

「IMO GHG 削減戦略への対応に関する調査研究」  
(国際海運 GHG ゼロエミッションプロジェクト)

(2018 年度報告書)

2019 年 3 月

一般財団法人 日本船舶技術研究協会

## はしがき

本報告書は、日本財団の2018年度助成事業「船舶関係諸基準に関する調査研究」の一環として、国際海運GHGゼロエミッションプロジェクトにおいて当会と国土交通省が共催で実施した「IMO GHG削減戦略への対応に関する調査研究」の成果をとりまとめたものである。

本プロジェクトではIMO（国際海事機関）での審議に関する検討として、IMO GHG削減戦略における2030年目標（効率40%改善）に向けて、2019年5月のMEPC 74に我が国から打ち出すべき短期対策案を取りまとめた。また、2050年目標（総量50%削減）に向けて、その実現に向けた船舶の低・脱炭素技術を検討すべく、船舶における代替燃料普及に関する基礎調査及び船舶のライフサイクルCO<sub>2</sub>ゼロエミッション技術に関するフィージビリティ・スタディを実施した。

IMO GHG 削減戦略への対応に関する調査研究（GHG 削減戦略対応プロジェクト）

委員名簿（順不同、敬称略）

	氏名	所属	
(プロジェクト・マネージャー) (委員)	坂下 広朗	(一財)日本海事協会	
	高木 健	国立大学法人 東京大学	
	岡田 啓	学校法人 東京都市大学	
	北原 辰巳	国立大学法人 九州大学	
	森本 清二郎	(公財)日本海事センター	
	谷澤 克治	(研)海上技術安全研究所	
	松本 俊之	(一財)日本海事協会	
	重入 義治	(独)鉄道建設・運輸施設整備支援機構	
	岩佐 久美子	川崎汽船(株)	
	大藪 弘彦	(株)商船三井	
	高橋 正裕	日本郵船(株)	
	脇山 典広	川崎重工業(株)	
	石黒 剛	ジャパン マリンユナイテッド(株)	
	雲石 隆司	三菱造船(株)	
	浅海 友弘	浅川造船(株)	
	廣仲 啓太郎	新潟原動機(株)	
	島田 一孝	(株)三井 E&S マシナリー	
	畔津 昭彦	学校法人 東海大学	
	(関係者)	村岡 英一	(研)海上技術安全研究所
		[阿部 真嗣]	(独)鉄道建設・運輸施設整備支援機構
田中 信行		(一財)日本造船技術センター	
武居 弘基		(一社)日本船主協会	
梶田 智弘		(一社)日本造船工業会	
仲田 光男		(一社)日本舶用工業会	
関元 貫至		(一社)日本中小型造船工業会	
富田 哲也		みずほ情報総研(株)	
石井 伸彦		みずほ情報総研(株)	
佐藤 貴史		みずほ情報総研(株)	
(関係官庁)	坂本 尚繁	(公財)日本海事センター	
	宮武 宜史	国土交通省	
	斎藤 英明	国土交通省	
	石原 彰	国土交通省	
	田村 顕洋	国土交通省	
	今井 新	国土交通省	
	岩城 耕平	国土交通省	
	[大西 泰史]	国土交通省	
	村上 泰紀	国土交通省	
	高橋 宙	国土交通省	
(事務局)	日坂 仁	環境省	
	田中 護史	(一財)日本船舶技術研究協会	
	三谷 泰久	(一財)日本船舶技術研究協会	
	伊藤 真澄	(一財)日本船舶技術研究協会	
	古賀 定治	(一財)日本船舶技術研究協会	
	富永 恵仁	(一財)日本船舶技術研究協会	
	河井 裕介	(一財)日本船舶技術研究協会	

注記 [ ] の委員は前任者を示す。

## 目 次

1. はじめに（調査研究の背景・目的） .....	1
1.1 背景及び目的 .....	1
1.2 調査研究の内容 .....	1
2. IMO での審議状況 .....	2
2.1 IMO 第 72 回海洋環境保護委員会（MEPC72）・第 3 回 GHG 中間会合の報告 .....	2
2.1.1 船舶からの GHG 排出削減 .....	2
2.1.2 その他の GHG 関連事項 .....	2
2.2 IMO 第 73 回海洋環境保護委員会（MEPC73）・第 4 回 GHG 中間会合の報告 .....	3
2.2.1 船舶からの GHG 排出削減 .....	3
2.2.2 その他の GHG 関連事項 .....	3
2.3 IMO GHG Study 専門家会合 .....	4
3. プロジェクトの活動状況 .....	5
4. IMO GHG 削減戦略への対応に関する調査研究 .....	7
4.1 船舶における代替燃料普及に関する基礎調査 .....	7
4.2 船舶のライフサイクル CO2 ゼロエミッション技術に関するフィージビリティ・スタディ ..	139
5. おわりに .....	161

### 添付資料

- 添付資料 1 INITIAL IMO STRATEGY ON REDUCTION OF GHG EMISSIONS FROM SHIPS (Res. MEPC.304(72))
- 添付資料 2 ISWG-GHG 4/2/2 An action plan to support implementation of the Initial GHG Strategy (Australia and Japan)
- 添付資料 3 PROGRAMME OF FOLLOW-UP ACTIONS OF THE INITIAL IMO STRATEGY ON REDUCTION OF GHG EMISSIONS FROM SHIPS UP TO 2023 (MEPC 73/19/Add.1, ANNEX 9)
- 添付資料 4 MEPC 74/7/2 Energy efficiency improvement measure for existing ships (Japan)

## 1. はじめに（調査研究の背景・目的）

### 1.1 背景及び目的

2018年4月に、国際海事機関（IMO）が温室効果ガス（GHG）削減戦略を採択した。これにより、国際海運全体でのGHG削減目標として、①2030年までに効率40%以上改善、②2050年までに総排出量50%以上削減、③今世紀中なるべく早期に排出ゼロを目指す、が合意されたこととなった。

これら削減目標の実現のために、まずは、2018年10月の第4回GHG中間会合（ISWG-GHG4）及び第73回海洋環境保護委員会（MEPC73）において、戦略のフォローアップに向けたアクションプランが策定され、さらに、2023年までに、早期に実施可能なGHG排出削減の短期対策に合意することが予定されている。

このようなIMOの動きについて、世界各国は基本的に評価・賛同しており、特に、欧州委員会や欧州各国は、本戦略をベースに更なるGHG削減対策を進めたい意向を示している。さらに、欧州の海事産業界は、このようなGHG削減の取組を、今後の商機と捉え、歓迎の意向を表明している。

我が国でも、IMOにおけるGHG削減の取組を商機と捉え、日本海事産業の国際競争力強化につなげることが重要となっている。このため、産学官公で認識を十分に共有した上で、我が国としての長期戦略を組み立て、行動につなげていくとともに、その一環として、IMOに対しても、戦略的に新たなGHG削減対策を打ち出すことが必要である。

このため、我が国として産学官公が一体となってIMOにおけるGHG削減の取組に対応すべく、新たに「国際海運GHGゼロエミッションプロジェクト」を設置した。本プロジェクトの目的は以下の通りである。

- ① IMOにおけるGHG削減の取組を商機と捉え、日本海事産業の国際競争力強化につなげるための長期戦略を策定し、産学官公での行動につなげること。
- ② 上記①の一環として、日本海事産業が比較優位性を発揮できるようなGHG削減の国際的枠組みを検討し、IMOに戦略的に発信すること。
- ③ 実効性の高いGHG削減対策の実現を通じてIMOのGHG削減目標の達成に貢献し、もって国際社会における国際海運及びIMOのプレゼンスを維持・強化すること。

また、GHG削減戦略の実施に関して、船舶のハード面、ソフト面及び代替燃料への転換の各側面で、具体的・技術的な検討及び調査研究を行うため、本プロジェクトの下に、船舶設計、船舶運航及び代替燃料の3つのタスクフォースを設置した。

### 1.2 調査研究の内容

2030年目標（効率40%改善）に向けて、船舶運航タスクフォースにおいて検討を重ね、2019年5月のMEPC74に我が国から打ち出すべき短期対策案を取りまとめた。

2050年目標（総量50%削減）に向けて、その実現に向けた船舶の低・脱炭素技術を検討すべく、海事その他の分野における、代替燃料の開発・導入状況、価格動向、将来見通し等について情報収集を行った。また、船舶のCO<sub>2</sub>ゼロエミッションを達成し得る技術の候補（複数の技術のパッケージを含む）に関して、大型・小型の具体的な対象船舶を想定した上で、技術的な課題・考慮事項の整理を行うとともに、コスト試算を行い、採算性について検討した。

## 2. IMO での審議状況

### 2.1 IMO 第 72 回海洋環境保護委員会 (MEPC 72) ・第 3 回 GHG 中間会合の報告

日時：2018 年 4 月 3 日～6 日 (第 3 回 GHG 中間会合)

2018 年 4 月 9 日～13 日 (MEPC 72)

場所：ロンドン IMO 本部

本プロジェクトに関連する案件の審議結果は以下のとおり。

#### 2.1.1 船舶からの GHG 排出削減

##### 【背景・経緯】

IMO では、世界共通の燃費規制を他セクターに先立って導入するなど、GHG 削減を積極的に推進している。一方、2015 年にパリ協定が採択され、脱炭素化に向けた世界的な機運が一層高まる中、国際海運における更なる GHG 排出削減が、喫緊の課題となっていた。

##### 【審議結果】

IMO は、2016 年より国際海運全体が目指すべき GHG 排出削減に関する将来のビジョンや目標、その実現のための対策等を盛り込んだ「GHG 削減戦略」の策定作業に取り組んできた。今次会合において、各国から多数の提案がある中、日本案を中心に、「GHG 削減戦略」が合意された。

#### 「GHG 削減戦略」の主なポイント

- ① 2008 年をベースに、2030 年までに国際海運全体の燃費効率を 40%改善し、2050 年までに GHG 排出量を半減させ、最終的には、今世紀中のなるべく早期に排出ゼロを目指す。
- ② ハード・ソフト両面での省エネの推進、経済的インセンティブ手法の実施、新たな燃料の導入・普及等の、短・中・長期的対策に取り組む。
- ③ 船籍上の区別なく先進国・途上国共通の対策を講じること。但し、開発途上国等に対し、必要な技術協力などを行う。

#### 2.1.2 その他の GHG 関連事項

##### 2.1.2.1 エネルギー効率設計指標 (EEDI) 規制に関する技術開発レビュー

##### 【背景・経緯】

2013 年 1 月に発効した EEDI 規制は、段階的に強化されることとなっており (フェーズ 0 : 2013 年～2014 年、フェーズ 1 : 2015 年～2019 年、フェーズ 2 : 2020 年～2024 年、フェーズ 3 : 2025 年～)、フェーズ 2 及びフェーズ 3 については、省エネ技術の開発状況等をレビューした上で、その規制値及び適用時期を決定することとなっている。MEPC 71 (2017 年 7 月) では、Phase 3 レビュー実施のための通信部会 (CG) の設置を我が国より提案し、我が国をコーディネーターとする CG が設置され、フェーズ 3 規制のレビューを開始することが合意された。

