額を控除することで、111.6 億円と推定することとした。アンモニア受入基地整備費用資産のための情報を表 1.3.1-10 に集約する。

表 1.3.1-10 アンモニア受入基地整備費用試算のための情報

| 区分                                                                                                    | 設備                                                                                             | 内容                                                          |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|
| 1. アンモニア受入設備                                                                                          | ローディングアーム<br> | アンモニア運搬船にローディングアームを接続し、受入を行う。(2.2 億円と推定)                    |
| 2. アンモニア貯蔵設備                                                                                          | アンモニア貯蔵タンク<br>4.7 万トン                                                                          | ブレストレストコンクリートタンク、又は金属二重殻タンクがある。                             |
| その他の設備費用(3～8)                                                                                         |                                                                                                |                                                             |
| 3. アンモニア受入設備                                                                                          | アンモニア受入配管                                                                                      | 受入れたアンモニアは受入配管を通じてアンモニア貯蔵タンクへ送られ貯蔵される。                      |
| 4. アンモニア貯蔵設備                                                                                          | フリージングタンク                                                                                      | 当該タンク内に窒素は充填されており、金属二重殻タンクに内外槽間を圧力一定に保つように窒素が供給される系統となっている。 |
| 5. アンモニア払出・気化設備                                                                                       | アンモニア払出ポンプ<br>アンモニア気化器                                                                         |                                                             |
| 6. BOG 処理設備                                                                                           | アンモニア BOG 処理設備                                                                                 | BOG (タンク外からの自然入熱によってアンモニアの一部がガス化したもの。) を処理する設備。             |
|                                                                                                       | リターンガスブロー                                                                                      | アンモニアを船から受入れる際に発生する戻りガスを船側に返送する装置。                          |
| 7. アンモニア除害設備                                                                                          | 吸収塔、ブローダウンタンク、除害タンク等                                                                           | アンモニアは毒性ガスであり、直接大気放出は認められないため、安全弁から排出されたガス等を適切に処理して排出する設備。  |
| 8. ユーティリティ設備                                                                                          | 温水ヒーター、温水循環ポンプ等                                                                                | アンモニア気化器用の温水ヒーター、温水循環設備、BOG 処理設備用の冷却塔、冷却水循環設備等              |
| 概算額                                                                                                   | 210 億円                                                                                         |                                                             |
| ※本表の構成には、電源開発㈱「火力発電燃料としての CO2 フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」(SIP「エネルギーキャリア」報告書、2019 年)を参照し、本調査で採用する試算情報を追記した。 |                                                                                                |                                                             |

以上より、為替、直近時までの物価上昇率、人件費上昇率等を考慮せずに、アンモニア受入基地整備費用項目（推定）を表 1.3.1-11 に示す。

表 1.3.1-11 アンモニア受入基地整備費用項目（推定）

| 設備                                                                           | 金額       |
|------------------------------------------------------------------------------|----------|
| 貯蔵タンク（4.7 万トン）                                                               | 96.2 億円  |
| ローディングアーム                                                                    | 2.2 億円   |
| フリージングタンク<br>アンモニア受入設備<br>アンモニア払出・気化設備<br>BOG 処理設備<br>アンモニア除害設備<br>ユーティリティ設備 | 111.6 億円 |
| 計                                                                            | 210.0 億円 |

## ② 基地整備費用補正

### a) 為替補正

資源エネルギー庁による貯蔵タンクの金額 116 億円は 120 円/ドルの為替レートに基づく。155 円/ドルに換算した場合、124 億円となる。

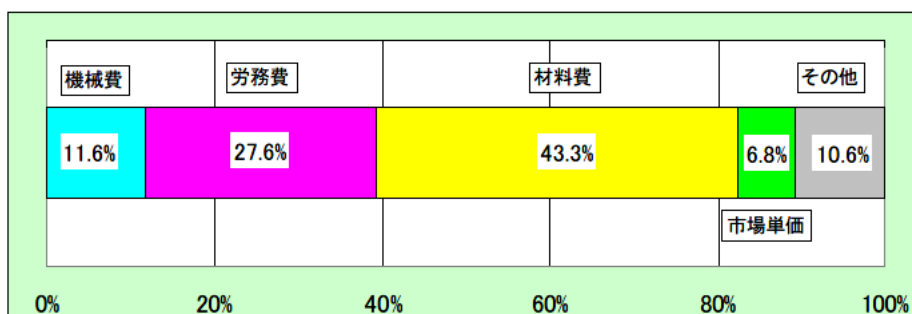
### b) 容量補正

資源エネルギー庁による貯蔵タンクは 4.7 万トンであり、上記貯蔵タンクの為替補正に加え、容量の 10 万トンへの換算を行うと 507 億円となる。

- タンク費用換算：124 億円×10 万トン/4.7 万トン＝265 億円
- その他（ローディングアーム、その他設備）費用換算：（2.2 億円＋111.6 億円）×10 万トン/4.7 万トン＝242 億円

### c) 物価上昇率補正

当該算定がなされた平成 30 年度（2018 年）以降、材料費、労務費は上昇し、特に、2020 年からのコロナ禍以降、急激に物価上昇しており、整備費用の算定にあたっては、当該上昇を加味する必要がある。建設工事の内訳は、機械費、労務費、材料費の積み上げにより算出した金額であるが、国土交通省直轄土木工事（道路、河川、砂防、公園）における積算実績データ（平成 14 年度の実績 10,993 件）によると、材料費が全体の 43.3%、労務費(27.6%)、機械費(11.6%)の構成比の順となっている。



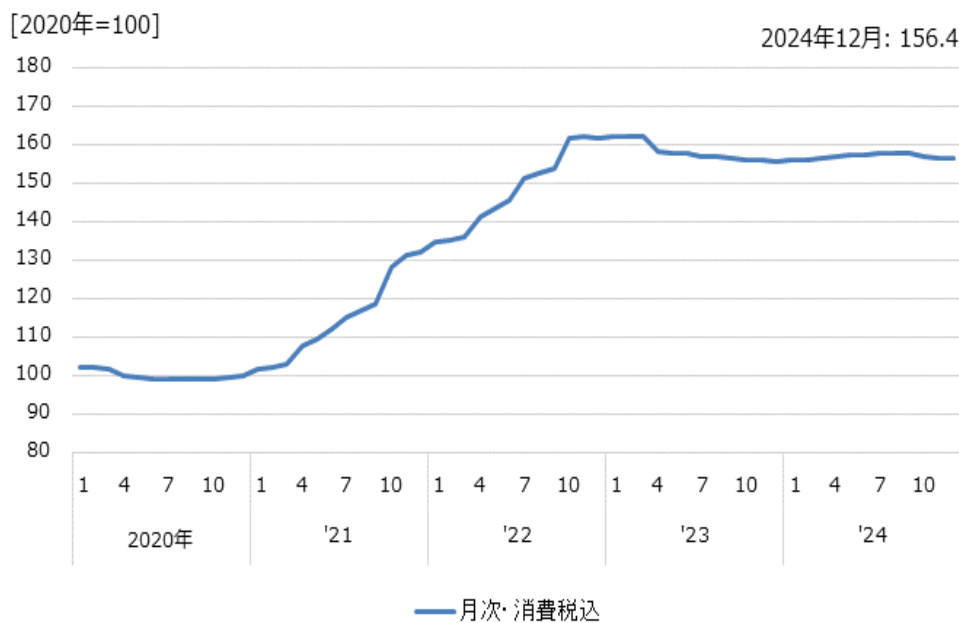
国土交通省直轄土木工事（道路、河川、砂防、公園）積算実績データ

図 1.3.1-3 機械・労務・材料費構成

費用の項目としては、鋼材等の材料費の影響を受ける機械費・材料費・その他の項目と、労務費の大きく2つに分かれるが、材料費の影響を受ける項目については、材料費の大きな割合を占める鋼材価格の上昇率を、労務については労務費の上昇率を加味するものとする。鋼材価格については図 1.3.1-4 にあるように、コロナ禍の始まった2020年を100とすると2024年10月の時点で156.4、労務費についても同様に図 1.3.1-5 に示すように2020年を100とした時に2024年が117と上昇してきている。

月次・消費税込

鋼材価格の推移



© jp.gdfreak.com

図 1.3.1-4 鋼材価格の推移

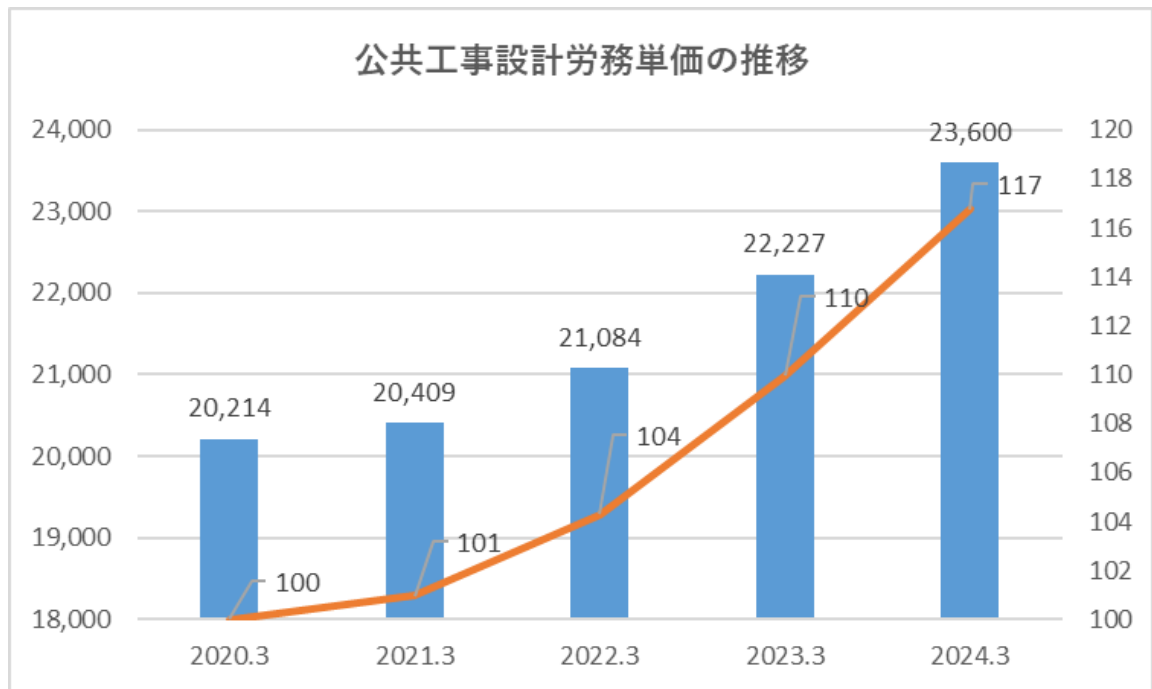


図 1.3.1-5 公共工事設計労務単価の推移

③ 想定受入基地整備費用（補正後）

本調査における検討においては、鋼材価格、労務費の上昇率を加味することとし、図 1.3.1-6 に示すように 2024 年時点のアンモニア受入・貯蔵・払出設備の建設費用は 737 億円と推計する。

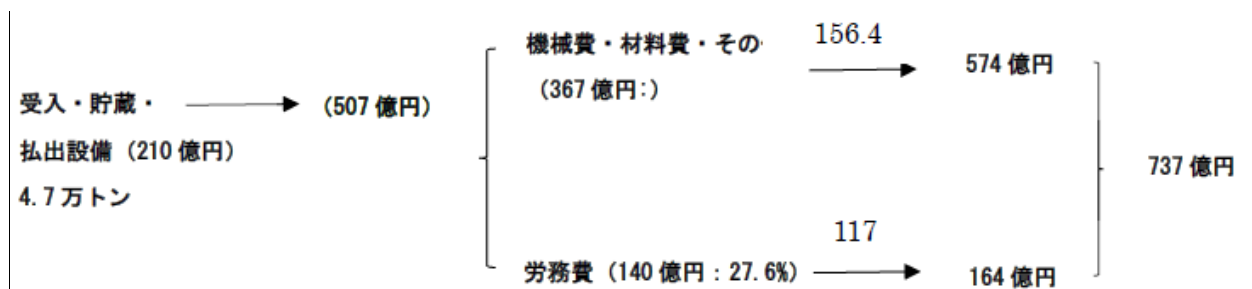


図 1.3.1-6 想定される受入基地整備費用（補正後）

### 1.3.2. 調査項目 3.2.2 「LNG 受入基地からアンモニア受入基地への変更可能性調査」

本項目の調査は、LNG 燃料のサプライチェーンを有効活用することにより、アンモニア燃料のサプライチェーンに転換可能か否かを検討するものである。具体的には国内 LNG 受入基地をアンモニア受入基地へ変更する場合の変更内容、課題を抽出するとともに、転換に要する概略費用を算出し、新規アンモニア受入基地の整備費用と比較することとした。

なお、大型のアンモニア貯蔵タンクの建設に向けて、プレストレストコンクリート（PC）製の燃料アンモニア地上式貯槽の計画、設計、建設及び維持管理に係る事項を規定した総合的な技術指針として「燃料アンモニア地上式貯槽指針」（日本電気技術規格委員会規格 JESC T0009（2023））が承認され、これを所管する一般社団法人クリーン燃料アンモニア協会により刊行されている。「発電用火力設備の技術基準の解釈」（火技解釈）には、大容量低温アンモニア貯槽についての規定がないことから、既に火技解釈に引用されている「LNG 地上式貯槽指針」（一般社団法人日本ガス協会）をベースとして制定されたものである<sup>2</sup>。