今次会合では、CG における船種・サイズ別のフェーズ 3 適合可能性に関する検討状況を、我が国から進捗報告していた。なお、CG においては、我が国を含む複数の CG メンバーから、大型バルカー・大型タンカーのフェーズ 3 適合が困難である点が指摘されていた。

##### 【審議結果】

引き続き、CG において、EEDI 規制フェーズ 3 の検討を取りまとめの上、MEPC 73 (2018 年 10 月) に報告することとなった。大型バルカー・タンカーに係る EEDI 基準値の緩和についても、CG において詳細な検討を行うこととなった。

## 2.2 IMO 第73回海洋環境保護委員会 (MEPC 73) ・第4回 GHG 中間会合の報告

日時：2018年10月15日～19日 (第4回 GHG 中間会合)

2018年10月22日～26日 (MEPC 73)

場所：ロンドン IMO 本部

本プロジェクトに関連する案件の審議結果は以下のとおり。

### 2.2.1 船舶からの GHG 排出削減

#### 【背景・経緯】

IMO では、世界共通の燃費規制を他セクターに先立って導入するなど、GHG 削減を積極的に推進しており、MEPC 72 において、「GHG 削減戦略」を採択した。今後、GHG 削減戦略の実現に向けて、IMO では各種対策を検討していくこととなっている。

#### 【審議結果】

今次会合では、戦略の目標達成に向けた各種対策を適時適切に講じるため、我が国等の提案に基づき、2023 年までに必要なデータ分析等を行いつつ新たな対策に国際合意するためのアクションプランを決定した。

上記アクションプランにおいては、短期対策候補を、①既存制度の強化 (EEDI・SEEMP)、②新規対策のうちデータ分析が必要なもの、及び③新規対策のうちデータ分析が不要なものに分類し、それぞれについて、各国に対し、2019 年 5 月の MEPC 74 に具体的な対策案を提案することが求められている。

### 2.2.2 その他の GHG 関連事項

#### 2.2.2.1 エネルギー効率設計指標 (EEDI) 規制に関する技術開発レビュー

##### 【背景・経緯】

MEPC 72 以降、我が国が引き続きコーディネーターを務める CG において、EEDI 規制フェーズ 3 要件について検討が行われた。CG の審議においては、一部メンバーから現行フェーズ 3 要件からの強化が提案されたものの、CG からの勧告としては、コンテナ船を除く船種の適用開始年の 2025 年維持、また、全ての船種の規制値 30%維持を盛り込んだものとなった。また、同勧告では、大型バルカー・大型タンカーの補正については更なる検討が必要、としている。

今次会合には、CG における上記検討結果を、我が国より中間報告として提出した。また、当該 CG 報告に対し、我が国より、バルカー・タンカーの適用開始年の 2025 年維持、大型コンテナ船の規制値の強化、大型バルカー・タンカーのリファレンスライン修正について意見を提出した。

##### 【審議結果】

バルカー、タンカー及び RORO 船についてフェーズ 3 の規制値及び適用時期が概ね合意されたが、小型コンテナ船の規制値及び「その他船種 (ガス運搬船、LNG 運搬船、冷凍運搬船、兼用船及びクルーズ船)」への適用時期については合意には至らず、各国に更なるデータの提供を呼び掛けるとともに、今後の CG での検討結果も踏まえ、2019 年 5 月の MEPC 74 において継続審議することとなった。

#### 2.2.2.2 最低出力ガイドライン・出力制限

##### 【背景・経緯】

今次会合では、最低出力ガイドラインに関する具体提案は無かったものの、エンジンの過度な小型化を制限する最低出力規制と EEDI 規制との両立を図るため、出力制限 (通常時は制限された出力で航行し (当該出力を EEDI 算定にも利用)、荒天時などの非常時のみ出力制限を解除可能とするもの) の導入に関する提案がドイツ等より提出されていた。

##### 【審議結果】

最低出力ガイドラインの最終化に引き続き取り組むことに合意した。また、出力制限に関するドイツ提案については、今次会合での各国・団体のコメントを踏まえ、MEPC 74 でも引き続き検討することが合意された。

### 2.3 IMO GHG Study 専門家会合

日時：2019年3月12日～14日

場所：ロンドン IMO 本部

本プロジェクトに関連する案件の審議結果は以下のとおり。

#### 【背景・経緯】

2018年4月に採択された「IMO GHG 削減戦略」において、今後の政策決定の判断材料として、IMOによる長期的なGHG排出予測・限界削減費用（MAC）に関する調査（4th GHG Study）の実施が決定された。

#### 【審議結果】

IMOが、今後のGHG削減対策の検討に当たっての判断材料として実施する長期的なGHG排出量予測等調査（GHG Study）について、調査内容や調査に当たっての前提条件等を検討した。

##### <調査期間>

2019年夏に入札公告を実施、秋に落札したコンソーシアムと契約。

2020年秋の第76回海洋環境保護委員会（MEPC 74）に最終報告書を提出。

##### <調査内容>

1. GHG削減戦略の基準年である2008年における国際海運全体からのGHG排出総量及び輸送量当たりGHG排出量。
2. 国際海運全体からの2050年までの長期GHG排出量予測。複数の経済成長シナリオの下、IMOとして何ら対策を講じない場合のGHG排出量を予測。
3. 主なGHG削減技術に関する限界削減費用の分析。



### 3. プロジェクトの活動状況

#### プロジェクト会合

##### 第1回 2018年8月8日

1. 国際海運 GHG ゼロエミッションプロジェクトの設置について
2. GHG 排出削減・ゼロ排出に向けた国際動向
3. 国内関係業界・機関からの意見・提言（将来展望・構想、課題等）
4. 今後の国際対応の方向性
5. 本年度から着手すべき作業
6. その他

##### 第2回 2018年10月4日

1. 今後の検討方針（各タスクフォースからの報告と今後の方針）
2. 第73回海洋環境保護委員会・第4回 GHG 中間作業部会への対応方針
3. その他

##### 第3回 2018年12月18日

1. 第73回海洋環境保護委員会・第4回 GHG 中間作業部会の結果
2. タスクフォースの検討状況と今後の方針
3. GHG 削減のための短期対策について
4. EEDI 関連の各論点に関する対応方針について
5. 代替燃料に関する情報収集等について
6. その他

#### 船舶運航タスクフォース

第1回 2018年8月23日

第2回 2018年8月30日

第3回 2018年9月14日

第4回 2018年11月8日

第5回 2018年11月22日

第6回 2018年12月7日

第7回 2019年2月28日

#### 船舶設計タスクフォース

第1回 2018年9月11日

第2回 2018年11月14日

第3回 2018年12月11日

第4回 2019年1月9日

代替燃料タスクフォース

第1回 2018年9月6日

第2回 2018年12月11日

第3回 2019年3月7日

## 4. IMO GHG 削減戦略への対応に関する調査研究

### 4.1 船舶における代替燃料普及に関する基礎調査

#### 4.1.1 概要

国際海事機関 (International Maritime Organization) は、第 72 回海洋環境保護委員会において、国際海運の温室効果ガス (GHG) 削減目標やその実現のための対策等を包括的に定める「GHG 削減戦略」を採択した。この戦略においては、単一セクターで今世紀中の GHG 排出ゼロを目指すことを世界で初めて宣言したものであり、2030 年までに国際海運全体の二酸化炭素 (以下、CO<sub>2</sub>) 排出効率を 2008 年比 40%改善し、2050 年までに 2008 年比で GHG 排出量を半減させ、最終的には今世紀中の GHG 排出量ゼロを目指す内容となっている。非常に高い目標を達成するためには、船舶における省エネ技術の更なる利用促進、経済的インセンティブ手法の検討や、新たな燃料の導入・普及等が求められている。

2050 年に 2008 年比 50%の GHG 排出量削減を達成するために、どのような将来のロードマップを描いていくのか検討するために、海運業界での利用実績の少ない低・脱炭素燃料の現状や将来見通し等について基本的な情報を収集することが必要である。

これまでの国際海運における環境対策では、燃料に含まれている硫黄の濃度およびそれによって生じる PM 排出量や燃焼後の窒素酸化物の排出量に着目していれば、これらの排出量について十分な評価を行うことができたが、GHG の評価では同じ燃料といえど、例えばバイオ LNG と呼ばれるバイオガスを精製して製造される液化メタンと、LNG のように、燃焼時の CO<sub>2</sub> の排出がほぼ同一であっても、ライフサイクルでの CO<sub>2</sub> および GHG 削減効果が Well to Propeller の観点から大幅に異なる場合がある。また、再生可能エネルギー等由来の燃料でも、4.1.5.1 に調査結果をまとめた通り、国により再生可能エネルギーに該当するかどうかの判定基準が異なる場合があり、また、GHG 削減効果の考え方も非常に複雑である。加えて、その国において採用している評価手法の違いにより、同じ燃料に対しても CO<sub>2</sub> 削減率が異なる場合がある。

以上の背景から、低・脱炭素燃料に関して、技術的な導入可能性や供給可能性および政策的な評価方法を調査することは非常に重要である。本調査においては国際海運で利用可能と考えられる低・脱炭素燃料に関し、将来に向けたロードマップを検討するための基本情報として、以下の内容について調査しまとめた。

#### (1) 船舶における代替燃料普及に向けた取り組みの整理

海運セクターの燃料消費動向や低炭素燃料の使用動向を調査した。また、主要国の低・脱炭素代替燃料に関連する将来の普及シナリオ、導入目標ならびに政策ビジョン等を整理した。

#### (2) 技術開発動向の調査

ガス・水素等の低・脱炭素燃料の技術に関連する書籍を用いて、技術開発の動向や将来に向けた見通しを調査し、現状の技術水準、商用化予定時期、課題等について燃料・技術の種類ごとに整理した。

低・脱炭素燃料それぞれの特徴に応じた燃料貯蔵技術の現状並びに燃料改質装置等、燃料に付随する機器に関する技術の現状と船舶に適用するにあたっての安全性や取り扱いについての課題及び実用可能性について調査した。

低・脱炭素燃料の適用可能なエンジン、ガスタービン、燃料電池等、燃焼・発電技術の現状及び低・脱炭素燃料を適用した場合の技術的な課題について調査した。

#### (3) 既存の燃料転換シナリオ・ロードマップの調査

既存の燃料転換シナリオ・ロードマップを収集し、それらの相違等について比較しまとめた。

なお、本報告書に記載の調査の一部は、国立研究開発法人海上・港湾・航空技術研究所海上技術安全研究所の協力により実施されたものである。

#### 4.1.2 低・脱炭素燃料使用の現状に係る動向調査における調査範囲

本調査の調査対象の範囲は、4つの観点から図 4.1.1 の通り整理した。まず、燃料の一次エネルギーとなるエネルギーソースに着目した。これは、主として政策動向の調査において CO<sub>2</sub> 削減量の評価等に影響してくるためである。例えば、太陽光発電の電気で製造した水素と化石燃料から作成した水素では同じ物質であるが、製造時も考慮した GHG 排出量の評価は異なる。このため、一次エネルギーの種類および GHG 排出量算定の考え方について整理した。燃料転換プロセスについては転換のためのエネルギーだけでなくエネルギーソース以外の材料、例えば合成燃料の原料となる CO<sub>2</sub> 等も同様である。

燃料については、天然ガス（液化天然ガスを含む）、電気合成燃料（合成液体燃料と合成メタンを含む）、バイオ系燃料、アンモニア、電気、水素を調査の対象とした。それぞれの燃料の特徴を表 4.1.1 に示す。

これらの燃料は製造方法により CO<sub>2</sub> 削減量において評価が異なる場合があるが、ともにメタンを主成分とするバイオ LNG と化石資源由来 LNG のように燃料の化学的性質に大きな違いがない場合があり、同じ船の設備で利用可能であるものは大枠で統合し、それぞれの燃料グループに関する船舶での利用技術とともに整理した。船舶での利用技術は、燃料から動力への変換方法および船上での貯蔵方法の実用化状況や課題について調査を実施した。

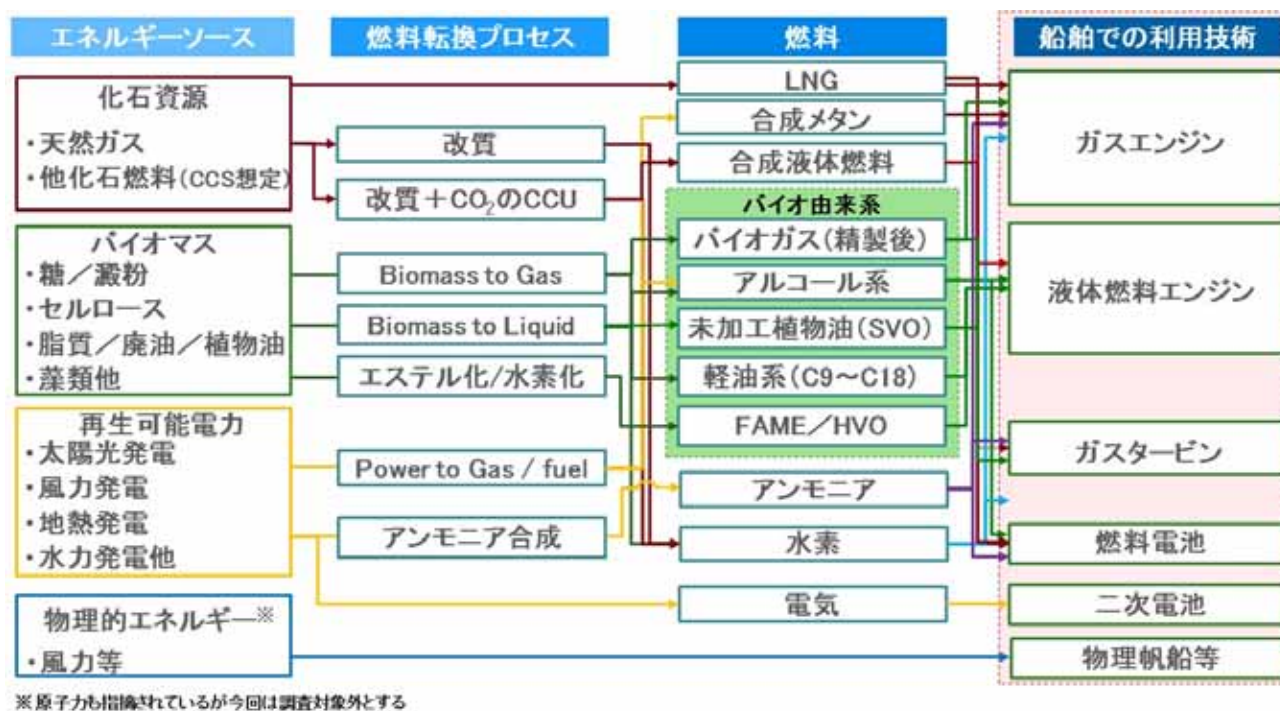


図 4.1.1 調査対象の低炭素燃料の製造から船舶利用までのフロー概念

国際機関である IMO での議論にあたっては、既に低・脱炭素燃料の政策導入目標や、その評価システムを確立している先進的な国の制度が参考とされる可能性があることから、本調査では上記の低・脱炭素燃料の製造・利用技術に関する調査に加え、海外主要国において低・脱炭素燃料燃料が政策上どのように位置づけられており、4.1.5 で示すように、それぞれの燃料種で完全燃焼を前提とした場合、低位発熱量当たり CO<sub>2</sub> 排出量として何%の CO<sub>2</sub> 削減効果が期待できるかを調査し、将来の導入量の数値目標や、米国における過去の低炭素燃料の導入目標量と実際に導入された量とのギャップの例について 4.1.5.1 にて明らかにした。

また、国際機関や船級協会等が作成し公表している将来の燃料転換シナリオにおいて、将来国際海運分野においてどの程度の燃料転換が想定されているのかを明らかにするため、現在の政策の概要をまとめた。

表 4.1.1 低・脱炭素燃料の種類と特徴

種類	特徴・概要	メリット	デメリット
バイオ燃料	<ul style="list-style-type: none"> <li>● バイオディーゼルやバイオエタノールなどの液体燃料、バイオメタンなどの気体燃料、木質チップなどの固体燃料がある。</li> <li>● 再生可能なカーボンフリー燃料である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 液体バイオ燃料は石油代替燃料として扱いやすい。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 供給量が少なく、コストが高い。</li> <li>● カーボンフリーを達成するためにバイオマスの生産量が作物採取および精製過程を含めたエネルギー消費を上回る必要がある。</li> </ul>
水素	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 使用時に二酸化炭素を排出しない。</li> <li>● 燃焼速度が速い。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 燃料電池などで高効率発電ができる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 漏洩しやすい。</li> <li>● 他の燃料と比べて、大量貯蔵に面積・体積を要する。</li> <li>● 水分解よりも効率のよい製造方法を確立する必要がある。</li> </ul>
アンモニア	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 使用時に二酸化炭素を排出しない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 水素と比べて、貯蔵が容易である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 人体毒性がある。</li> <li>● 強い刺激臭を持つ。</li> </ul>
天然ガス (LNG)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 石油燃料と比べて、25%程度の CO<sub>2</sub> 削減が可能である。</li> <li>● 陸上及び船舶の一部で既に実用・普及している。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 低炭素燃料としては既に充分普及しており、技術的ハードルが低い。他方で、脱炭素燃料としては開発途上。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 化石燃料の中では低炭素燃料であるが、カーボンフリーを達成できない。ただし、CCSを組み合わせることでカーボンフリーになり得ることは他の化石燃料と同様。</li> <li>● 再生可能エネルギーから製造された水素と CCSなどで回収された炭素源で合成されるメタンガスを天然ガスの一種と解釈することも可能。</li> </ul>
電力 (船上での二次電池利用を想定)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 使用時に有害物質を排出しない。</li> <li>● 重量あたりのエネルギー密度が小さいため、長距離を航行する船舶には適していない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 負荷変動に対応しやすい。</li> <li>● 電気推進システムに適しやすい。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 充電設備が必要となる。</li> </ul>
再生可能電力・物理的エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 太陽エネルギーや風力エネルギーの船上での直接利用がある。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 運行中は GHG を排出しない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 不安定である。</li> <li>● 太陽光の場合、船上に導入できる量に限りがあり船の動力を 100%まかなうことは難しい。</li> </ul>
電気合成燃料 e-fuel/e-gas (電気から製造されるメタンやメタノール等の燃料)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 再生可能エネルギーを利用することでゼロエミッションを達成できる</li> <li>● メタンやメタノールは既存船で利用可能。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 燃料貯蔵を前提とした場合、再生可能エネルギーのように供給の時間的・季節的な不安定性がない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 燃料変換プロセスでのエネルギーロスが大きくコストが高い。</li> </ul>
原子力 (本調査では対象外)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 原子核分裂時に発生する熱エネルギーにより、蒸気タービンなどの熱機関を運転できる。</li> <li>● 二酸化炭素を排出しない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 燃料の重量あたりのエネルギー密度、容積あたりのエネルギー密度が大きい。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 社会的に合意されにくい。(調査対象外とする。)</li> </ul>

#### 4.1.3 代替燃料普及に向けた取り組みの整理

##### 4.1.3.1 低・脱炭素燃料使用の現状に係る動向調査

###### (1) 天然ガス・LNG 市場

天然ガス (Natural Gas) は、地中から採掘される可燃性ガスである。ガス田から純粋に採掘される場合と原油産出時の随伴ガスとして採掘される場合が従来は多かったが、これまで採掘が困難であった頁岩 (シェール) 層からの採掘ガス (シェールガス) も商業的に利用されるようになってきている。

表 4.1.2 に代表的なガス産地における産出ガス性状を示す<sup>1)</sup>。同表よりガス性状は産出される地域によって異なるが、炭素が 1 原子含まれるメタンを主成分とし、その他にエタン(炭素数 2)、プ

ロパン(炭素数 3)、ブタン(炭素数 4)などの低級炭化水素を含むことがわかる。また、産出ガスには不純物として水分、酸素、窒素、二酸化炭素、硫化水素などが含まれる。パイプラインで輸送する場合、各国のガス品質基準を満たすように不純物の濃度が管理されている。一方、液化して貯蔵・運搬する場合は、不純物が液化設備の閉塞やガス設備の腐食の原因となるため、前処理行程において分離・除去されるのが一般的である。したがって、液化天然ガス (LNG) に含まれる不純物は非常に少なくなり、より清浄な燃料として使用できる。