また、LPG タンクのアンモニア転用については、独立行政法人 エネルギー・金属鉱物資源機構（JOGMEC）により「既存 LPG 低温タンクのアンモニア転用に関する技術的な手引き」が策定されている<sup>3</sup>。同手引きにおいて整理されている、LPG タンク転用にあって設計時に留意すべき事項を表 1.3.2-1 に示す。これらは、LNG タンクの転用に関する調査検討においても基本的には共通するものと思料され、本調査では、上記留意事項に沿って LNG 基地のアンモニア基地への転用に関する内容・課題の収集・整理に努めた。

表 1.3.2-1 LPG タンクのアンモニア転用に係る留意事項

|                                                                                                                                                                                                          |                                                                                                                                                               |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"><li>・ 適用法規・基準</li><li>・ 環境保全協定及び環境法令</li><li>・ 内槽材の材質</li><li>・ 内槽材の板厚</li><li>・ 内槽の溶接方法</li><li>・ 内槽耐圧部の検査仕様</li><li>・ コンビナート等保安規則に基づく使用材料</li><li>・ タンク付属品</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>・ 耐震設計</li><li>・ 基礎・地盤</li><li>・ 特定設備検査合格証</li><li>・ 防液堤</li><li>・ 除害設備</li><li>・ 付帯設備</li><li>・ 開放点検についての考え方</li></ul> |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

「既存 LPG 低温タンクのアンモニア転用に関する技術的な手引き」  
（JOGMEC・エンジニアリング協会・(株)IHI プラント）

本調査で実施したヒアリング調査対象を表 1.3.2-2 に示す。併せて、LPG 基地の転用に係る調査も実施することとしたが、複数の事業者のコンソーシアムによってプロジェクトが進捗しているところであり、得られた情報は限定的であり、特に基地転換費用に関する情報収集が困難であったことを付記す

<sup>2</sup> <https://greenammonia.org/2024/04/26/>

<sup>3</sup> 「既存 LPG 低温タンクのアンモニア転用に関する技術的な手引き」（令和 5 年 3 月、独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構・一般財団法人エンジニアリング協会・株式会社 IHI プラント）。JOGMEC より入手可能（[https://www.jogmec.go.jp/publish/publish\\_10\\_00007.html](https://www.jogmec.go.jp/publish/publish_10_00007.html)）

る。

表 1.3.2-2 ヒアリング調査対象

|   | ヒアリング先                                            | 主要調査内容内容                                          |
|---|---------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| 1 | A 社<br>(エンジニアリング事業者)                              | LNG 受入基地からアンモニア受入基地への転換に関する①変更内容、課題、②転換に要する概算費用等  |
| 2 | B 社<br>(LPG インフラのアンモニア転用を計画中の供給事業者)               | LPG 受入れ基地からアンモニア受入基地への転換に関する①変更内容、課題、②転換に要する概算費用等 |
| 3 | C 社<br>(英国を拠点とする耐腐食コーティング・エンジニアリング事業者<br>(日本法人) ) | 腐食防止対策として、既設タンクや配管に対するコーティングを実施する場合の費用算定方法等       |

(1) LNG 受入基地からアンモニア受入基地への転換における変更内容・課題

本調査の対象とする LNG タンクの形式を、表 1.3.2-3 に示し、それぞれの変更内容や課題等についてヒアリングに基づいて整理する。

表 1.3.2-3 調査対象とする LNG タンクの形式

|     |            |                                           |
|-----|------------|-------------------------------------------|
| 地上式 | a)金属二重殻    | 液漏れ時には、外槽を突破し防液堤で防ぐ構造<br>新設では採用されておらず旧式   |
|     | b)PC 外槽二重殻 | 防液堤は外槽（PC 壁）と一体化<br>新設は本形式が主流             |
| 地下式 | c)メムブレ内槽   | 内槽に採用するメムブレはステンレス鋼板を採用<br>漏洩した LNG は地中で蒸発 |

① LNG 受入基地からアンモニア受入基地への転換における優位性

既存の LNG 受入基地からアンモニア受入基地への転換については、アンモニアガスタービンの開発の進展にともない、今後の火力発電所でアンモニアの利用が見込めることから、国内外のエンジニアリング事業者によって転用の方法について研究開発が行われている。LNG 受入基地からアンモニア受入基地への転換の優位性のポイントを以下に示す。

- 工期：新設タンクと比較してタンクの転用に優位性
- 敷地：既存施設におけるタンク新設と比較して、LNG タンクの転用に優位性
- コスト：新設タンクと比較して転用に優位性

## ② LNG とアンモニアの物性について

LNG からアンモニア基地への転換の検討にあたって物性の相違から考慮する基本的なポイントを以下に示す。

- 密度  
LNG（メタン） 0.485 に対し、アンモニアが 0.683 と約 1.5 倍であるため、タンクにかかる液圧を考慮すると、転用時にアンモニアの液位を 2/3 程度に低下させる必要がある。また、耐震性についても再評価が必要となる。
- 液温度  
LNG が-162℃に対し、アンモニアは-33℃であり、保冷性能に問題はない。
- 腐食性  
LNG とは異なり、アンモニアには炭素鋼及び 9%Ni 鋼に対し応力腐食割れ（Stress Corrosion Cracking、以下「SCC」とする）、アルミ合金に対し腐食性がある。
- 可燃性  
LNG、アンモニアともに可燃性がある。
- 毒性  
LNG には毒性はないが、アンモニアには毒性があり、大気拡散は認められない。このため、厳重な外部への漏洩対策が必要となる。

## ③ LNG タンクの種類とアンモニアタンクへの転用可能性

### a) 地上式：金属二重殻

金属二重殻タンクは、内槽と外槽の二重殻構造であり、外槽を突破した液漏れは防液堤で防ぐ構造となっている。そのため占有面積が大きく、現在は、新設では採用されない旧式タンクとされる。

主要材について、内槽材（側部・底部・屋根部）は、9%Ni 鋼が使用されており、一定条件でアンモニアに対し SCC 割れ発生の可能性あるものとして評価中である。アルミ合金はアンモニアに対し腐食性があり転換不可である。

外槽は、炭素鋼が使用されている。

タンク内付属品については、アルミ合金はアンモニアに対し腐食性があるため部位に応じて評価が必要であるものの、SUS304 ステンレス鋼は燃料アンモニア地上式貯槽指針ではアンモニアに対して使用可能な材料に挙げられている。

タンク形式に係る課題として、内槽漏洩時には外槽（常温鋼）を突破して防液堤内に漏出する恐れがあるため、毒性ガス拡散防止等の安全対策が必要となる。また、LNG 受入・払出のノズルの多くがサイドエントリーのため、緊急遮断弁の開発等大規模漏洩時防止対策が必要となる。内槽の 9%Ni 鋼に対する

SCC 対策が必要となり、各部材についても、アンモニア内槽漏洩時の安全性確認が必要となる。

#### b) 地上式：PC 外槽二重殻

PC 外槽二重殻タンクは、内槽と外槽の二重殻構造であり、外槽と防液堤（PC 壁）を限りなく近づけた方法を採用しており、占有面積が小さいのが特徴である。最大容量 23 万 kl（電気事業法 18 万 kl）であり、新設タンクは本形式が主流となっている。

主要材について、内槽材は、9%Ni 鋼が使用されており、一定条件でアンモニアに対し SCC 割れ発生の可能性あるものとして評価中である。

外槽は、PC（プレストレストコンクリート）構造であり、屋根部は炭素鋼を使用する。

付属品については、アルミ合金はアンモニアに対し腐食性があるため部位に応じて評価が必要であるものの、SUS304 ステンレス鋼は燃料アンモニア地上式貯槽指針ではアンモニアに対して使用可能な材料に挙げられている

タンク形式に係る課題として、内槽の 9%Ni 鋼に対する SCC 対策が必要となり、アンモニア内槽漏洩時の各部材の安全性確認が必要となる。

#### c) 地下式：メンブレン内槽

既設のメンブレン内槽タンクについては、内槽のメンブレンに 2mm のステンレス鋼板を採用している。LNG が漏洩した場合、地中で蒸発する設計となっている。建設工程では、土木工事コストが大きく、また工期が長くなる。最大容量は 25 万 kl である。

主要材について、内槽材では、アンモニアに対して SUS304 が使用可能と評価している。屋根部が気相となることから 9%Ni 鋼を使用している場合には、SCC 発生について評価が必要となる。

付属品について、計器や装置類で使用されている SUS304 の SCC 発生報告はなくアンモニア適用が可能と評価している。吊りデッキなどに使用されるアルミ合金のアンモニアに対する腐食性があるため、部位に応じて評価が必要である。

タンク形式に関する課題として、LNG の温度で設計されたタンク周辺の凍結土が溶け浸水すること、屋根部保冷剤がアンモニアに暴露する構造が多いため構造変更の検討が必要であることが挙げられる。

### ④ LNG 基地からアンモニア基地への転換における課題

#### a) タンクに関する課題

各タンク形式に共通する課題を以下に示す。

- 検査項目と方法が未確定
- 転用時の適用法規が未確定
- 経年使用されたタンクの健全性の評価方法が未確定
- 9%Ni 鋼の SCC を許容する場合、開放点検周期が不明

定期検査とメンテナンスについては、定期的な検査とメンテナンスを行い、早期に腐食や亀裂を発見・修理することが重要である。既存のアンモニアタンク（SLA325A）においては5～10年毎に開放点検が行われている。

- 内槽漏洩時の外部へのガス、液の拡散防止、除害対策

タンク形式別課題として、地上式金属二重殻タンクについては、内槽漏洩時に外槽（常温鋼）を突破し防液堤内に漏出するため、安全対策が必要であり、毒性ガス拡散防止対策等が求められる。また、LNG受入・払出ノズルの多くがサイドエントリーのため、大規模漏洩時防止対策が必要であり、緊急遮断弁の開発が求められる。

また、地上式金属二重殻及びPC二重殻タンクについては、内槽材の9%Ni鋼のSCC対策及びアンモニア内槽漏洩時の各部材の安全性確認が必要である。

地下式メンブレンタンクについては、LNG温度で設計されたタンク周辺の凍結土が溶けることによる浸水が課題である。また、屋根部保冷材がアンモニアに暴露する構造であるため、構造変更検討が必要である。

#### b) 設備機器等に関する課題

プロセス機器については、LNGとアンモニアの物性差異により基本的にはリプレイスが必要となる。あわせて、それらが既存建屋内や既存基礎上に設置可能かを検討する必要がある。

ユーティリティ機器（温水ヒーター、温水循環ポンプ等）については、既存設備のまま使用できるか確認、検討が必要となる。

配管関係については、ステンレス配管（SUS304）については、流量・圧力の条件が合致すれば転用できる可能性があるが、その他材料については、アンモニアSCCの評価が必要となる。併せて、漏洩時の対策を含む安全対策の検討が必要である。

### ⑤ LNG基地からアンモニア基地への転換における変更内容

LNG基地からアンモニア基地への転換における変更内容について、概略以下に示す。

#### a) SCC・腐食への対策

アンモニアは、9%Ni鋼タンクについてはSCC（応力腐食割れ）の可能性が指摘されている。転換方法を検討中のエンジニアリング会社においては、9%Ni鋼の応力腐食割れ試験を行って評価中としているが、講ずるべきSCC対策を検討する必要がある。

アンモニア燃料タンクへの改造にあたっては、下記のような応力腐食割れ対策が想定される。

- 腐食防止—表面の腐食の発生を防ぐ
  - コーティング（表面に、膜を形成し、腐食を防ぐ。）
  - 塗装（表面に、膜を形成し、腐食を防ぐ。）

- 残留応力の除去—引張応力により金属粒界の亀裂の進展を防ぐ
  - ショットピーニング（無数の鉄あるいは非鉄金属の丸いたまを高速度で金属表面に衝突させることで、残留応力を除去する技術）
  - パフ加工による残留応力低減（研磨布紙による表面平滑化と残留応力低減を行う技術）
  - 溶接部熱処理（溶接部を高温にして、残留応力を低減する技術）

本調査では、改造のための現場施工性、耐用年数などを考慮して、コーティング施工技術を調査した。既存のタンクや配管設備等に対するコーティング施工実績を有する C 社に対するヒアリングを行い、施工工程と費用算定の基本的な考え方と概算費用に関する情報を収集した。同社のコーティング技術は、イギリスで開発され、樹脂材料に 1.5～3 ミクロンの各種フレークを加えることで、耐食性能と物性強度を向上させたものであり、酸・アルカリ性の酸洗タンク、脱硫装置沈殿タンクなど各種タンク、配管に腐食対策として施工され、10～20 年以上メンテナンス無しで使用されている実績がある。特徴としては、ブラストを行えば既存タンクでも施工可能であること、蒸気浸透率が低く塗装の 1000～10000 分の 1、FRP の 10 分の 1 程度であること、金属に近い熱膨張係数を持ち劣化・剥離が生じにくいこと等が挙げられる。部分補修が可能で、損傷した場合でも補修可能である。常圧低温液化アンモニアタンク設備の国内施工実績は有していないことは留意されるものの、適用可能であれば改修タンクに想定される耐用年数に対応できる可能性がある。

#### b) 温度管理システムの改造

大気圧での液化温度が極低温の LNG（-162℃）と異なり、アンモニア-33℃で常圧液化するため、これに対応した温度管理システムの改修が必要である。

#### c) 密度が異なることに応じた強度評価、収納容量の変更

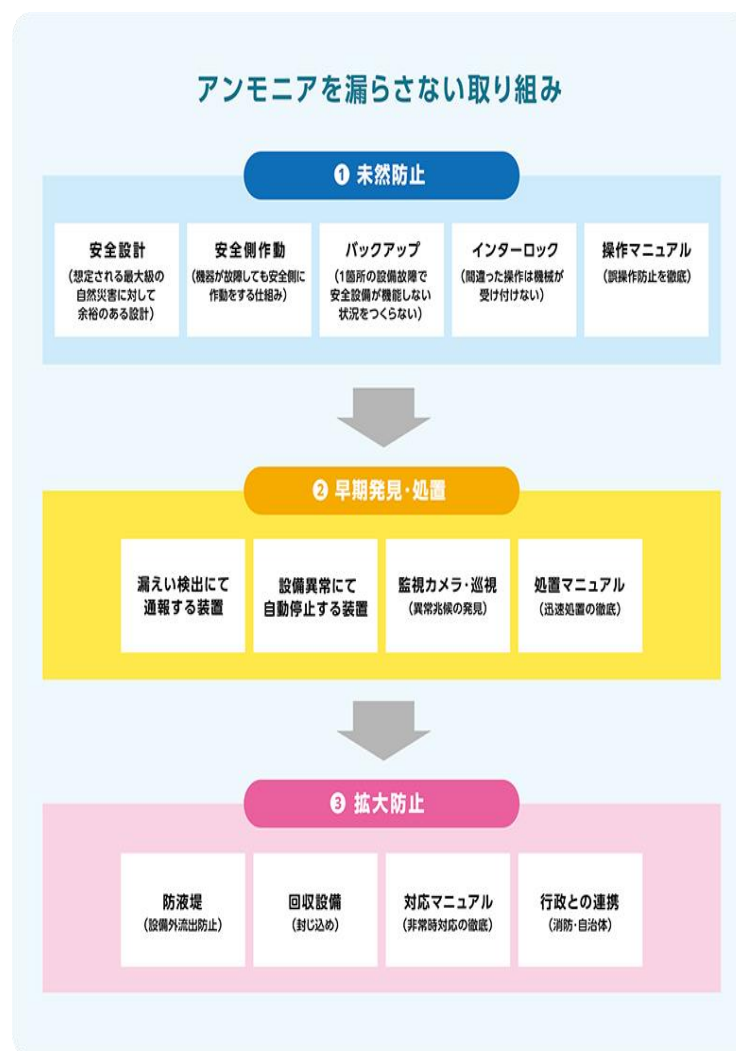
密度（液比重）については LNG が 0.485 に対し、液体アンモニアは 0.683 と 1.5 倍程度であるため、これに応じた強度再評価が必要である。

また、地震に対応した耐震設計の再評価、高潮・洪水・津波等に耐える設備の再評価が必要である。

#### d) 安全対策設備の拡充

人体への毒性を有するアンモニアの漏洩は地域住民にも影響が想定されることから、アンモニアを漏洩させないための未然防止、早期発見・処置、拡大防止を行う体制整備が必要である。

なお、安全への取組については、法令規則等への対応のみならず、消防との協働や自治体との連携を基礎とした地域社会による理解の醸成も配慮されているところである。燃料アンモニア利用における安全への取り組みの広報例を図 1.3.2-1 に示す。



「碧南火力発電所燃料アンモニア利用における安全への取り組み」(JERA ウェブサイト)  
[https://www.jera.co.jp/corporate/business/thermal-power/list/hekinan/ammonia\\_safety](https://www.jera.co.jp/corporate/business/thermal-power/list/hekinan/ammonia_safety)

図 1.3.2-1 燃料アンモニア利用における安全への取り組みの広報例

## (2) LNG タンクからアンモニアへの転換費用

### ① LNG 受入基地からアンモニア受入基地への転換に際し想定される追加整備項目

#### a) 低温低压液の大型貯蔵タンクの整備

アンモニアは、再生可能エネルギー等から製造することが可能であり、燃焼しても CO<sub>2</sub> を排出せず、水素キャリアとしても活用できることから、カーボンニュートラルを達成するために製造・利用することを目指しているところである。再生可能エネルギーは、その多くを海外から輸入することになり、単位体積当たりの水素含有量が多くカーゴタンクの大容量化が可能な低温低压液の状態のアンモニアがエネルギー輸送効率の面で適しているとされる。現状、原料用アンモニア消費量は約 108 万トン（2019 年）程度であり、国内生産が約 8 割、輸入が約 2 割（輸入元はインドネシア及びマレーシア）である

が、2050年には燃料アンモニアの国内需要として年間3,000万トン（水素換算で約500万トン）を想定しているところである<sup>4</sup>。

アンモニアの既存の用途は大半が肥料の原料であるほか、国内のプラントに適用されているアンモニア設備は燃焼排ガスの脱硝用が多く、小容量（10トン規模）のため常温高压液を扱うものがほとんどである。

また、低温アンモニア貯槽の接液・接ガス部には低温压力容器用炭素鋼板（SLA材）が使用されるが、高強度鋼材のSCC事例が相次いだことと、溶接時に現地焼鈍が必要となる板厚上限があることの両面から、現状、建設可能な貯槽容量の上限は約4万トンとされている。

一方で、将来的に発電燃料用としてアンモニアを使用する場合、できる限り大型の輸送船を使用して輸送コストの低減を指向することになると考えられる。アンモニアを受け入れて貯蔵するための陸側の貯槽は、離隔距離・敷地の制約や運用の容易さおよび建設費を考慮すればできるだけ大型、具体的には輸送船1隻（VLGC）の積載量の全量を1つの貯槽で受入可能な10万トンを超える容量が望ましいため、国内メーカはタンクの大型化に向けた技術開発に取り組んでいる<sup>5</sup>。

低温液化アンモニアの受入貯蔵設備は我が国にも存在しているが、既存の設備は肥料に代表される化学原料用であり、事業所数も非常に限られる。今後、燃料用としての大量輸送を実現するには、低温液化アンモニアを扱う大規模受入基地の整備が必要である。

#### b) ローディングアーム

燃料アンモニアの大量輸送に対応するためローディングアームの大型化が求められる。あわせて、荷役中の船舶の急激な移動、津波等の災害や火災等の緊急事態の発生に備えた安全対策として、国内外のLNG等の荷役設備と同様にローディングアームに緊急離脱装置を設置すること、また、アンモニアの毒性を考慮し緊急離脱時の漏洩防止対策を講じることなどが想定される<sup>6</sup>。

#### c) 燃料配管系統のアンモニア仕様への変更

アンモニアは、銅、銅合金、水銀、亜鉛及びカドミウムに対して腐食性がある。炭素マンガング銅、ニッケル銅では応力腐食割れを引き起こす性質がある。このため、燃料配管系統についてはアンモニア仕様への変更を行う必要がある。

---

<sup>4</sup> 「エネルギー白書2023」（資源エネルギー庁）

<sup>5</sup> 例えば、IHIプラントによる、低温液化アンモニア用PCメンブレンタンクの開発については、山田他「低温液化アンモニア用プレストレストコンクリート側壁メンブレン貯槽の開発」（解説論文）『圧力技術』2023年61巻5号。

[https://www.jstage.jst.go.jp/article/hpi/61/5/61\\_227/article/-char/ja/](https://www.jstage.jst.go.jp/article/hpi/61/5/61_227/article/-char/ja/)

<sup>6</sup> 「令和3年度省エネルギー等に関する国際標準の獲得・普及促進事業委託費（ルール形成戦略に係る調査研究（燃料アンモニアのルール形成戦略に係る調査研究）報告書」（2022年3月、一般社団法人クリーン燃料アンモニア協会）

[https://www.meti.go.jp/medi\\_lib/report/2021FY/000078.pdf](https://www.meti.go.jp/medi_lib/report/2021FY/000078.pdf)

## ② LNG 受入基地からアンモニア受入基地への転換費用

本調査で実施したヒアリングでは、LNG 受入基地からアンモニア受入基地への転換費用については機密事項、又は現在検討中の事項でもあり、具体的な情報を得ることが困難であった。

そこで、燃料アンモニア・インフラ整備に係る既往文献・レポート等を収集精査することとした。また、既存の貯蔵タンクや配管設備等に対するコーティング施工実績を有する事業者に対するヒアリングを行い、施工工程と費用算定の基本的な考え方と概算費用に関する情報を収集した。

### a) 既往文献による転換費用の推定

既往の文献資料として、ビューローベリタス（BV）によって公表された「Hybrid LNG & Ammonia Infrastructure: Key to a Green Economy」に収録されている、LNG 輸入基地のアンモニア輸入基地への転換を検討するレポート *Converting LNG Import Terminals to Ammonia Import Terminals* が確認される。当該レポートは、CAPEX に対する転換費用のインパクトに関する分析で、貯蔵タンク、BOG システム、ポンプ、配管管理システム等設備機器については、LNG 輸入基地建設費用の 11～20%で転換が可能であることを示唆するものである（表 1.3.2-4）。<sup>7</sup>

表 1.3.2-4 LNG 輸入基地のアンモニア輸入基地への転換に係る CAPEX（資本的支出）試算例

| Impacted Systems              | LNG Import CAPEX (%) | Modification Cost Impact (%) (1) | Total CAPEX Impact (%) | Remark                                                                                                                                             |
|-------------------------------|----------------------|----------------------------------|------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Storage tank                  | 45 to 50             | 3                                | 1.0 to 1.5             | Full containment, 63-percent capacity                                                                                                              |
| BOG system                    | 10 to 15             | 5 to 8                           | 5.0 to 8.0             | Based on two x 50-percent compressors as current design. A new compressor package is required. The total CAPEX impact is the new compressor CAPEX. |
| LP/HP pump                    | 3 to 5               | 1 to 3                           | 1.0 to 3.0             | As the pumps need to be replaced, the total CAPEX impact is the new pumps CAPEX.                                                                   |
| Piping                        | 5 to 10              | 40                               | 2.0 to 4.0             | Including pipe support and flare stack piping arrangement                                                                                          |
| Instrument and control system | 3 to 5               | 70                               | 2.0 to 3.5             | Including control valves, fire & gas sensor, inline devices, etc.                                                                                  |
| <b>Total</b>                  |                      |                                  | <b>11.0 to 20.0</b>    |                                                                                                                                                    |

\* Based on LNG Facility CAPEX.

Mehran Ghasemi. 2020. *Converting LNG Import Terminals to Ammonia Import Terminals*.

<sup>7</sup> Mehran Ghasemi. 2020. *Converting LNG Import Terminals to Ammonia Import Terminals*. in Hybrid LNG & Ammonia Infrastructure: Key to a Green Economy. Black and Veatch.  
<https://webassets.bv.com/2020-12/20%20Ammonia%20Ebook%20Draft%205.pdf>

当該レポートは、基地転換費用算定方法の一例ではあるが、一方で、LPG 基地からアンモニア基地への転換費用についてヒアリングを行った B 社からは、100 億円単位の試算であっても回答は困難であるとのコメントを得ている。試算結果の妥当性については、本調査の検討を踏まえると更なる精査を要するところである。当該レポートは海外の他の調査報告においても引用されていることから、あくまで一試算例として記載するものである<sup>8</sup>。LNG 受入基地のアンモニア受入基地転換に向けた具体的な転換計画が進展するに依りて、改めて技術的検討を踏まえた分析を行うことが必要である。

## b) コーティング施工費用

既設 LNG タンクのアンモニアタンクへの改造にあたって、前述の C 社のコーティングを実施すると想定する場合の費用算定について、同社から試算結果を得た。費用算定の基本的な考え方としては、発注者の側で表面処理をし、足場を組む等の手配を行うものとし、単位面積あたりの単価を設定するものである。同社による試算結果を以下に示す。

- 大分 LNG 基地の貯蔵タンクの形状（図 1.3.2-2）を参考<sup>9</sup>に、ヒアリング先である C 社が、検討対象とするタンク（100,000kL）の表面積を 22,466m<sup>2</sup>と算定。
- C 社はコーティング施工の平米単価を 35,000 円と設定し、100,000kL の LNG タンクをアンモニアタンクに転用する場合のコーティング費用を以下の通り試算。  
 $22,466\text{m}^2 \times 35,000 \text{ 円/m}^2 = 786,310,000$   
なお、100,000kL の LNG タンクに貯蔵できるアンモニアの量は 70,000kL 程度と想定する。
- 当該算定方法による概算費用は、約 8 億円と試算する。

---

<sup>8</sup> Covering Germany's green hydrogen demand: Transport options for enabling imports. Prepared for German Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK), Submitted by Guidehouse Germany. 2022. [https://guidehouse.com/-/media/www/site/insights/energy/2022/bmwk\\_transport-options-for-covering-germanys-green-hydrogen-demand\\_gh\\_2022.pdf](https://guidehouse.com/-/media/www/site/insights/energy/2022/bmwk_transport-options-for-covering-germanys-green-hydrogen-demand_gh_2022.pdf)

ICEF 2022 Roadmap on "Low-Carbon Ammonia." Prepared to facilitate dialogue at the Ninth Innovation for Cool Earth Forum (October 2022), for final release at COP27 in November 2022.