表 4.1.2 産出地別の天然ガス及び LNG 性状<sup>1)</sup>

主要な天然ガス、LNGの組成例 (vol%) (化学便覧 応用化学編 第5版 (社)日本化学会、丸善出版(株)、pp.1-740-741、1995年)								
天 然 ガ ス								
ガ ス 田 国 名	Cleveland 米 国	Lacq Profond フ ラ ン ス	Groningen オ ラ ン ダ	Frigg 英 国・ノルウェー (北 海)	Alberta カ ナ ダ	Hassi R' Mel ア ル ジ ェ リ ア	Afan ナ イ ジ ェ リ ア	Murban ア ブ ダ ビ
ガス組成								
CH <sub>4</sub>	93.3	69.0	81.3	95.7	91.9	83.7	81.0	76.4
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3.5	3.0	2.9	3.6	2.0	6.8	6.5	8.1
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.7	0.9	0.4	0.1	0.9	2.1	5.9	4.7
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.2	0.5	0.1		0.3	0.8	3.3	2.7
C <sub>5</sub> +	0.0	0.5	0.1		-	0.4	1.4	1.8
CO <sub>2</sub>	1.8	9.3	0.9	0.2	-	0.2	1.7	4.4
N <sub>2</sub>	-	1.5	14.3	0.4	4.9	5.8	0.2	0.2
O <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-
その他	He 0.5	H <sub>2</sub> S 15.3	-	-	-	He 0.2	-	H <sub>2</sub> S 1.7
計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
比 重(空気=1)	0.60	0.78	0.64	0.58	0.60	0.65	0.78	0.75
発熱量[kcal Nm <sup>-3</sup> ]	9200	8700	8000	9200	9400	9400	11700	11800
L N G								
ガ ス 田 国 名	Chaivo 旧ソ連 (サハリン)	茂 原 日 本	Kenai 米 国 (アラスカ)	S.W. Ampa ブルネイ	Das I アブダビ	Arun インドネシア	Badak インドネシア	Centra Luconia マレーシア
ガス組成								
CH <sub>4</sub>	92.8	98.0	99.8	88.8	75.1	87.7	90.8	91.6
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3.9	-	0.1	5.6	23.1	6.9	4.7	4.1
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1.7	-	tr	3.7	1.7	3.1	3.0	2.7
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.8	-	-	1.8	0.1	1.8	1.3	1.4
C <sub>5</sub> +	0.3	-	-	-		0.1	0.1	0.1
CO <sub>2</sub>	0.3	0.5	-	-		-	-	-
N <sub>2</sub>	-	1.4	0.1	0.1	-	0.4	0.1	0.1
O <sub>2</sub>	0.2	0.1	-	-	-	-	-	-
その他	-	-	-	-	-	-	-	-
計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
比 重(空気=1)	0.61	0.564	0.553	0.644	0.685	0.645	0.625	0.624
発熱量[kcal Nm <sup>-3</sup> ]	10200	9300	9500	10800	11400	10900	10600	10500

天然ガス委員会 編、天然ガス、23(7)、17(1980)より抜粋。

なお、後述する気候変動に関する政府間パネル (以下、IPCC) の GHG ガイドラインでは、油田またはガス田から発生する CO<sub>2</sub> は石油・天然ガス精製プロセスの GHG 排出量に含まれる。

燃料の CO<sub>2</sub> 排出特性は、単位発熱量あたりの CO<sub>2</sub> 発生量によって評価することができる。特定排出者の事業活動に伴う温室効果ガスの排出量の算定に関する省令 (経済産業省・環境省) に基づき計算すると、船用燃料として広く用いられてきた C 重油 (HFO) の 1 GJ あたりの発熱に伴う CO<sub>2</sub> 排出量は 0.0715 ton(CO<sub>2</sub>) / GJ であり、液化天然ガス (LNG) の 1 GJ あたりの発熱に伴う CO<sub>2</sub> 排出量は 0.0495 ton(CO<sub>2</sub>) / GJ である。よって、使用する熱機関の熱効率が同じとした場合、C 重油から液化天然ガスに燃料を変更することで、CO<sub>2</sub> 排出量を 30%程度削減することができる。本削減率は国内で使用されている重油および LNG の平均性状に基づき解析しており、国際的な評価、たとえば IPCC のガイドラインあるいは IMO における評価は、これと異なる可能性があることに留意されたい。

次に世界の天然ガスの生産量、消費量について述べる。まず、図 4.1.2 に世界全体の天然ガス生産量の推移を示す。ここではシェールガス等の非従来型天然ガスも含むものとする。2009 年には

リーマンショックの一時的な影響が見られるものの、1990年以降堅調に増加している。

生産量を地域別で見ると、米国、ロシアが2大産ガス国であるが、米国は2010年代に入ってシェールガス開発が急速に進んだことから大幅に生産量が増加している。地域別消費量では、産ガス国の米国、ロシアに次いで欧州等の割合が大きい状況となっている。米国では価格が低価格で安定していることもあり、火力発電分野において石炭から天然ガスへのシフトが進んだことを背景に、消費量も徐々に増加している。

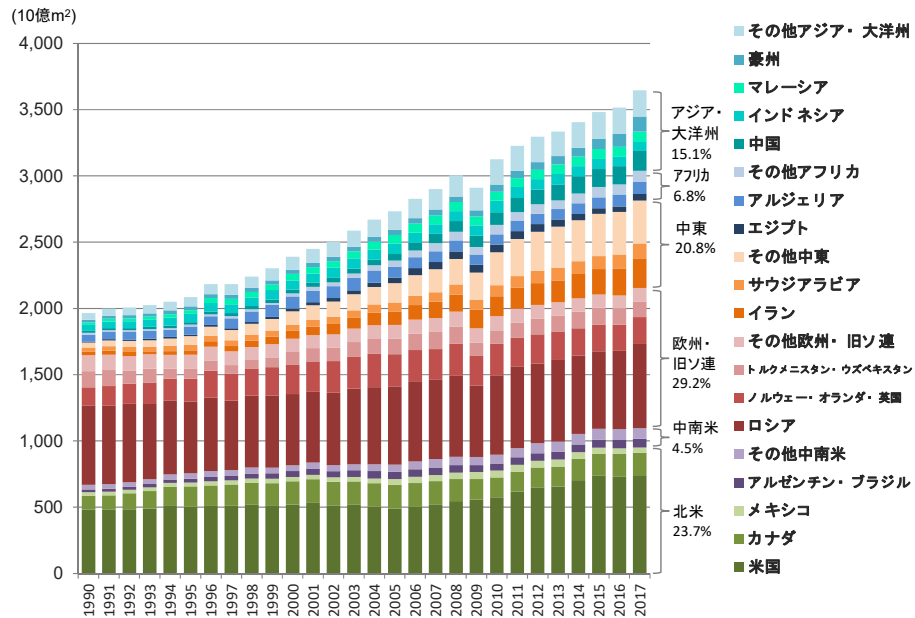


図 4.1.2 世界の天然ガス生産量の推移 (地域別) 2)

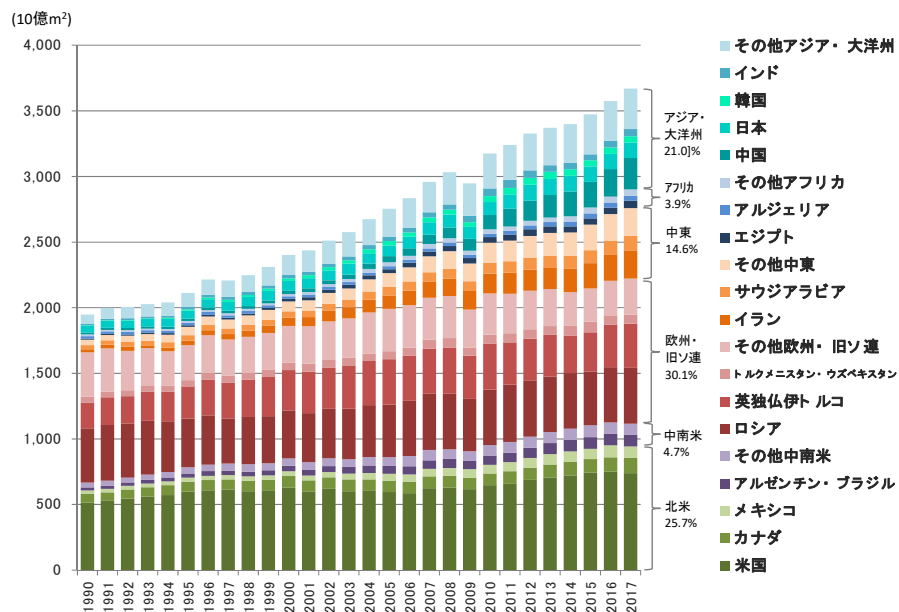


図 4.1.3 世界の天然ガス消費量の推移 (地域別) 2)

中国は極度に一次エネルギー需要を石炭に依存してきたが、都市部で深刻化している大気汚染



対策として、様々な用途で天然ガスへのシフトを進めており、2007年からの10年間で消費量が3倍増と急激な伸び率を記録している。図4.1.4に示す通り2016年から2017年の天然ガス需要の伸びは、産業用ガスと暖房等熱需要が主に牽引している。

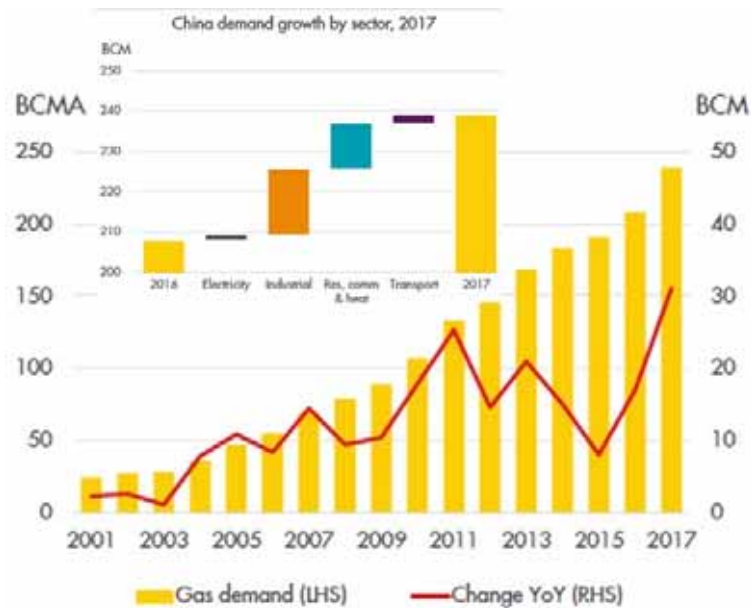


図 4.1.4 中国の天然ガス消費量の推移<sup>3)</sup>

世界の天然ガス消費量は、用途別に見ると電力用が最も多く、産業用、業務用がそれに続く。輸送用は、前述の用途ほど大きくないが、CNG（圧縮天然ガス）車向けや天然ガスパイプラインでの輸送用の消費も一定の比率で存在している。