<https://www.icef.go.jp/roadmap/>

<sup>9</sup> 大分エル・エヌ・ジー株式会社 [https://www.oitalng.co.jp/equipment/storage\\_tank](https://www.oitalng.co.jp/equipment/storage_tank)

#### 【LNG貯蔵タンク】

(1) 外槽側板(SS400)

(2) 内槽側板(9%ニッケル鋼)

(3) 保冷材(パーライト)及び窒素封入

(4) 内槽底板(9%ニッケル鋼)

(5) 保冷材(泡ガラス)及び窒素封入

(6) 保冷材(パーライトコンクリートブロック)

(7) 外槽底板(SS400)

(8) 鉄筋コンクリート床基礎

(9) 鋼管支持杭

#### ■ LNGタンクの仕様

| 項目   |     | 仕様                                              |                                                    |
|------|-----|-------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| 型式   |     | 地上式金属製二重殻平底球面屋根付円筒型貯蔵槽                          |                                                    |
| 容量   |     | 80,000キロリットル                                    | 140,000キロリットル                                      |
| 基数   |     | 4基                                              | 1基                                                 |
| 主要寸法 | 外槽  | 直径:61.30メートル<br>高さ:42.96メートル<br>厚さ:10~12ミリメートル  | 直径:81.00メートル<br>高さ:46.77メートル<br>厚さ:12~15ミリメートル     |
|      | 内槽  | 直径:59.50メートル<br>高さ:41.13メートル<br>厚さ:8.5~28ミリメートル | 直径:79.00メートル<br>高さ:44.96メートル<br>厚さ:12.3~37.3ミリメートル |
| 設計条件 | 温度  | マイナス164度                                        |                                                    |
|      | 圧力  | 15.7kPa                                         |                                                    |
|      | 液比重 | 0.485                                           |                                                    |

大分エル・エヌ・ジー(株)ウェブサイト

図 1.3.2-2 大分 LNG 基地タンク概要

### 1.3.3. 調査項目 3.2.3 「水素・アンモニア燃料ターミナル等における受入や払出、バンカリングに係る関係規制及びその対応に関する調査」

就航実績のある LNG 燃料船に引き続いて、水素・アンモニア燃料船等の商用運航の開始を見据え、今後、水素・アンモニア燃料等の受入や払出、バンカリングを行うターミナル等を整備する際に必要とされる関係法令規則等の規制の整理や必要に応じた見直しが行われているところである<sup>10</sup>。あわせて、これら新燃料船を国内の造船所において建造し、これに搭載するエンジン等の舶用機器を国内のメーカーが開発・製造していくため、調達した新燃料を造船所内や工場敷地内に貯蔵し、当該船舶やエンジン等に供給する上で適用される関係法令規則等の整理も求められている。本調査では、造船所や舶用メーカー（以下、「造船・舶用事業者」とする）がそれぞれの造船所内、工場敷地内において4種の代替燃料（液化水素、液化アンモニア、LNG、メタノール）を貯蔵・供給する上でかかる法規制を整理することとした。

また、船舶への燃料供給はバンカリングガイドラインに基づいて実施される。造船所内で船舶に新燃料を供給する上で特に考慮すべき点は、作業員、船体や陸上設備を保護に着目し漏洩防止や漏洩時の対策になると思料される。そのため、新燃料のバンカリングガイドラインについて漏洩防止や漏洩時の対策等の安全対策について整理することとした。

<sup>10</sup> 水素・アンモニア等運搬船の港湾における受入については、「港湾における水素等の受入環境整備に係わるガイドライン中間取りまとめ（案）」（令和7年3月、国土交通省港湾局産業港湾課）。国土交通省「港湾における水素等の受入環境整備に向けた検討会」第3回配布資料。  
[https://www.mlit.go.jp/kowan/kowan\\_tk5\\_000063.html](https://www.mlit.go.jp/kowan/kowan_tk5_000063.html)

# (1) 調達した新燃料の貯蔵・供給に係る適用法令

本調査は、造船・船用事業者が4種の新燃料（液化水素、液化アンモニア、LNG、メタノール）を取り扱う上で、図 1.3.3-1 に示すように新燃料を取り扱う際、それぞれの項目（①～⑨）において造船・船用事業者にかかる法規制をまとめた。

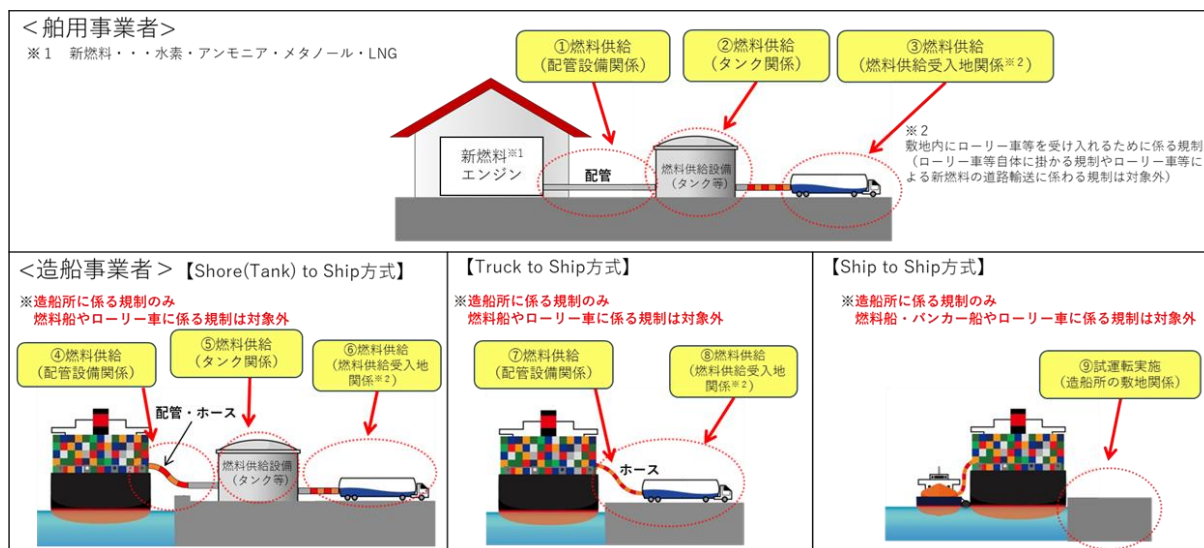


図 1.3.3-1 対象とする新燃料の取扱い（貯蔵・供給）

- 当該施設の敷地内に駐車したローリー車から敷地内の貯蔵タンクに新燃料を供給（③、⑥）・貯蔵（②、⑤）し、製品試験建屋等へ導管移送（①）したり、燃料船に燃料として供給する（④、⑤）する場合
- 造船所敷地内に駐車したローリー車から燃料船への新燃料を供給（⑦、⑧）する場合
- 造船所敷地内においてバンカー船から燃料船への新燃料を供給（⑨）する場合

調査の結果に関する留意事項を以下に示す。

- ローリー車については、あくまで造船・船用事業者の敷地内で新燃料を供給するにあたって造船・船用事業所にかかる規制であり、ローリー車自体にかかる規制やローリー車が新燃料を道路輸送する際にかかる規制は対象外とした。
- 本資料は新燃料の取り扱いにあたり関係する法規制をすべて網羅的にまとめているものではなく、代表的な関係法規制を取りまとめたものである。これは特定の地方自治体や都道府県にかかる法令規則等が存在し、事業所によって多様な規制がかかり、資料としてまとめることが困難であるためである。
- そのため本調査結果は、造船・船用事業者が新燃料を取り扱う検討をする際、どのような法規制がかかるかはじめに把握するための資料の一つとして整理したものと位置付ける。
- 造船・船用事業者にて、今後新燃料を取り扱うための検討を実施する際には、所管の消防署、地方自治体等に相談することが必要である。

対象法令規則等の収集・整理にあたり、対象燃料の安全データシート（SDS）<sup>11</sup>の情報、既往の各種調査報告書等の資料に基づいた文献・Web 調査、及び実際に新燃料を取り扱っている事業者へのヒアリングを実施した。本調査で実施したヒアリング対象者を表 1.3.3-1 に示す。

表 1.3.3-1 調査対象（ヒアリング）

| 業種   | 調査対象 | 関係する主たる事業実績<br>(開発、建造・製造、保有・運航、輸送等)        |
|------|------|--------------------------------------------|
| 造船   | D 社  | LNG 燃料船、液化水素運搬船等の建造                        |
|      | E 社  | LNG 燃料船、アンモニア燃料船等の建造                       |
|      | F 社  | LNG 燃料船等の建造実績、メタノール燃料船の建造予定、アンモニア燃料船の建造計画等 |
| メーカー | G 社  | LNG 燃料、アンモニア燃料エンジンの開発                      |
|      | H 社  | LNG 燃料、メタノール燃料、アンモニア燃料エンジン                 |
| 船社   | I 社  | LNG 燃料船、アンモニア燃料船の保有・運航                     |
| 物流   | J 社  | 化学品、液化水素等の輸送                               |
|      | K 社  | 化学品、危険物品の貯蔵・輸送                             |

ヒアリング調査を含めた本調査の結果として、対象法令及びそれぞれに対応する新燃料種を以下に示す。基本的には、水素、アンモニア、LNG の法体系は同じであり、高圧ガス保安法、消防法、大気汚染防止法が適用される。これを基本的な適用法令とし、アンモニアには毒物及び劇物取締法、水質汚濁防止法、悪臭防止法の適用がある。メタノールについては、高圧ガス保安法は適用されず、消防法、毒物及び劇物取締法、建築基準法、大気汚染防止法が適用される。

- a) 高圧ガス保安法（液化水素、液化アンモニア、LNG）
- b) 消防法（液化水素、液化アンモニア、LNG、メタノール）
- c) 毒物及び劇物取締法（液化アンモニア、メタノール）
- d) 建築基準法（液化水素、液化アンモニア、LNG、メタノール）
- e) 大気汚染防止法（液化水素、液化アンモニア、LNG、メタノール）
- f) 悪臭防止法（液化アンモニア）
- g) 水質汚濁防止法（液化アンモニア）

<sup>11</sup> 化学物質および化学物質を含む混合物を譲渡または提供する際に、その化学物質の物理化学的性質や危険性・有害性及び取扱いに関する情報を化学物質等を譲渡または提供する相手方に提供するための文書（厚生労働省「職場のあんぜんサイト」）。

[https://anzeninfo.mhlw.go.jp/yougo/yougo07\\_1.html](https://anzeninfo.mhlw.go.jp/yougo/yougo07_1.html)

a) 高圧ガス保安法（液化水素、液化アンモニア、LNG）

高圧ガス保安法において、液化水素、液化アンモニア、LNG に適用されると考えられる項目について、条項、貯蔵・供給等の取扱い、概略を表 1.3.3-2 に示す。

なお、本法は 2024 年 10 月 23 日施行のものを基に取りまとめた。

表 1.3.3-2 高圧ガス保安法

| 項目                 | 条項      | 貯蔵・供給<br>など | 概略                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
|--------------------|---------|-------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 高圧ガスの定義            | 第2条     | 定義          | <ul style="list-style-type: none"> <li>■液化水素・液化アンモニア：「液化ガス」に該当</li> <li>■LNG：メタン・エタンは「圧縮ガス」、メタン・エタン・プロパン・ブタンは「液化ガス」に該当</li> </ul>                                                                                                                                                                                           |
| 高圧ガスの製造のための許可および届出 | 第5条     | 貯蔵<br>供給？   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■以下の場合、高圧ガスの製造に該当の可能性 <ul style="list-style-type: none"> <li>・圧力・状態を変化させて高圧ガスにする。</li> <li>・高圧ガスを容器に充填</li> <li>・新たな高圧ガスを発生させる。</li> </ul> </li> </ul>                                                                                                                               |
| 技術基準へ適合            | 第15条    | 貯蔵          | ■貯蔵に関する技術基準への適合                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| 貯蔵所                | 第16条    | 貯蔵<br>供給    | <ul style="list-style-type: none"> <li>■1,000m<sup>3</sup>以上の高圧ガス（第二種ガス）を貯蔵する場合（第一種貯蔵所）</li> <li>■ローリーが同一場所に2時間を超えて停車する場合「高圧ガスの貯蔵」に該当</li> </ul>                                                                                                                                                                            |
| 貯蔵所                | 第17条の2  | 貯蔵<br>供給    | <ul style="list-style-type: none"> <li>■300m<sup>3</sup>以上1,000 m<sup>3</sup>未満の高圧ガス（第二種ガス）を貯蔵する場合（第二種貯蔵所）</li> <li>■ローリーが同一場所に2時間を超えて停車する場合「高圧ガスの貯蔵」に該当</li> </ul>                                                                                                                                                         |
| 技術基準へ適合            | 第18条    | 貯蔵          | ■貯蔵所の構造・設備の技術基準への適合                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| 保安教育               | 第27条第4項 | 貯蔵          | <ul style="list-style-type: none"> <li>■第二種製造者、第一種・第二種貯蔵所の所有者もしくは占有者、販売業者または特定高圧ガス消費者は、その従業者に保安教育を施す義務がある。</li> <li>※第二種製造者：第10条の2の規定より「第5条第2項各号に掲げる者（同項1号：高圧ガス製造の事業を行う者）」</li> <li>※第一種製造者：第9条の規定より「第5条第1項の許可を受けた者（同項1号：圧縮、液化その他の方法で処理することができるガスの容積が1日100m<sup>3</sup>以上である設備を使用して高圧ガス製造（容器への充填行為を含む）をしようとする者）」</li> </ul> |
| 危険時の措置・届出          | 第36条    | 貯蔵          | <ul style="list-style-type: none"> <li>■高圧ガス製造施設、貯蔵所、販売施設、特定高圧ガスの消費施設または高圧ガスを充てんした容器の所有者あるいは占有者は、これらの施設、容器が危険な状態になった際、迅速に災害発生防止のための応急措置を講じる義務がある。</li> <li>■本事態の発見者は、迅速に、その旨を都道府県知事または警察官、消防吏員もしくは消防団員もしくは海上保安官に届け出る義務がある。</li> </ul>                                                                                       |
| 火気等の制限             | 第37条    | 貯蔵          | ■施設（事業所、第一種・第二種貯蔵所、販売所等）の所有者あるいは占有者等が指定する場所における火気取り扱い禁止、発火しやすいものを携帯しての立ち入り禁止                                                                                                                                                                                                                                                |

b) 消防法（液化水素、液化アンモニア、LNG、メタノール）

消防法において、液化水素、液化アンモニア、LNG、メタノールに適用されると考えられる項目について、条項、貯蔵・供給等の取扱い、概略を表 1.3.3-3 に示す。

なお、本法は 2024 年 4 月 1 日施行のものを基に取りまとめた。

表 1.3.3-3 消防法

| 項目                               | 条項            | 貯蔵・供給<br>など | 概略                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|----------------------------------|---------------|-------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 消防法上の危険物の定義                      | 第2条第7号        | 定義          | <ul style="list-style-type: none"> <li>■液化水素・液化アンモニア・LNG：消防法上の「危険物」に該当しない。</li> <li>■メタノール：「消防法別表第1の類別：第4類、性質：引火性液体、品名：三アルコール類」に該当し、消防法上の「危険物」に該当する</li> </ul>                                                                                                                                                                                       |
| 貯蔵・取り扱いにあたり所轄消防長又は消防署長への届出が必要なもの | 第9条の3         | 貯蔵<br>(供給)  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■水素：非該当</li> <li>■LNG：液化石油ガスが届けを要するものとして挙げられている。LNGの場合には、プロパン、ブタンが「届出を要する物質」に該当し、300kg以上を貯蔵する際には届出が必要になる可能性がある。</li> <li>■アンモニア：200kg以上貯蔵の場合届出が必要。</li> <li>■メタノール：非該当</li> </ul>                                                                                                                             |
| メタノールの貯蔵・取り扱いにあたっての指定数量          | 第9条の4         | 貯蔵<br>(供給)  | ■第4類アルコール類の指定数量は400L                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| 以下、メタノールのみに該当                    |               |             |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| 指定数量以上の危険物の貯蔵、取扱                 | 第10条          | 貯蔵<br>(供給)  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■貯蔵所：危険物の規制に関する政令 第2条（貯蔵所の区分）<br/>第二号 屋外にあるタンクにおいて危険物を貯蔵し、又は取り扱う貯蔵所（屋外タンク貯蔵所）<br/>第六号 車両に固定されたタンクにおいて危険物を貯蔵し、又は取り扱う貯蔵所（移動タンク貯蔵所）→ローリー車該当</li> </ul>                                                                                                                                                           |
| 危険物保安監督者および危険物取扱者                | 第13条          | 貯蔵<br>供給    | <ul style="list-style-type: none"> <li>■甲種危険物取扱者又は乙種危険物取扱者で、6月以上危険物取扱いの実務経験を有するもののうちから危険物保安監督者を定める。その者が取り扱うことができる危険物の取扱作業に関して保安の監督をさせなければならない。</li> <li>■市町村等への届出</li> <li>■危険物取扱者（危険物取扱者免状の交付を受けている者）以外の者は、甲種危険物取扱者又は乙種危険物取扱者が立ち会わなければならない、危険物を取り扱ってはならない。</li> </ul>                                                                               |
| 危険物取扱者免状                         | 第13条の2        | 貯蔵<br>供給    | ■危険物取扱者免状の種類：甲種危険物取扱者免状、乙種危険物取扱者免状及び丙種危険物取扱者免状                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| 危険物施設保安員                         | 第14条          | 貯蔵<br>供給    | ■危険物施設保安員は、製造所、貯蔵所の構造及び設備に係る保安のための業務を行う。                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| 予防規程                             | 第14条の2        | 貯蔵<br>供給    | <ul style="list-style-type: none"> <li>■製造所、貯蔵所の火災を予防するため、予防規程を定め、市町村長等の認可を受けなければならない。（予防規定を変更する際も同様）</li> <li>■当該製造所、貯蔵所関係者の予防規定の順守</li> </ul>                                                                                                                                                                                                      |
| 屋外タンク貯蔵所の技術上の基準に関する保安検査          | 第14条の3        | その他         | ■屋外タンク貯蔵所は構造及び設備に関する事項の技術上の基準に従って維持されているか否かを市町村長等が行う保安検査を受けなければならない。                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| 製造所、貯蔵所の定期点検および点検記録              | 第14条の3の2      | 貯蔵<br>供給    | ■製造所、貯蔵所の所有者、管理者又は占有者は、製造所、貯蔵所を定期的に点検し、その点検記録を作成・保存しなければならない。                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| 移動タンク貯蔵所による危険物の移送                | 第16条の2<br>第2項 | 供給          | <ul style="list-style-type: none"> <li>■移動タンク貯蔵所による危険物の移送には、当該危険物を取り扱うことができる危険物取扱者を乗車させること。</li> <li>■この危険物取扱者は、移動タンク貯蔵所による危険物の移送に関し政令で定める基準を遵守し、当該危険物の保安確保について細心の注意を払わなければならない。</li> <li>■危険物の規制に関する政令 第30条の2（移送の基準）第4号<br/>危険物を移送する者は、移動貯蔵タンクから危険物が著しくもれる等災害が発生するおそれのある場合には、災害を防止するため応急措置を講ずるとともに、最寄りの消防機関その他の関係機関に通報すること。→供給中の災害において同じ</li> </ul> |
| 危険物の流出その他の事故が発生時の対応              | 第16条の3        | 貯蔵<br>供給    | <ul style="list-style-type: none"> <li>■当該製造所、貯蔵所又において危険物の流出その他の事故が発生したときは、直ちに、引き続き危険物の流出及び拡散の防止、流出した危険物の除去その他災害の発生の防止のための応急の措置を講じなければならない。</li> <li>■消防署、市町村長の指定した場所、警察署又は海上警備救難機関への迅速な通報義務</li> </ul>                                                                                                                                              |
| 火災発見者の対応                         | 第24条          | 貯蔵<br>供給    | ■火災発見者の迅速な消防署又は市町村長の指定した場所への通報義務                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| 火災現場にいる者の対応                      | 第25条          | 貯蔵<br>供給    | ■火災発生時における、消防隊の火災現場到着までの消火若しくは延焼防止または人命救助の義務および火災現場附近にいる者の協力義務                                                                                                                                                                                                                                                                                       |

c) 毒物及び劇物取締法（液化アンモニア、メタノール）

毒物及び劇物取締法において、液化アンモニア、メタノールに適用されると考えられる項目について、条項、貯蔵・供給等の取扱い、概略を表 1.3.3-4 に示す。

なお、本法は 2024 年 4 月 1 日施行のものを基に取りまとめた。

表 1.3.3-4 毒物及び劇物取締法

| 項目                                            | 条項     | 貯蔵・供給<br>など | 概略                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
|-----------------------------------------------|--------|-------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 毒劇物法上の定義                                      | 第2条第2項 | 定義          | <ul style="list-style-type: none"> <li>■アンモニア、メタノールともに「劇物」として定義される。</li> <li>■アンモニアは10%の製剤で対象</li> <li>■メタノールは原体（100%メタノール）の場合のみ対象</li> </ul>                                                                                                                                                                                      |
| 禁止事項                                          | 第3条    | その他         | <ul style="list-style-type: none"> <li>■毒物または劇物の販売・授与の目的で製造・輸入は、製造業・輸入業の登録を受けた者以外は禁止</li> <li>■毒物または劇物の販売、授与、または販売・授与の目的で貯蔵、運搬、もしくは陳列は、販売業の登録を受けた者以外は禁止</li> <li>■但し、毒物または劇物の製造業者または輸入業者が、製造・輸入したものを、他の毒物または劇物の製造業者や輸入業者、販売業者（毒物劇物営業業者）に販売・授与、または販売・授与の目的で貯蔵、運搬、もしくは陳列する場合は上記項目の対象外</li> <li>→船用メーカー、造船所が自ら製造、輸入は基本的に不可</li> </ul> |
| 毒物劇物取扱者                                       | 第7条    | その他         | <ul style="list-style-type: none"> <li>■毒物劇物営業業者は、毒物又は劇物を直接に取り扱う製造所、営業所又は店舗ごとに、専任の毒物劇物取扱責任者を置いて、毒物又は劇物による保健衛生上の危害の防止に当たらせなければならない。</li> <li>→造船所や船用メーカーは毒物劇物営業業者ではないので、毒物劇物取扱責任者は不要</li> </ul>                                                                                                                                     |
| 毒物又は劇物の取扱                                     | 第11条   | 貯蔵          | <ul style="list-style-type: none"> <li>■毒物又は劇物の盗難・紛失の防止措置を講じる義務</li> <li>■製造所、営業所、店舗又は研究所の外への毒物もしくは劇物の飛散、漏れ、流出、しみ出、またはこれらの施設の地下にしみ込むことの防止措置を講じる義務</li> <li>■製造所、営業所、店舗又は研究所の外で毒物もしくは劇物を運搬する場合には、これらの飛散、漏れ、流出、またはしみ出しの防止措置を講じる義務（上記項目については条文では「毒物劇物営業業者及び特定毒物研究者」が対象だが、造船所、船用メーカーも、対応を求められる可能性はある。）</li> </ul>                      |
| 毒物又は劇物の表示                                     | 第12条   | 貯蔵          | <ul style="list-style-type: none"> <li>■毒物または劇物の貯蔵・陳列場所に、「医薬用外」の文字及び毒物については「毒物」、劇物については「劇物」の文字を表示する義務（条文では「毒物劇物営業業者及び特定毒物研究者」が対象だが、造船所、船用メーカーも、対応を求められる可能性はある。）</li> </ul>                                                                                                                                                         |
| 廃棄                                            | 第15条の2 | 貯蔵          | <ul style="list-style-type: none"> <li>■毒物もしくは劇物の廃棄方法について政令で定める技術上の基準に従うこと</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                              |
| 事故（毒物もしくは劇物の飛散、漏れ、流出、しみ出し、または地下に染み込んだ場合）の際の措置 | 第17条   | 貯蔵<br>供給    | <ul style="list-style-type: none"> <li>■事故時に不特定または多数の者について保健衛生上の危害が生ずるおそれがある場合は、直ちに、その旨を保健所、警察署又は消防機関に届け出る義務、および保健衛生上の危害を防止するために必要な応急の措置を講じる義務（条文では「毒物劇物営業業者及び特定毒物研究者」が対象だが、造船所、船用メーカーも、対応を求められる可能性はある。）</li> </ul>                                                                                                                |
| 立入検査                                          | 第18条   | 貯蔵<br>供給    | <ul style="list-style-type: none"> <li>■都道府県の業務上毒物もしくは劇物を取り扱う場所への立ち入り検査、</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                |

d) 建築基準法（液化水素、液化アンモニア、LNG、メタノール）

建築基準法において、液化水素、液化アンモニア、LNG、メタノールに適用されると考えられる項目について、条項、貯蔵・供給等の取扱い、概略を表 1.3.3-5 に示す。別表第二 用途地域等内の建築物の制限を表 1.3.3-6 に、建築基準法施行令第 116 条（危険物の数量）を表 1.3.3-7 に、建築基準法施行令第 130 条の 9（危険物の貯蔵又は処理に供する建築物）を表 1.3.3-8 に、それぞれ関係箇所を抜粋して示す。

なお、本法は 2024 年 11 月 1 日施行のものを基に取りまとめた。

表 1.3.3-5 建築基準法

| 項目                                              | 条項         | 貯蔵・供給<br>など | 概略                                                                                                                                                           |
|-------------------------------------------------|------------|-------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 耐火建築物等としなければならない特殊建築物（特殊建築物には「危険物の貯蔵所」が含まれる）の定義 | 第27条第3項第2号 | 貯蔵          | ■別表第2（と）項第4号に規定する危険物の貯蔵場または処理場の用途に供するもの（貯蔵又は処理に係る危険物の数量が政令で定める限度を超えないものを除く。）<br>※液化水素、液化アンモニア：液化ガス、メタノール：消防法上の危険物<br>※LNG：圧縮ガス⇒メタン、エタン／液化ガス⇒メタン、エタン、プロパン、ブタン |

表 1.3.3-6 別表第二 用途地域等内の建築物の制限（関係個所抜粋）

別表第二 用途地域等内の建築物の制限（第二十七条、第四十八条、第六十八条の三関係） **関係個所抜粋**

|     |                     |                                                                                                                                                                                                                               |
|-----|---------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| （と） | 準住居地域内に建築してはならない建築物 | 四 （る）項第一号（一）から（三）まで、（十一）又は（十二）の物品（（ぬ）項第四号及び（る）項第二号において「危険物」という。）の貯蔵又は処理に供するもので政令で定めるもの                                                                                                                                        |
| （ぬ） | 商業地域内に建築してはならない建築物  | 四 危険物の貯蔵又は処理に供するもので政令で定めるもの                                                                                                                                                                                                   |
| （る） | 準工業地域内に建築してはならない建築物 | 一 次に掲げる事業（特殊の機械の使用その他の特殊の方法による事業であつて環境の悪化をもたらすおそれのない工業の利便を害するおそれがないものとして政令で定めるものを除く。）を営む工場<br>（二） 消防法（昭和二十三年法律第百八十六号）第二条第七項に規定する危険物の製造（政令で定めるものを除く。）<br>（十一） 可燃性ガスの製造（政令で定めるものを除く。）<br>（十二） 圧縮ガス又は液化ガスの製造（製氷又は冷凍を目的とするものを除く。） |