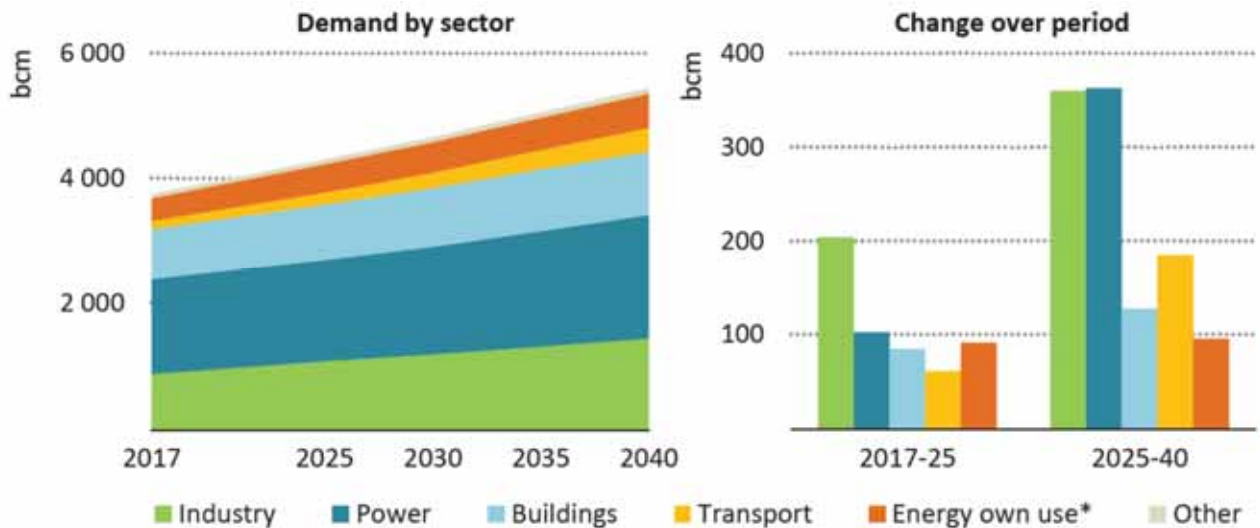


図 4.1.5 世界の天然ガスの用途別消費量の推移と見通し<sup>4)</sup>

遠隔地への天然ガス輸送を担う LNG の生産量と貿易量は、堅調に増加している。LNG の生産国は、東南アジア、中東、オーストラリア、アフリカ、ロシア、米国等世界各地に広がっているが、カタールの生産規模が最大である。最近では炭層メタンを原料とするプロジェクトが複数立ち上がったオーストラリアと、シェールガスを原料とする LNG 液化基地の建設が進んでいる米国での生産規模が拡大しており、カタール、オーストラリア、米国が三大輸出国になろうとしている。一方で、洋上で天然ガスを液化する浮体式 LNG 基地が実用化の時代を迎え、カメルーンなど LNG 輸出基地を持っていなかった新たな国が LNG 生産国の仲間入りを果たすなど輸出国数も増加を続けている。



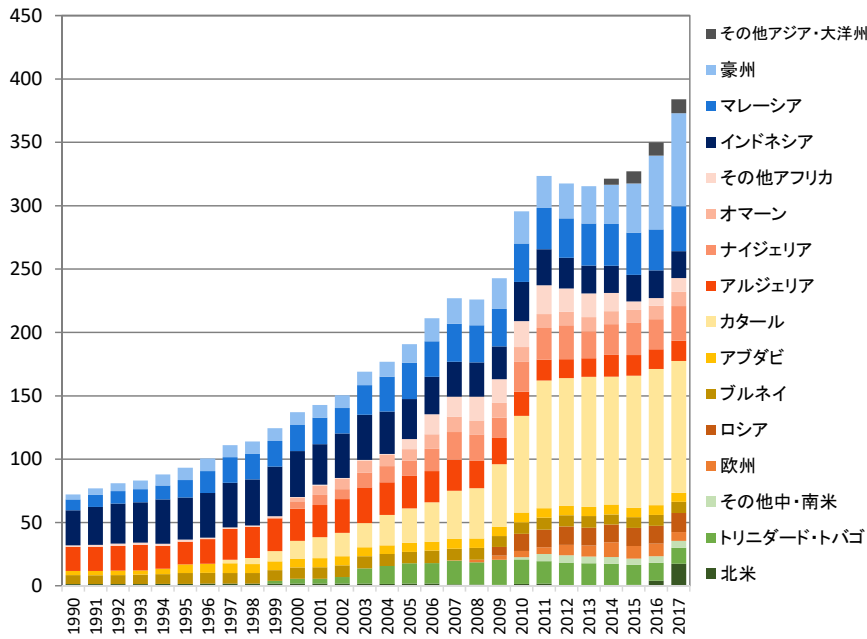


図 4.1.6 世界の LNG 生産量の推移 (地域別) <sup>5)</sup>

図 4.1.7 に国・地域別の LNG 輸入量の推移を示す。地域別の LNG 輸入量では、天然ガス資源に乏しい日本、韓国、台湾の割合が大きいものの、近年、中国、インド、中南米等でも、天然ガス需要の拡大を受け、LNG 輸入量が増加している。一方、米国では国内におけるシェールガス生産量の拡大を受け、シェールガス採掘が盛んではなかった 10 年前と比較して、LNG 輸入量が 50%以上減少している。

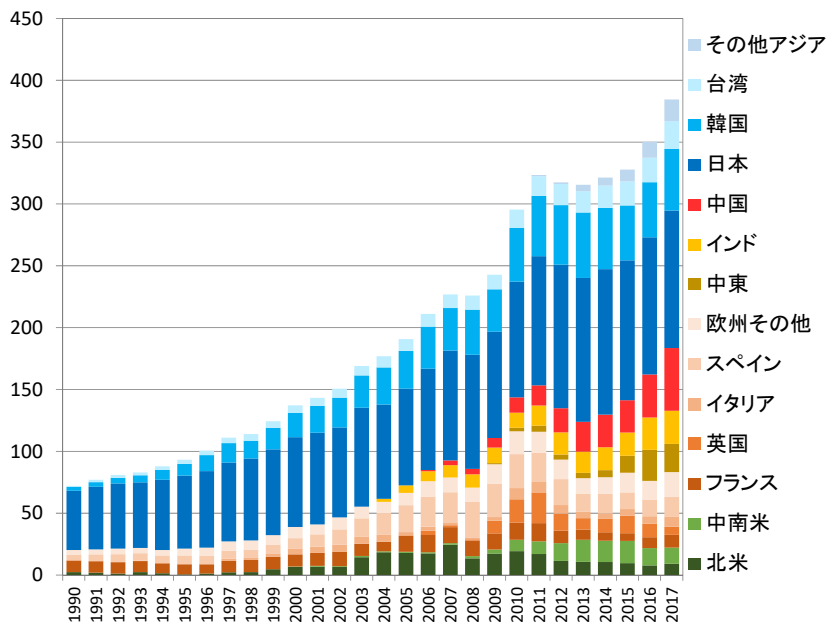


図 4.1.7 世界の LNG 輸入量の推移 (地域別) <sup>5)</sup>

天然ガス生産量の多い米国や欧州北海では、需給により天然ガス市場価格が決定（米 Henry Hub、英国 NBP 等）している。一方で天然ガス生産量が限定的な日本等では、原油価格を参照した価格体系に基づき LNG 輸入価格が決定される価格フォーミュラ方式により長期契約を締結していることが多いため、原油価格の変動の影響を受ける。近年は、原油価格の低下が主因となり日本等の LNG 輸入価格も低下しており、天然ガス関連価格指標の欧米との差は縮小傾向にあ

る。産業用小売価格も、天然ガス市場価格や LNG 輸入価格の低下等を受けて、足元では低減傾向にある。

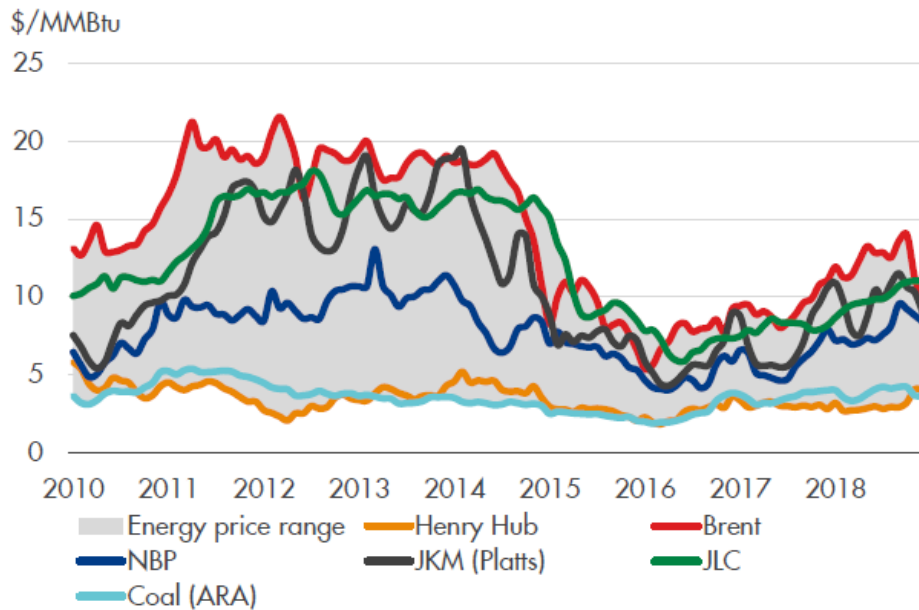


図 4.1.8 天然ガス価格の推移<sup>3)</sup>

次に、天然ガスの船舶での利用実績について紹介する。なお、本内容は DNV GL が公表している 2019 年 3 月時点の資料に基づいている<sup>6)</sup>。図 4.1.9 に運航中及び受注中の LNG 燃料船の船種を示す。クルーズ船の受注が 31 隻と最も多く、続いてコンテナ船が 20 隻、原油タンカーが 18 隻となっている。これまで LNG 燃料が採用されていなかった船種に多く受注されていることがわかる。運航と受注を合わせてみると、近年になって多様な船種で LNG 燃料が採用されていることがわかる。