都市計画法第9条  
7号 準住居地域は、道路の沿道としての地域の特性にふさわしい業務の利便の増進を図りつつ、これと調和した住居の環境を保護するため定める地域とする。  
11号 準工業地域は、主として環境の悪化をもたらすおそれのない工業の利便を増進するため定める地域とする。

表 1.3.3-7 建築基準法施行令第 116 条（危険物の数量）（関係個所抜粋）

建築基準法施行令第116条（危険物の数量） **関係個所抜粋**

| 危険物品の種類           | 数量                                                                                              |                                                                                  |
|-------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|
|                   | 常時貯蔵する場合                                                                                        | 製造所又は他の事業を営む工場において処理する場合                                                         |
| 消防法第二条第七項に規定する危険物 | 危険物の規制に関する政令（昭和三十四年政令第366号）別表第三の類別欄に掲げる類、同表の品名欄に掲げる品名及び同表の性質欄に掲げる性状に応じ、それぞれ同表の指定数量欄に定める数量の十倍の数量 | 危険物の規制に関する政令別表第三の類別欄に掲げる類、同表の品名欄に掲げる品名及び同表の性質欄に掲げる性状に応じ、それぞれ同表の指定数量欄に定める数量の十倍の数量 |
| 可燃性ガス             | 七百立方メートル                                                                                        | 二万立方メートル                                                                         |
| 圧縮ガス              | 七千立方メートル                                                                                        | 二十万立方メートル                                                                        |
| 液化ガス              | 七十トン                                                                                            | 二千トン                                                                             |

この表において、可燃性ガス及び圧縮ガスの容積の数値は、温度が零度で圧力が一気圧の状態に換算した数値とする。

表 1.3.3-8 建築基準法施行令第 130 条の 9（危険物の貯蔵又は処理に供する建築物）（関係個所抜粋）

建築基準法施行令第130条の9（危険物の貯蔵又は処理に供する建築物）

| 危険物                        | 用途地域 | 準住居地域                              | 商業地域                             | 準工業地域                                  |
|----------------------------|------|------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------------|
| （二） マッチ、圧縮ガス、液化ガス又は可燃性ガス   |      | A／20                               | A／10                             | A／2                                    |
| （四） （一）から（三）までに掲げる危険物以外のもの |      | A／10（特定屋内貯蔵所又は第一種販売取扱所にあつては、3A／10） | A／5（特定屋内貯蔵所又は第一種販売取扱所にあつては、3A／5） | 2A（特定屋内貯蔵所、第一種販売取扱所又は第二種販売取扱所にあつては、5A） |

この表において、Aは、（二）に掲げるものについては第百十六条第一項の表中「常時貯蔵する場合」の欄に掲げる数量、（三）及び（四）に掲げるものについては同項の表中「製造所又は他の事業を営む工場において処理する場合」の欄に掲げる数量を表すものとする。

この表の量を超える危険物を貯蔵・処理する建築物は法別表第2（と）項第4号、（ぬ）項第4号及び（る）項第2号の規定によって「政令で定める危険物の貯蔵又は処理に供する建築物」となる。

e) 大気汚染防止法（液化水素、液化アンモニア、LNG、メタノール）

大気汚染防止法において、液化水素、液化アンモニア、LNG、メタノールに適用され则认为られる項目について、条項、貯蔵・供給等の取扱い、概略を表 1.3.3-9 に示す。同法施行令別表第一から関係個所を抜粋し表 1.3.3-10 に示す。

なお、本法は 2022 年 6 月 17 日施行のものを基に取りまとめた。

表 1.3.3-9 大気汚染防止法

| 項目                   | 条項     | 貯蔵・供給など  | 概略                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|----------------------|--------|----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 「ばい煙」および「ばい煙発生施設」の定義 | 第2条第1項 | 定義       | ■「ばい煙」は「燃料その他の物の燃焼に伴い発生するいおう酸化物」／「燃料その他の物の燃焼又は熱源としての電気の使用に伴い発生するばいじん」と定義される。                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|                      | 第2項    | 定義       | ■「ばい煙発生施設」は、大気汚染の原因となるばい煙が排出される政令の定める工場や事業場に設置される施設（別表第1）                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| 事故時の措置               | 第17条   | 貯蔵<br>供給 | <p>■「ばい煙発生施設を設置している場合」や「物の合成、分解その他の化学的処理に伴い発生する物質のうち人の健康若しくは生活環境に係る被害を生ずるおそれがあるものとして政令で定めるもの（特定物質）を発生する施設（特定施設、ばい煙発生施設を除く。）を工場若しくは事業場に設置している場合」において、これらの施設が故障、破損その他の事故が発生し、ばい煙又は特定物質が大気中に多量に排出された際における事故への迅速な措置を講じる義務</p> <p>■都道府県知事への事故についての迅速な通報義務</p> <p>■アンモニア、メタノールは特定物質に該当する。</p> <p>■いずれの燃種においても燃焼時に「ばいじん」が出るので特に船用メーカーの試験設備は「ばい煙発生施設」に該当してくると思われるが、貯蔵設置場所や導管（パイプライン）は対象外と思われる。</p> |

表 1.3.3-10 大気汚染防止法施行令 別表第一（関係個所抜粋）

別表第一（**第2条関係**） **関係個所抜粋**

|        |         |                                  |
|--------|---------|----------------------------------|
| 二<br>九 | ガスタービン  | 燃料の燃焼能力が重油換算一時間当たり五〇リットル以上であること。 |
| 三<br>〇 | ディーゼル機関 |                                  |
| 三<br>一 | ガス機関    | 燃料の燃焼能力が重油換算一時間当たり三五リットル以上であること。 |

f) 悪臭防止法（液化アンモニア）

悪臭防止法において、液化アンモニアに適用されると考えられる項目について、条項、貯蔵・供給等の取扱い、概略を表 1.3.3-11 に示す。

なお、本法は 2022 年 6 月 17 日施行のものを基に取りまとめた。

表 1.3.3-11 悪臭防止法

| 項目          | 条項     | 貯蔵・供給<br>など | 概略                                                                                                                                                                                     |
|-------------|--------|-------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 「特定悪臭物質」の定義 | 第2条第1項 | 定義          | ■アンモニアは「特定悪臭物質」として定義されている。                                                                                                                                                             |
| 「規制地域」の指定   | 第3条    | その他         | ■都道府県知事（市の区域内の地域については、市長）の指定地域の指定義務<br>■住民の生活環境を保全するため悪臭を防止する必要があると認める住居が集合している地域その他の地域は、工場その他の事業場における事業活動に伴って発生する悪臭原因物（特定悪臭物質を含む気体又は水その他の悪臭の原因となる気体又は水）の排出や漏出を規制する地域として、「規制地域」と指定される。 |
| 「規制基準」の設定   | 第4条    | その他         | ■都道府県知事の、規制地域において特定悪臭物質の種類ごとに規制基準設定する義務がある。                                                                                                                                            |
| 規制基準の遵守義務   | 第7条    | 貯蔵<br>供給    | ■規制地域内に事業場を設置する場合には、当該規制地域の規制基準を遵守する義務がある。                                                                                                                                             |
| 事故時の措置      | 第17条   | 貯蔵<br>供給    | ■規制地域内に事業場を設置している場合は、当該事業場において事故が発生し、悪臭原因物の排出が規制基準に適合せず、または適合しないおそれが生じたときは、迅速に事故への応急措置を講じ、事故の復旧する義務がある。<br>■事故についての市町村長への迅速な通報義務                                                       |

g) 水質汚濁防止法（液化アンモニア）

水質汚濁防止法において、液化アンモニアに適用されると考えられる項目について、条項、貯蔵・供給等の取扱い、概略を表 1.3.3-12 に示す。

なお、本法は 2022 年 6 月 17 日施行のものを基に取りまとめた。

表 1.3.3-12 水質汚濁防止法

| 項目          | 条項     | 貯蔵・供給<br>など | 概略                                                                                                                                                                                                                                                                |
|-------------|--------|-------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 「特定悪臭物質」の定義 | 第2条第1項 | 定義          | <p>■「特定施設」は、同条各号のいずれかの要件を備える汚水又は廃液を排出する施設</p> <p>■アンモニアは水質汚濁防止法上の「有害物質」として定義される。</p>                                                                                                                                                                              |
| 排水基準        | 第3条    | その他         | <p>■排水基準は排水の汚染状態を規定</p> <p>■有害物質による汚染状態の場合には、排水に含まれる有害物質の量が有害物質の種類ごとに許容限度が定められる。</p>                                                                                                                                                                              |
| 特定施設等の設置の届出 | 第5条    | 貯蔵<br>供給    | ■工場または事業場から公共用水域に水を排出する場合には、特定施設を設置しようとする際、都道府県知事への届出義務がある。                                                                                                                                                                                                       |
| 経過措置        | 第6条    | 貯蔵<br>供給    | ■従来、特定施設でなかった施設が特定施設になった場合、既に当該施設を設置（工事中を含む。）して、排水を排出している者、又は地下に特定地下浸透水を浸透させている者は特定施設になった日から30日以内に都道府県知事へ届け出る義務がある。                                                                                                                                               |
| 排水の排出の制限    | 第12条   | 貯蔵<br>供給    | ■排水を排出する場合は、その汚染状態が特定事業場の排水口において排水基準に適合しない排水を排出してはならない。                                                                                                                                                                                                           |
| 排水の汚染状態の測定等 | 第14条   | 貯蔵<br>供給    | <p>■排水を排出し、又は特定地下浸透水を浸透させる場合には、排水又は特定地下浸透水の汚染状態を測定し、その結果を記録、保存義務がある。</p> <p>■排水を排出する場合には、公共用水域の水質の汚濁の状況を考慮して、当該特定事業場の排水口の位置その他の排水の排出を適切な方法とする義務がある。</p>                                                                                                           |
| 事故時の措置      | 第14条の2 | 貯蔵<br>供給    | <p>特定事業場の設置者は、当該特定事業場において、特定施設の破損その他の事故が発生により、有害物質を含む水もしくはその汚染状態が排水基準に適合しないおそれがある水が当該特定事業場から公共用水域に排出される、または有害物質を含む水が当該特定事業場から地下に浸透したことにより人の健康または生活環境に係る被害を生ずるおそれがあるときは、迅速に、引き続き当該水の排出、浸透の防止のための応急の措置を講じる義務がある。</p> <p>■迅速にその事故の状況及び講じた措置の概要を都道府県知事に知らせる義務がある。</p> |
| 事業者の責務      | 第14条の4 | 貯蔵<br>供給    | ■事業者は、排水の排出規制等に関する措置のほか、その事業活動に伴う汚水又は廃液の公共用水域への排出、地下への浸透の状況を把握するとともに、汚水又は廃液による公共用水域や地下水の水質汚濁の防止のために必要な措置を講ずる責務がある。                                                                                                                                                |

## (2) バンカリングに係る関連ガイドライン

### ① LNG バンカリングガイドライン

LNG バンカリングガイドライン<sup>12</sup>は、2013 年に発行後、2 回の改定が行われた（現在の最新版は 2024 年 5 月版）。

以下に、Ship to Ship、Shore to Ship、Truck to Ship 方式 LNG バンカリングガイドラインの「2 安全対策」より漏洩防止、漏洩時の対策、および消防体制や火災発生時の対策といった安全対策についてまとめる。

#### 【LNG 漏洩への対応】

各方式のガイドラインには、「LNG の漏洩があった場合に備え、極低温の LNG から船体構造物を保護するため、ウォーターカーテン等、防御設備を施す」ことが求められている。また、LNG の漏洩が発生した場合には以下の対応を取ることが求められる。

- LNG の漏洩を発見した第一発見者は、直ちに LNG 移送統括管理責任者及び LNG 受入統括責任者に状況を伝達する。
- LNG 移送統括管理責任者又は LNG 受入統括責任者は、直ちに ESD を作動させ、移送作業を中止する。
- 汽笛を鳴らし、緊急事態の発生を両船乗組員及びその他周囲の者に知らせる。
- 天然ガス燃料船は、指定の非常配置をとり、上甲板又は LNG 受入マニホールドへ通ずる扉の閉止、換気ファンを停止し、船内にガスが進入しないようにするとともに、火気管理を再度徹底する。（Ship to Ship 方式においてはバンカー船も同様の対応を取る。）
- 天然ガス燃料船は、火災発生に備えて防火部署に人員を配置する。（Ship to Ship 方式においてはバンカー船も同様の対応を取る。）
- 海上保安部、消防署、警察署、港湾管理者等の関係行政機関へ通報する。
- 無線、船外スピーカー等によって他船の接近を防止する。