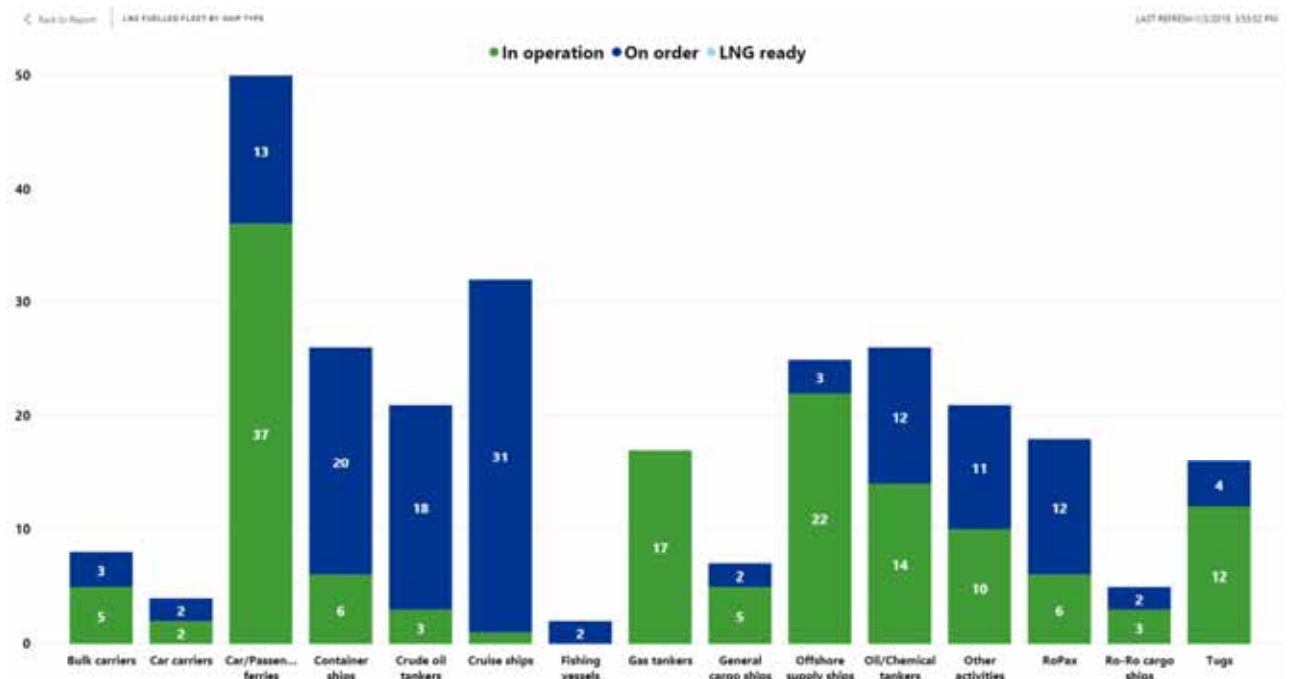


図 4.1.9 運航中及び受注中の LNG 燃料船の船種<sup>6)</sup>

運航中の LNG 燃料船の隻数は、2010 年代に入り順次増加しており、特に欧州が 7 割を占め、導入が進んでいる (図 4.1.11 参照)。発注済の船舶でも、5 割超が欧州で就航予定と見られる。

グローバルに運航する船舶では、就航船 15 隻に対し発注済船 38 隻と、今後増加していく見通しである。

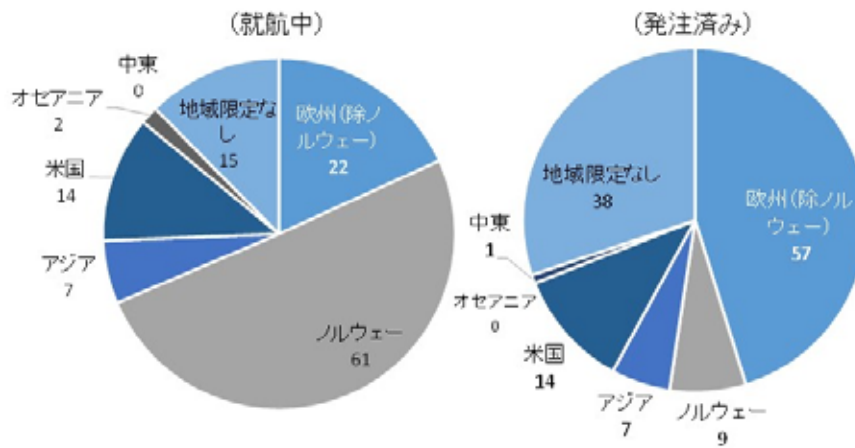


図 4.1.10 LNG 燃料船の地理的分布 (内訳) 6)より作成

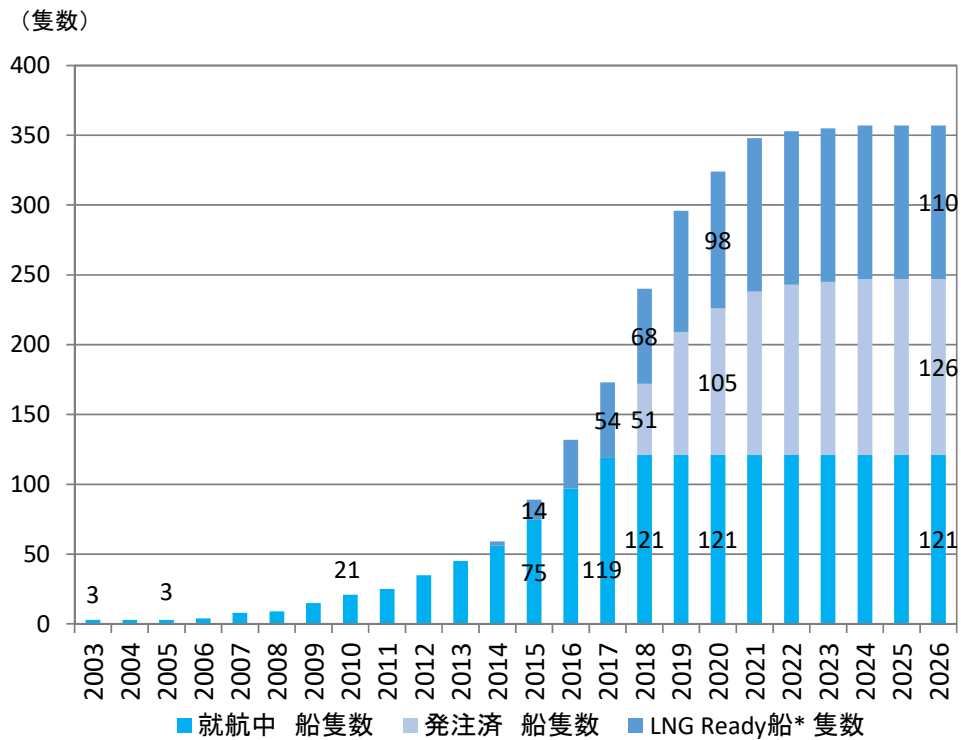


図 4.1.11 世界の LNG 燃料船隻数 6)より作成

## (2) バイオ燃料市場

バイオ燃料とはバイオマス (biomass) を利用した燃料のことであり、バイオマスとは再生可能な生物由来の有機性資源である。化石燃料は生物に由来するが、数千万年から数億年の長い年月をかけてバイオマスが変化したものであり、産業革命から 2050 年までという短い期間で再生産されるものではないため、通常はバイオ燃料に含めない。

また、一般にバイオ燃料というと木質・植物残渣のような固体以外にも、生物由来の有機性資源 (バイオマス) を原料に、発酵、搾油、熱分解などの加工を経て造られた燃料を指すこともある。これらバイオ燃料は、燃焼の際に CO<sub>2</sub> を排出するが、原料作物の成長過程において CO<sub>2</sub> を吸収しているため、4.1.5.1 で後述するとおり、その排出量はゼロとカウントされる場合が多い。ただし、燃料の原料作物の生産や精製工程を通じて経済的な負担と環境への影響をもたらすため、ライフサイクルでの評価の結果、政策上バイオ燃料として認められないものもある。

液体バイオ燃料としては、主に陸上の輸送用途として規格化・実用化されているバイオディーゼル (BDF: Bio Diesel Fuel) やバイオエタノール (Bioethanol)、主に航空機のジェット燃料の代替品として使われるバイオジェット燃料がある<sup>7)</sup>。

廃棄物系の気体バイオ燃料としては、生ごみ、下水汚泥、家畜糞尿などを原料として、発酵や嫌気性消化によってつくられるバイオガスがある。

木質チップなどの固体バイオ燃料を燃焼させることで、外燃機関のエネルギー源として使用することができる。ただし、固体燃料は見かけ体積当たりの熱量が低く、また内燃機関での使用が困難なことから、輸送分野への適用は難しい。

バイオマス燃料の製造技術は大きく第 1 世代、第 2 世代、第 3 世代に分けられる。海外の政策では、原料・プロセス・燃料種類ごとに CO<sub>2</sub> 削減率が評価されることが一般的である。食料生産と競合する第 1 世代バイオ燃料については、政策上比較的低評価であり、食糧生産に必要な耕地をバイオマス燃料原料作物に転換した場合、食糧生産への影響が大きいため、生産拡大が懸念されている。このように第 1 世代バイオ燃料については供給ポテンシャルに限られ持続的な利用可能性に疑問が残っていることから、現在では第 2 世代以降のバイオマス燃料が注目されている。

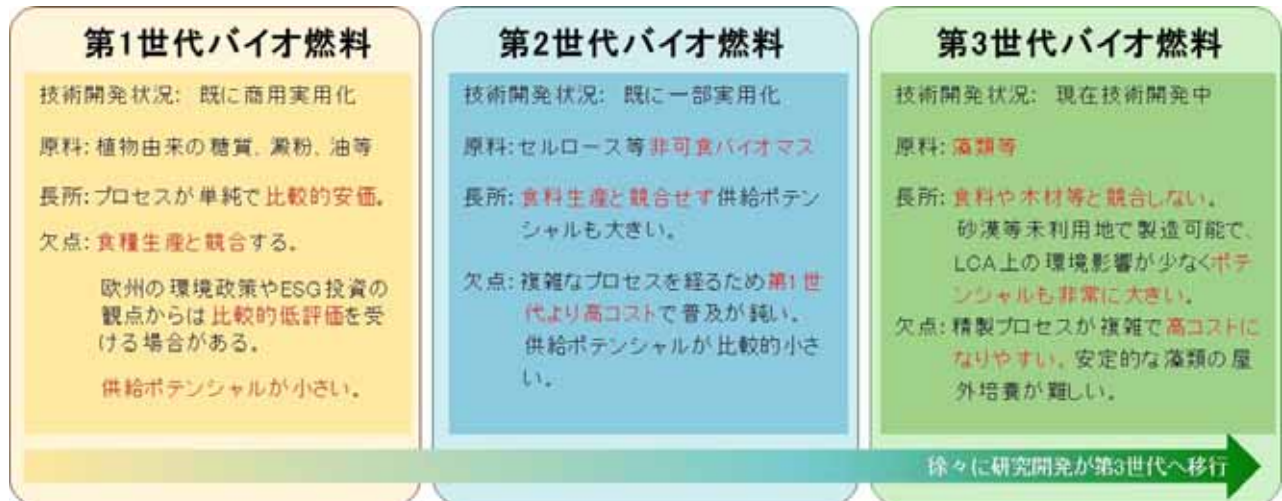


図 4.1.12 第 1 世代、第 2 世代、第 3 世代バイオ燃料の特徴

まず、バイオ燃料のうちバイオディーゼル（Bio Diesel Fuel：BDF）の現状について述べる。バイオディーゼルは、植物油などから製造されるディーゼルエンジン用の燃料である。搾油したのみの植物油等はグリセリン化合物(トリグリセリドなど)を含み、粘度が高く、セタン価が低いことから、3倍等量のメタノールと、触媒（苛性ソーダ（NaOH））存在下で反応させ、化合物中のグリセリンを分離/除去し、結合していた脂肪酸をエステル化し FAME として分離処理後に更に脱水中性化の処理後、用いることが一般的である。図 4.1.13 にエステル化によるバイオディーゼル製造工程の例を示す。

バイオディーゼルは、軽油と混合して使用されるのが一般的で、混合比率によって、B5（5%混合）、B20（20%混合）などと表記される。自動車の分野においては、第1世代 BDF と呼ばれる脂肪酸メチルエステル（FAME）、第2世代 BDF と呼ばれる水素化植物油（HVO）などがあり、欧州を中心に広く利用されている。第1世代 BDF の性状は原料油脂の影響を受けやすく、高濃度で使用した場合、酸化安定性等に課題がある。一方、第2世代 BDF は、酸化安定性が良好なため、高濃度で使用することができるという特徴がある。

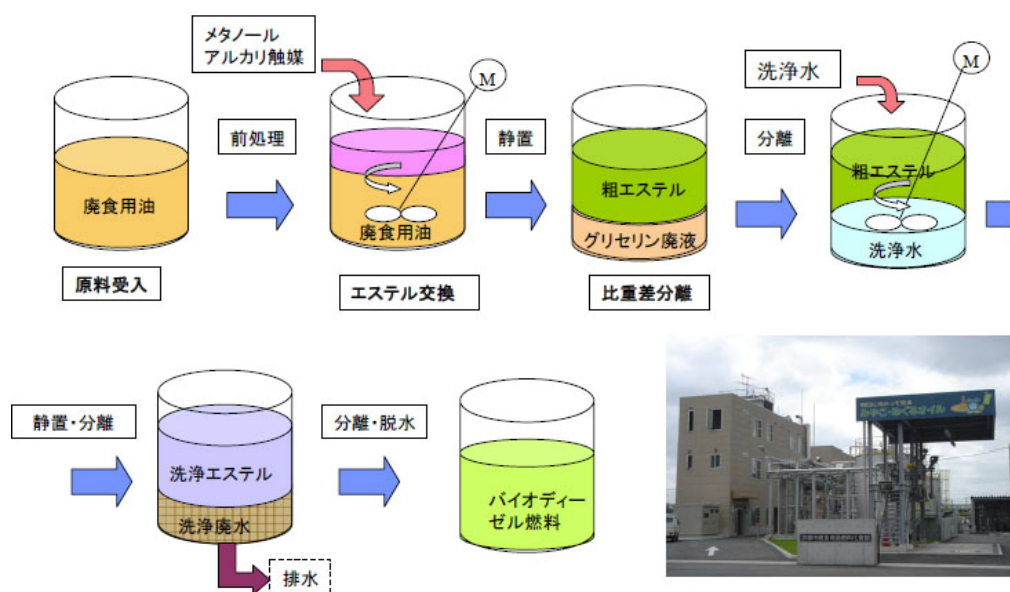


図 4.1.13 BDF の製造工程（アルカリ触媒法）<sup>8)</sup>

世界のバイオディーゼルの生産量の推移を図 4.1.14 に示す。2000 年代後半から世界全体の生産量は右肩上がりで上昇し、2017 年時点で生産量が約 3,315 百万トン、消費量が約 3,178 百万トンに達している。

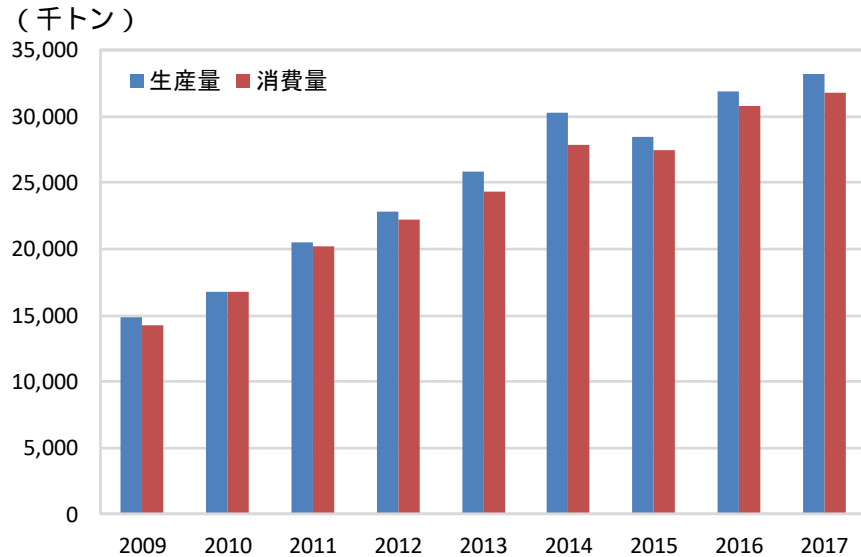


図 4.1.14 世界全体のバイオディーゼル需給量の推移<sup>9)</sup>

世界全体のバイオディーゼル生産量について国・地域別の内訳を図 4.1.15 に示す。欧州が全体の約 40%を占めており、次いで米国が 25%、ブラジルが 10%となっている。欧州ではディーゼル車が主流であることに加え、EU の輸送燃料の低炭素化に対する政策的支援により、安定的な市場が確立されている。米国では 2005 年に成立した「再生可能燃料基準 (RFS)」に基づき、2022 年までの導入目標と、石油業界に対して毎年一定量の再生可能燃料をガソリン・ディーゼルに混合するか再生可能識別番号 (RIN : 4.1.5 節にて詳述) と呼ばれる売買可能なクレジットを購入することを義務づけることで、バイオディーゼルの普及を推進している。また、ブラジルでは、バイオエタノールとバイオディーゼルをそれぞれガソリン車、ディーゼル車向けの燃料の中に一定割合混合する義務を定めている。

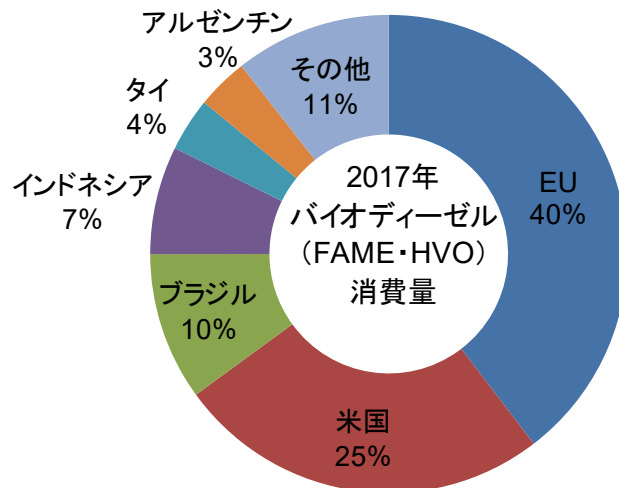


図 4.1.15 地域別バイオディーゼル生産量<sup>9)</sup>

バイオディーゼルの国及び地域別の生産量・消費量を図 4.1.16 に示す。ブラジルをはじめ地産地消を行う国も多いが、一部の国の間では国家間取引も活発化している。例えば、米国では 4.1.5 節にて詳述する RIN の点数の優位性から積極的にバイオディーゼルを消費する動きがあり、海外からの輸入が進んでいる。特に、インドネシアやアルゼンチンではそれぞれパーム油および大豆由来のバイオディーゼルを大規模に生産し米国に輸出している。なお、バイオディーゼルの原料は国や地域によって異なり、欧州では菜種や廃油由来、インドネシアやマレーシアをはじめとする東南アジアではパーム油が、アルゼンチンやブラジル等の南米では大豆が主原料となっている。



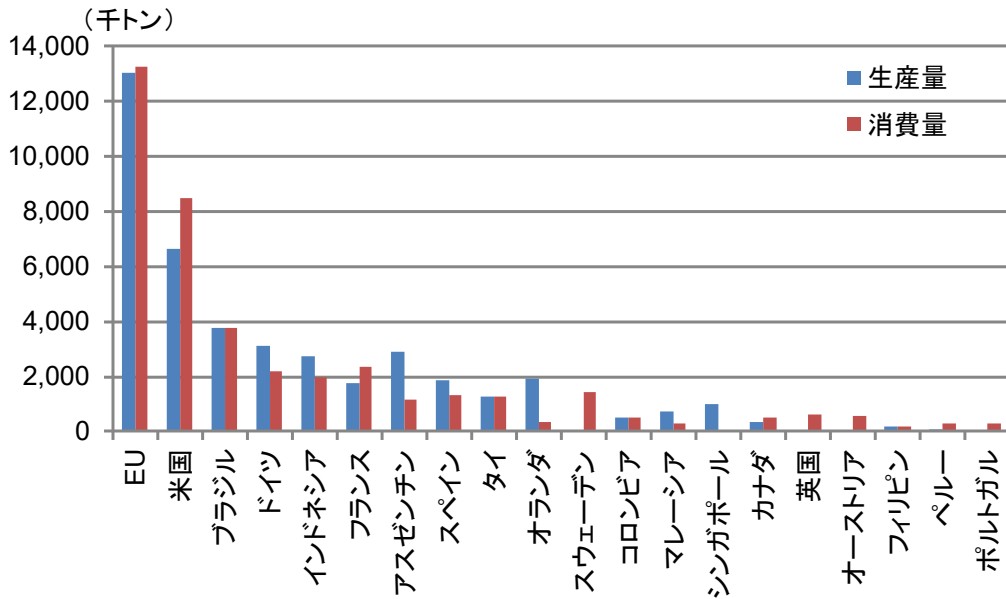


図 4.1.16 バイオディーゼルの需給状況 (2017年)<sup>9)</sup>

バイオディーゼルは脂肪酸メチルエステル (FAME) と水素化植物油 (HVO) に大別され、現時点では FAME が大部分を占めており、HVO 生産国は欧米をはじめとする先進国に限定されている。HVO は FAME に比べて燃料の着火性を占めず指標であるセタン価が高く、軽油に近い性質を有する次世代バイオディーゼルとして注目されている。こうした先進燃料利用に対するインセンティブを付与している EU 各国や米国、並びに EU 向けに輸出を行うシンガポールで主に生産されている。