#### 【緊急遮断システム（ESDS：Emergency Shut Down System）の使用】

各方式のガイドラインにおいて ESDS について以下が求められる。

- LNG 燃料移送実施時に、LNG 移送中の異常事態発生時や緊急時に LNG の移送を緊急停止できるよう、ESDS を使用すること
- ESDS の作動要件、作動した際の原因と影響及び ESDS が作動した際に両船／本船および陸側が取るべき行動について、ベーパー管理を含め、予め両船間／船陸間で打合せを行うこと

ESDS のリンクや LNG 燃料移送前テストについて Ship to Ship 方式、Shore to Ship 方式ではガイドライ

---

<sup>12</sup> 天然ガス燃料船に関する総合対策（国土交通省）  
[https://www.mlit.go.jp/maritime/maritime\\_tk6\\_000002.html](https://www.mlit.go.jp/maritime/maritime_tk6_000002.html)

ン内で以下の記載があるものの、Truck to Ship 方式では具体的な指定は記載されていない。

- Ship to Ship 方式では、「ESDS による 2 船間のリンク」が明記されている。（但し、具体的な要件については記載がない）
- Shore to Ship 方式では、LNG 移送用ホース／アームの口径が 8 インチを超える場合には ESDS を船陸間でリンクさせること
- Ship to Ship 方式および Shore to Ship 方式では、両船間／船陸間の ESDS のリンクについて、コネクターピン及びチャンネルの割り当てを含めた互換性を確認すること
- 両船／天然ガス燃料船及び陸側 LNG 供給施設は、LNG 燃料移送前 48 時間以内に、それぞれの ESDS をテストし、そのテスト結果を記録し、保管する。また、両船が接舷後／本船が着岸・着桟後、LNG 燃料移送開始前に、ESDS が正しく作動することを確認するために、少なくともホットの状態（Warm Condition 時）での ESDS テスト及びコールドの状態（Cold Condition 時）での ESD 弁開閉テスト（Stroke Test）を実施する。ERS の機械的な離脱機構については、送液開始前にいつでも使用できる状態にあることを確認する。

#### 【緊急離脱システム（ERS：Emergency Release System）の使用】

各方式のガイドラインでは、「LNG 燃料移送に際しては、天然ガス燃料船が岸壁・桟橋から離れた際に、移送ホース／アームに許容値を超える荷重がかかりこれらが損傷することを防ぐために切離しを行い、かつ、火災・津波等の際に迅速に移送ホース／アームの緊急切離しを行うことを可能とするための緊急離脱システムとして、ERS（Shore to Ship 方式、Truck to Ship 方式では ERS 又は DBC（Dry Break Couplings））を使用する」と記載がある。

Ship to Ship 方式、Truck to Ship 方式では、ERS を使用する場合には、ERC（Emergency Release Couplings）を設置することが求められる。Shore to Ship 方式では、LNG 移送に用いる器具がホースの場合にはその口径が 6 インチを上回る場合、アームの場合にはその口径が 8 インチを上回る場合に、ERS を使用し、ERC を設置することが求められる。

各方式のガイドラインでは、ERS 又は DBC の使用にあたって考慮すべき点として以下が挙げられている。

（ERS の場合：各方式）

- ERS の作動要件（設定）を双方で確認すること
- LNG 移送用ホース／アームとともに、ベーパー返送用ホース／アームも同様に ERC を使用すること
- ERS は動力の供給が途絶えた場合でも作動し、すべての移送管の切離しができること
- ERS を作動させる場所には、誤操作リスクを最小化するよう予め作成された作動手順を明確に掲示しておくこと
- LNG バンカー船が天然ガス燃料船から離れる事態（Ship to Ship）／天然ガス燃料船が岸壁または桟橋から離れる事態（Shore to Ship、Truck to Ship）にあっては、移送ホース／アームが運用限界に達する前に切離されるよう、通常 ERS は自動作動モードとするとともに、手動でも起動できる

ような場所に設置すること

- ERS は配管に予期せぬサージ圧を招かないように設計されていること

(DBC の場合：Shore to Ship 方式、Truck to Ship 方式)

- DBC の仕様（耐圧、切離し手順など）を双方で確認すること
- LNG 移送用ホースとともに、ペーパー返送用ホースも同様に DBC を使用すること
- LNG 燃料移送中、迅速に ESD の作動及び DBC の切離しができるように、常時監視すること
- DBC の切離し前に ESD を作動させる手順とすること

その他、各方式のガイドラインで記載のある ERS 等に関する記載としては以下のような項目がある。

(ERC が作動した後のホースハンドリング及び液封解除)

- ホースが ERC によって切り離された場合、ホース、船体、マニホールド、ERC に衝撃・損傷を与えるおそれがあるためには、ホースを適切な方法でサポート・支持することが求められる。ロープによりホースを固縛する場合は、緊急時に備えて少し離れた場所からでも ERC をリリースできるようにしておくことが望ましいとされている。
- ホース及びホースハンドリングシステムは、複数のホースが同時リリースされた場合の衝撃をすべて吸収できることが前提とされており、制御されずにリリースされ、バンカーステーションの荷重制限を超えるおそれがある場合には、荷重を分散させるような吊上げ・拘束システムを、バンカーステーション以外の場所に設置することが求められる。また、当該システムは、完全に切離されたホースが船体構造物に接触することによるスパークや物理的損傷を防ぐこと、また人身事故の危険性を低減することを考慮した設計とする必要がある。
- 監視員は、バンカーステーションから一定の距離を保って監視し、ERC システム発動前には ESD システムが作動するため、ESD システムのアラームが発報したら、直ちにホースから離れるべきとされている。
- ERS が作動、又は DBC を切り離した際には、ESD 弁と ERC 又は DBC との間で液封となることに注意し、液封解除の迅速な対応が求められる。

(電源喪失時における ERS の起動：各方式)

ERS は、前提条件として、動作・作動限界を超える前に、自動的に LNG 燃料移送ホースを切離すよう設計されている。しかし、電源喪失によって本船からの電気や油圧などの動力源が得られないような緊急時においても作動するよう、機械的な健全性を確保することが求められる。

(ESD・ERS の手動作動)

LNG 燃料移送作業中、LNG 燃料移送ホースが変形・損傷した場合や係船索が 1 本以上破断した場合には、手動で ESD を作動させ、必要に応じて ERS 等も作動させることが求められる。

手動で ESD・ERS を作動させる場所は、Ship to Ship 方式では安全かつ迅速に対応可能な場所、Shore to Ship 方式では陸上側の安全な場所、Truck to Ship 方式では天然ガス燃料船側または LNG ローリー側の安全な場所、とされている。

手動での ESD・ERS の作動にあたっては、ESD・ERS を作動させるための承認を得る手順が分かるよう明確な手順書を所定の場所に用意しておくことが求められる。また、作業に関係するすべての者が、そのシステムを正確かつ適切に使用することができるよう習熟訓練が実施されていなければならない。

### 【消防体制】

Shore to Ship、Truck to Ship 方式のガイドライン内では、LNG 燃料移送作業中の消防体制の維持に関して、天然ガス燃料船に対する記載はあるものの陸側（基地側、ローリー車側）の消防体制に関しては記載がない。

Shore to Ship、Truck to Ship および Ship to Ship 方式において LNG 燃料移送作業中に天然ガス燃料船は以下の消防体制の維持が求められる。

- 天然ガス燃料船のバンカーステーション付近において定期的にガス検知を実施する。
- 天然ガス燃料船のバンカーステーション付近の海水消火栓からホースを展張し、2 条の射水を直ちに使用できるように準備する。
- 天然ガス燃料船のバンカーステーション付近に固定式の粉末消火システムを設置するとともに、持ち運び式粉末消火器（5kg 入×1 本）を直ちに使用できるように準備する。

また、Ship to Ship バンカリング方式ガイドラインにおいて、LNG 燃料移送作業中にバンカー船は以下の消防体制の維持が求められる。

- LNG バンカー船のバンカーステーション付近において定期的にガス検知を実施する。
- LNG バンカー船のバンカーステーション付近に持ち運び式粉末消火器（6kg 入×2 本）を直ちに使用できるように準備する。
- LNG バンカー船のバンカーステーション付近の海水消火栓からホースを展張し、2 条の射水を直ちに使用できるように準備する。
- LNG バンカー船の固定式粉末消火装置用モニター1 台のカバーを取り外し、バンカーステーションに向け直ちに使用できるように準備する。
- LNG バンカー船の粉末消火装置用ハンドノズル 1 個を直ちに使用できるように準備する。

### 【火災発生への対応】

Ship to Ship、Shore to Ship、Truck to Ship 方式のガイドラインには、「火災が発生した場合に備え、火災から船体構造物を保護するため、ウォータースプレー等、防御設備を施す」ことが求められている。また、火災が発生した場合には以下の対応を取ることが求められている。

- 火災の発生を発見した第一発見者は、直ちに LNG 移送統括管理責任者及び LNG 受入統括責任者に状況を伝達する。

- LNG 移送統括管理責任者及び LNG 受入統括責任者は、直ちに ESD を作動させ、移送作業を中止する。
- 汽笛を鳴らし、緊急事態の発生を乗組員及び陸側作業員その他周囲の者に知らせる。
- 天然ガス燃料船は、上甲板又は LNG 受入マニホールドへ通ずる扉の閉止、換気ファンを停止し、船内にガスが進入しないように各種開口部を閉鎖するとともに、火気管理を再度徹底する。  
(Ship to Ship 方式においてはバンカー船も同様の対応を取る。)
- 天然ガス燃料船は、直ちに防火部署配置をとり、消火活動を開始する。(Ship to Ship 方式においてはバンカー船も同様の対応を取る。)
- 必要に応じてウォータースプレーを作動させる。
- 海上保安部、消防署、警察署、港湾管理者等の関係行政機関へ通報する。

## 【2 船間の電位差対策】

各バンカリング方式ガイドラインでは、「燃料船の船体に帯電している静電気とバンカー船／陸側ターミナル／ローリー車との電圧差による強力なスパークの危険を減ずるため、燃料船が LNG 燃料移送ホース／アームの接続から切り離されるまでの間は、燃料船とバンカー船／陸側ターミナル／ローリー車間で電氣的絶縁を維持する、もしくはボンディングケーブルを使用し電圧差を無くすこと」が求められている。

電氣的絶縁を維持する対策をとる場合には、「LNG 燃料移送に係るすべてのホース／アームのエンドに絶縁フランジを設置し、電氣的絶縁を施すこと (Ship to ship、Shore to Ship においては ERC と絶縁フランジとの接続は不可、Truck to Ship においては ERC および DBC と絶縁フランジとの接続は不可)」が求められている。また、ボンディングケーブルを使用する際には、「ケーブルの接続を確認した後にホース／アームの接続作業を開始し、ケーブルの切離しはホース／アームの切離し後に行うこと」が求められている。

また、特に留意するとともに、適切に対応する項目として以下が挙げられている。

- 導電性のホースをハンドリングするため、ホースハンドリングクレーンを使用する際には、高周波誘導の可能性に注意すること
- デッキ、クレーン構造物、リフティングワイヤー、シャックル、そしてホースはオープンエンドの誘導ループを形成し、ホースエンドと鋼鉄のデッキ、もしくは他の船体構造物との間でアーク放電を起こす可能性があることに注意すること
- ホースハンドリングと LNG 燃料移送作業を行っている間は、MF/HF 無線の主送信機の電源を落とし、アンテナは接地すること
- 絶縁フランジは電流の流れを制限するため、また静電気を散逸させるために、1 キロオーム以上 100 メガオーム以下の抵抗とすること
- 電氣的絶縁を維持する対策をとる場合、ホースが接触することを勘案し、使用するホースサドル又はそれに相当するものは絶縁状態を維持できるものとする
- 切離されたホースが船体に接触し、スパークが起こる恐れがあることを勘案し、ホースハンドリ

ングクレーン等でホースを支持すること

#### 【保護具】

各バンカリング方式ガイドラインでは、マニホールド付近の作業者には、長袖の静電作業服、ヘルメット、皮手袋、安全靴、ゴーグルを使用することが求められる。

また、作業にあたっては静電用の工具を使用することが求められる。

#### 【LNG 移送中の安全が阻害されている場合】

各バンカリング方式ガイドラインでは、LNG 燃料移送中、両船間あるいは船陸間において安全が阻害される事項が発見された場合には、LNG 移送統括管理責任者および船長に報告し、LNG 燃料移送を中断、安全を阻害するような状況が適切に改善された後に LNG 燃料移送を再開することが求められている。

#### ② アンモニアバンカリングガイドライン

アンモニアのバンカリングガイドラインについては 2024 年 1 月より国土交通省の立ち上げた検討会<sup>13</sup>において検討が進められている。

ガイドラインの内容については既存の LNG バンカリングガイドラインを参考にアンモニアの特性を踏まえたガイドラインになるものと思われる。

一方で日本海事協会（Class NK）が 2025 年 3 月に「アンモニア燃料オペレーションガイドライン」<sup>14</sup>を公表した。同ガイドラインは、アンモニア燃料船の安全なオペレーションを実現するための指針とされており、船員の安全確保を最優先とし、健康を考慮したアンモニア漏洩時の対応、日常業務・緊急時を想定した人員保護具・緊急装備の要件等といった、普段の船内業務において留意すべき事項を網羅している、とのことである。

同ガイドラインの「第 4 章 安全対策」の内容を以下に記載する。

#### 【危険区域の分類】

- IGF コード上の危険区域として、爆発性ガスの発生する可能性のある場所を 0 種、1 種、2 種危険区域に分類されている。

0 種危険区域：爆発性ガス雰囲気常時存在する場所

例：燃料タンク内部やその配管、ベント装置など

1 種危険区域：爆発性ガス雰囲気が常時存在する可能性が高い場所

例：燃料タンクの排気口や調整室、燃料配管が設置された場所など

<sup>13</sup> アンモニア燃料船への安全かつ円滑なバンカリングの実施に向けた検討委員会（国土交通省）  
[https://www.mlit.go.jp/maritime/maritime\\_tk7\\_000060.html](https://www.mlit.go.jp/maritime/maritime_tk7_000060.html)

<sup>14</sup> アンモニア燃料オペレーションガイドライン（日本海事協会）  
[https://www.classnk.or.jp/hp/ja/hp\\_pressrelease.aspx?id=13202&type=press\\_release&layout=1](https://www.classnk.or.jp/hp/ja/hp_pressrelease.aspx?id=13202&type=press_release&layout=1)

2 種危険区域：爆発性ガス雰囲気が偶発的に存在する可能性がある場所

例：1 種危険区域の周辺、特定の暴露甲板上の区域など

- 一方で、アンモニアの毒性を考慮した区域等を定める規制や基準は策定されていない。アンモニアの毒性を踏まえると、危険区域は有毒ガスが存在する、または存在する可能性がある場所であり、設備の設置や使用に特別な注意が必要であると考えられる。また、漏洩を防ぐため広範囲の区域を設定する必要があるとされている。
- アンモニアバンカリング中には、危険区域の周囲には安全区域を設け、安全教育と必要な訓練を受けた人員以外の立ち入りを制限する等の対策を施す必要である。

#### 【アンモニア漏洩検知機器の濃度の閾値の設定】

船員および作業員の健康に対する影響を考慮し、アンモニア漏洩検知器の濃度閾値が以下のように定められている。

- Local Alarm を発する濃度：25ppm
- 常時人がいる場所における可視可聴警報：110ppm
- 安全システムの起動：220ppm（液漏洩を検知した場合は濃度によらず作動）
- 毒性区画入り口における可視警報：警報設定値は区画内部のアンモニア濃度 25ppm
- 自動遮断弁の起動：遮断弁起動のタイミングは、（１）２つのガス検知器で 220ppm 検出、又は（２）液体漏洩を検知

なお、上記閾値は「代替燃料船ガイドライン C-1 部 アンモニア燃料船の安全に関する要件（第 3.0.2 版） 15.8 ガス検知（日本海事協会）」参照したとのことである。

#### 【人員保護】

- アンモニア燃料システムに関連する作業に従事する人員に対して、目の保護具を含む適切な保護具が提供されていること
- 人員保護具および安全装具は、容易にアクセスできる場所にある明確なマークをされたロッカーで保管されていること

#### 【緊急装備】

- 除染シャワーおよび洗顔器
  - ✓ あらゆる環境下で作動可能なこと。
  - ✓ 凍結条件に曝される場合には温度調整システムの保持していること。
  - ✓ 給水能力は同時に 2 か所の設備に供給可能なものとする。
  - ✓ 設置場所は（１）タンク接続部（Tank Connection Space）、（２）燃料準備室（Fuel Preparation Room）、（３）挽歌リグステーションの各出口付近、（４）アンモニア燃料機関室内、（５）救命艇の乗艇場付近

- ストレッチャー、アンモニアに関する医療応急処置ガイドに基づく船上の医療救急装置が設置されていること。
- 緊急脱出用呼吸具及び目の保護具が、船上の全ての乗組員に提供されていること。
- 脱出用呼吸具は、15分以上使用可能な自蔵式呼吸具であること。（フィルター式呼吸具は不可）

#### 【安全装具】

- SOLAS regulation II -2/10.10 で要求される消防装具とは別に、ガス環境下での作業に対応できるアンモニアの特性を考慮した3組以上の安全装具を備えること。
- アンモニアガスが充満した区画で作業可能な装備として、マイク付きイヤホン及びプッシュ・トゥーク・ユニットを備えた双方向携帯無線電話装置を備えること。
- 自給陽圧式空気呼吸器付きフルフェイスマスク、ガス密防護服、ブーツ、手袋、ベルト付きスチール製芯付き救助ライン及び防爆ランプを備えること。

#### 【個人用保護具】

アンモニアバンカリング作業の従事者に適用される個人用保護具の概要を表 1.3.3-13 に示す。

表 1.3.3-13 個人用保護具（アンモニアバンカリング作業）の概要

| 保護具                                                    | 概要                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                                                                                       |
|--------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| 通常保護具                                                  | 作業着、ヘルメット、安全靴、手袋                                                                                                                                                                                                                                                                                           |  |
| 保護メガネ                                                  | 化学薬品に強いレンズやコーティングを施したもの                                                                                                                                                                                                                                                                                    |  |
| 防毒マスク                                                  | 面体及び吸気缶                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |  |
| 保護手袋/ケミカルグローブ                                          | 化学物質の透過及び／又は浸透を防止する化学防護手袋                                                                                                                                                                                                                                                                                  |  |
| 自蔵式空気呼吸具<br>(SCBA: Self-Contained Breathing Apparatus) | <ul style="list-style-type: none"> <li>- 外部の空気に依存せず、呼吸に必要な空気を供給できる装置</li> <li>- 圧縮空気ボンベ、レギュレータ、呼吸用マスク（フルフェイスマスク）で構成される</li> </ul>                                                                                                                                                                          |  |
| 自給陽圧型空気呼吸具                                             | 呼吸具内の陽圧により気道に空気を押し込み肺へ圧縮空気を供給する呼吸具、1,200 リットル以上の自由空気容量を有し、フルフェイスマスク付きの自給式正圧呼吸具                                                                                                                                                                                                                             |  |
| 化学保護衣<br>(CPS: Chemical Protective Suit)               | 防毒マスク、保護手袋、ブーツなどの装備を組み合わせ、外部の有害化学物質から完全に保護するために気密されたフル装備の防護服                                                                                                                                                                                                                                               |  |
| 完全気密耐薬品保護服                                             | <p>化学物質や有害な薬品、ガス、蒸気、液体から身体を完全に保護するために設計された特殊な防護服であり、人体への有害物質の侵入を防ぐため、非常に高い密閉性と耐薬品性を備える、これらの防護服は、以下の装備で構成される</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ マイク付きイヤホン、Push-to-Talk ユニットで構成される双方向携帯無線電話装置</li> <li>・ ガス気密性のある防護服（防毒服など）</li> <li>・ ブーツ及び手袋</li> <li>・ ベルト付き鋼芯の救助索</li> <li>・ 防爆型ランプ</li> </ul> |  |

## 【代表的な安全装置】

- 緊急遮断システム（ESDS：Emergency Shut Down System）
  - ✓ 緊急時や異常事態発生時に、アンモニア（及び該当する場合にはベーパー）の移送を緊急停止できるよう、アンモニアバンカー供給側とアンモニア燃料船の双方に設置され、相互リンクされた ESD-1、ESD-2 を備えたシステムとすること。手動または自動で起動すること。
  - ✓ ESD-1：アンモニア移送中、安全確保のために移送を停止させる信号であり、緊急遮断バルブ（Emergency Shut Down Valve）を閉鎖し、移送ポンプを停止させる。移送開始前に要作動テスト。
  - ✓ ESD-2：アンモニア移送中に、アンモニアバンカー供給側とアンモニア燃料船が離れた場合や、火災・津波等の緊急事態発生により緊急離棧／離岸が必要となった場合、移送設備の破損を防ぐために、アンモニア燃料船をアンモニアバンカー供給側から自動的に切り離す信号を送る緊急離脱システム（ERS）を作動させる。この際、緊急離脱カップラ（ERC：Emergency Release Couplings）が切断され、アンモニアが放出されないようシールされる。
  
- アンモニア除外装置（ARMS：Ammonia Release Mitigation system）
  - ✓ 熱酸化・分解、触媒酸化・分解、水溶液化または空気希釈などによってアンモニアを消費、回収、又は分散させる装置
  - ✓ 通常運航中は大気への直接のアンモニア放出は不可のため、放出しなければならない状況においては本装置により 110ppm まで低減する必要がある。
  - ✓ バンカリング前のパージ作業において、同装置はアンモニア漏洩防止のために有効な手段となる。
  
- アンモニア漏洩検知システム
  - ✓ 複数のガス検知装置を使用し、アンモニアの毒性や可燃性に基づき、警報や安全装置を作動させるシステム
  - ✓ 漏洩が発生した場合、一定数以上の検知器が漏洩を確認した際に安全装置が作動し、誤動作を防ぐようにすること。
  - ✓ 漏洩検知は IGF コードで規定されるガス検知器の設置場所に加え、以下の場所にガス検知器を設置すること。
    - バンカリングステーション
    - タンク接続部（Tank Connection Space）へのアクセススペース
    - 避難所の空気取り入れ口
    - タンクベント排出口
    - 燃料管のアニュラースペースには液体漏洩検知器を設置
    - タンク接続部（Tank Connection Space）及び（Fuel Preparation Room）、バンカリングステーション

ーションには液体検知器を設置、高液面警報を他、低温検知により安全システムを起動させる必要あり

➤ 電気絶縁

- ✓ 静電気の蓄積や機器間の電位差による接続および切断時のアーク放電を防止するための安全対策が必要となる。電気絶縁の方法として以下が挙げられる。
  - 適切な絶縁フランジやボンディングケーブルの使用
  - 導電性のある表面間の接触防止
- ✓ バンカリング作業開始前に、アンモニアバンカー供給側とアンモニア燃料船間にある接続（係留索、舷梯、タラップ、クレーン、その他の物理的接続など）が適切に絶縁されていることを確認することが求められる。
- ✓ 以下に移送方式ごとの注意点を挙げる。
  - Shore to Ship 方式
    - ・ ローディングアームは金属製で電流を通しやすいため、接続や切断の際に電気アーク放電が起こる可能性あり。
    - ・ このリスクは、機器を適切に接地し、電気絶縁システムを使用することで軽減できる。
  - Ship to Ship 方式
    - ・ 連続した電気経路を遮断してアークを防止するために、絶縁フランジの使用が推奨される。
    - ・ 短い絶縁ホースを使用し、残りのホースは電氣的に接続された状態にする方法もある。
  - Truck to Ship 方式
    - ・ トラック（ローリー車）は電氣的に接地されていること。
    - ・ トラック（ローリー車）の予期しない移動を防ぐため、車輪を固定すること。

③ 水素バンカリングガイドライン

我が国では水素のバンカリングガイドラインについての検討は現状進められていない。しかしながら、水素についても既存の LNG バンカリングガイドラインを参考に水素の特性を踏まえたガイドラインになるものと思われる。

④ メタノールバンカリングガイドライン

我が国ではメタノールのバンカリングガイドラインについての検討は現状進められていない。

2024 年度に国土交通省港湾局が主体となり「メタノールバンカリング拠点のあり方検討会」<sup>15</sup>が実施されたものの、同検討会ではメタノールバンカリングガイドラインについての検討は行われなかった。

しかしながら、IMO では「メタノール・エタノールを燃料として使用する船舶の暫定安全ガイドライン (MSC.1/Circ.1621 Interim Guidelines for the Safety of Ships Using Methyl/Ethyl Alcohol as Fuel)」が策定されており、今後、我が国でメタノールのバンカリングガイドラインが検討される際には、同暫定安全ガイドラインや既存の LNG バンカリングガイドラインを参考に作成されるものと思われる。

同暫定安全ガイドラインにおいて、メタノールの特性を踏まえ、他燃種のガイドラインと相違してくる内容としては以下の条項が挙げられる。

- Section 8 Bunkering 8.3 Provisions for bunkering station 8.3.1 General provisions 8.3.1.6  
あらゆる環境条件下で操作可能な緊急時のシャワーと洗眼所を、燃料との偶発的な接触の可能性があるエリアの近くに設置する必要がある。
- Section 8 Bunkering 8.3 Provisions for bunkering station 8.3.2 Ships' bunker hoses  
船上に搭載される燃料ホースは、メチル／エチルアルコールに適したものでなければならない。
- Section 11 Fire safety 11.6 Provision for fire fighting 11.6.3  
バンカリングステーション入口近くには、耐アルコール泡タイプの固定式消火装置およびポータブル式のドライケミカル粉末消火器または同等の消火器を設置しなければならない。
- Section 11 Fire safety 11.6 Provision for fire fighting 11.6.5  
メチル／エチルアルコール燃料装置を含むすべての区画に対して、火災安全装置 (FSS) コードに準拠した固定火災検知および火災警報装置を設置しなければならない。
- Section 11 Fire safety 11.6 Provision for fire fighting 11.6.6  
燃料の火災特性に基づいて適切な検知器を選択すること。煙検知器は、メチル／エチルアルコール火災をより効果的に検知できる検知器と組み合わせて使用しなければならない。

---

<sup>15</sup> メタノールバンカリング拠点のあり方検討会 (国土交通省)  
[https://www.mlit.go.jp/kowan/kowan\\_fr4\\_000080.html](https://www.mlit.go.jp/kowan/kowan_fr4_000080.html)

## 2. 研究発表・講演、文献、特許等の状況

### 2.1. 研究発表・講演

(特になし)

### 2.2. 論文

(特になし)

### 2.3. 特許等

(特になし)

### 2.4. 受賞実績

(特になし)

### 2.5. 成果普及の努力（プレス発表等）

(特になし)

|        |            |
|--------|------------|
| 契約管理番号 | 24001207-0 |
|--------|------------|