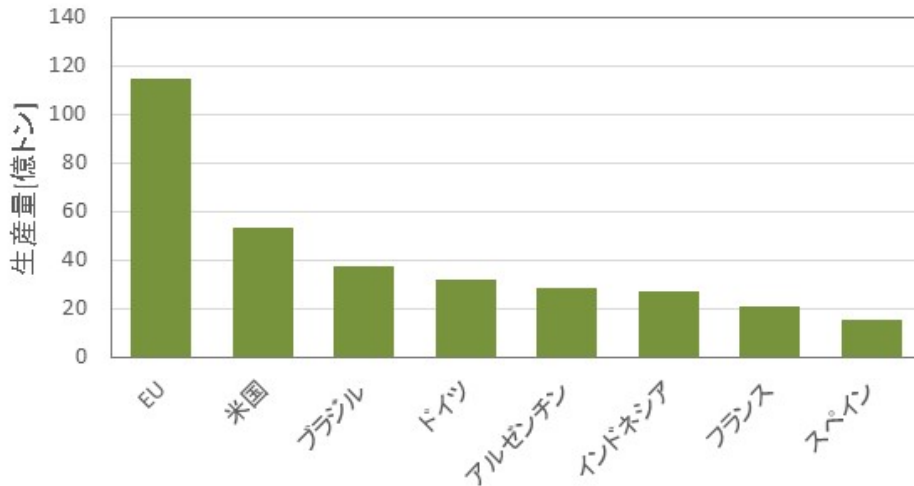


図 4.1.17 FAME (脂肪酸メチルエステル) の生産状況 (2017年)<sup>9)</sup>

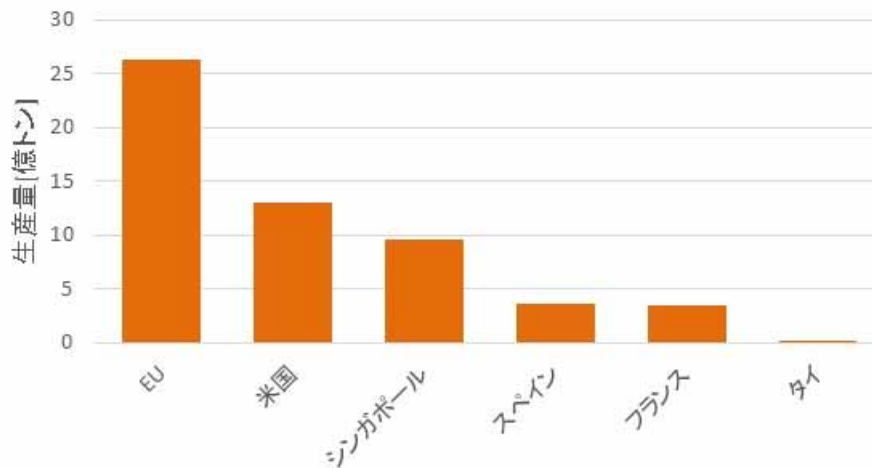


図 4.1.18 HVO（水素化植物油）の生産状況（2017年）<sup>9)</sup>

次にバイオディーゼルの課題について指摘する。バイオディーゼルは軽油に比べて酸化しやすいため、長期保管を行うことで性状が変化することが課題となる。そのため、酸化防止剤を用いることがある<sup>10)</sup>。また、バイオディーゼルに含まれる水分やメタノールが金属材料を腐食させるだけでなく、燃料の酸化により発生した沈殿物が、燃料フィルタを詰まらせるなどの問題も起こる。さらに、燃料ホースがゴム製部品の場合、燃料ホースが膨潤・劣化し、燃料漏れを起こすことがあるため、燃料ホースをフッ素加工ゴムに変更するなどの対処が必要となる。金属材料についても、逆止弁等の燃料配管部品の材質が黄銅の場合、酸化によりバイオディーゼルと黄銅で不純物を生成し、この不純物によりバルブ等の燃料配管部品が固着し機能しなくなる場合がある。このため、配管部品の材質をステンレス鋼に変更する必要があることがある。

バイオディーゼルは液体燃料であるため、従来型の船舶用燃料と同様に運搬に関する課題はほとんどないが、ガソリンおよび軽油相当の燃焼特性を持つバイオディーゼルを船用燃料として使用する場合、その引火点が問題となり得る。船舶の燃料に関する要件は、SOLAS 条約 II-2 章に規定されており、引火点 60°C 以上の燃料が船用燃料として使用可能であるとしている。そして、引火点 60°C 未満の低引火点燃料を船用燃料として使用する場合、IGF コード（国際ガス燃料船安全コード）の代替設計により対応することが規則化されている。したがって、バイオディーゼルにおいても、引火点 60°C を超える場合は、従来の重油燃料と同様の規則が適用される一方で、引火点 60°C 未満の燃料では、適用される規則が大きく変わることには注意が必要である。

現在、IMO は、引火点 60°C 未満の低引火点ディーゼル油について、IGF コードの代替設計を適用するための方針について検討している。この中で、欧州国内を中心に、引火点 52°C のディーゼル油を船用燃料に使用するための調査が行われている。例えば DNV GL は、引火点 52°C のディーゼル油を燃料に使用する際のリスク評価を行い、引火点 52°C にすることにより、新たに発生する故障等はないと報告している。また、引火点 60°C、52°C、43°C の 3 種類の燃料の燃焼試験を行い、自己着火及び引火点の違いで危険性の違いはみられなかったと報告している<sup>11)</sup>。



### (3) バイオガスおよびバイオ LNG 市場

バイオガス（消化ガス）は、有機物から製造されるメタン、CO<sub>2</sub>を主成分とする可燃性ガスである。原料は大別して、(a) 動物性堆肥（家畜の糞尿等）、(b) 農業廃棄物、(c) 都市ゴミ（生ゴミなどの有機性廃棄物）、(d) 下水汚泥がある。バイオガスの組成は、原料ごとに違いがあるものの、主成分はメタンと CO<sub>2</sub>であり、それ以外には少量の硫化水素、アンモニア、有機ケイ素（以降、シロキサンと称す）、空気分を含む。表 4.1.3 にバイオガス中の制限対象物質の含有濃度例を示す。バイオガス中の CO<sub>2</sub>濃度は 30～60 %程度の範囲にあるなど、都市ガスや天然ガスと比べて、大量の不活性成分を含むことが大きな特徴となっている。なお、都市ガスや天然ガスにはメタン以外の低級アルカン（エタン、プロパン、ブタン）が含まれるが、バイオガスにはほとんど含まれない。バイオガス中に微量含まれる硫化水素は、金属やゴム部品を腐食させるため、脱硫装置による除去が不可欠である。さらに、バイオガス中に微量に含まれる含シリコン気体であるシロキサンは、エンジン内で燃焼した際にシリカ（SiO<sub>2</sub>）となって燃焼室内面に堆積し、エンジン部品を早期に摩耗、損傷させることがある。このため、バイオガスをエンジンで利用する場合はシロキサンも除去することが必要となる。

表 4.1.3 バイオガス中の制限対象物質の含有濃度例<sup>12)</sup>

制限対象物質	含有濃度	備考
硫化水素	500～2000 ppm	発酵槽内脱硫を行う場合は 100～500 ppm 程度
アンモニア	50～200 ppm	
シロキサン類	20～50 ppm	下水処理場の場合
メチルメルカプタン	10～30 ppm	
ジメチルサルファイド	10 ppm 以下	

バイオガスを燃料として船舶に搭載する際の課題としては、これらの有害物質を除去する必要があるという点であるが、有害物質の除去設備は陸用のバイオガス関連設備で既に使用されており、技術として確立している。

バイオガスの貯蔵形態には、高圧ガス貯蔵（常温で高圧化）及び液化ガス貯蔵（常圧低温で液化）が考えられる。高圧ガス貯蔵の場合、メタンは常温高圧下で液化しないが、CO<sub>2</sub>は常温時（20℃）、5.7 MPa 以上の加圧によって液化する。このため、バイオガスを高圧化すると、タンク内の一部の CO<sub>2</sub>が液化すると考えられる。また、液化ガス貯蔵（低温液化）の場合、メタンは常圧時（1 気圧）、-170℃程度で液化するが、CO<sub>2</sub>は常圧時、マイナス 78.5℃で昇華し、固体のドライアイスとなる。したがって、バイオガスを低温液化する場合、燃料成分であるメタンが液化する前にドライアイスが生成される。以上のように、バイオガスを船舶に貯蔵・運搬する場合は、CO<sub>2</sub>の液化や昇華が課題となる。さらにバイオガス中の CO<sub>2</sub>は不燃性ガスのため、質量当たりの発熱量が天然ガスの半分程度になる。このため、船舶への必要貯蔵量が增加することも課題である。

CO<sub>2</sub>に起因する貯蔵・運搬上の課題を解決するためには、バイオガスから CO<sub>2</sub>を分離・除去し、燃料成分であるメタンのみ液化して貯蔵・運搬することが有益と考えられる。これによって、以下の利点があげられる。

- ① 船舶への貯蔵する量を大幅に低減できる。
- ② 分離した CO<sub>2</sub>を地中や海底に貯留することで、バイオガス燃焼時の温室効果ガス発生量を大幅に低減できる。
- ③ 液化天然ガスに液化バイオ LNG を混合することによって、天然ガス燃料の低炭素化及びメタン価の向上が可能となる。
- ④ 天然ガスと同じ液化設備や貯蔵・供給設備、バンカリング設備、エンジンを利用することができる。

様々な不純物が含まれるバイオガスであるが、精製することによって天然ガスの主成分である

メタンを主成分とするバイオガスを製造することが可能である。ガス導管に注入できるレベルまで精製したものを欧州ではバイオメタンと呼んでいる。本報告書では、欧州同様にバイオガスを精製かつ液化することにより製造されるメタンを主成分とする液化燃料をバイオ LNG と呼称する。

英国ではこれらのバイオメタンの利用に関してグリーンガス証書の制度が整備されている。再生可能エネルギー電力証書のように、実際には化石燃料由来の天然ガスを消費していても、グリーンガス証書を利用することでバイオガスを利用したと等価に扱われるため、企業の気候変動対策にも利用され始めている。グリーンガス証書は、イギリスで開始された制度であるが、欧州の他の国にも類似の制度を導入する動きがあり、さらに国をまたがる取引制度も準備されつつある<sup>14)</sup>。

また、フランスではバイオメタンを導管注入した場合、化石燃料の天然ガスよりも高価に買い取るガス版の Feed-In-Tariff 制度が開始されたことから、バイオメタンのプラントを建設する動きが活発化している。欧州におけるバイオメタン生産プラントの立地状況を図 4.1.19 に示す。

導管に注入されたバイオメタンは、トラック等の CNG 車に利用されている事例が多いが、バイオガスを精製・液化することで、LNG 自動車や船舶での利用も可能となる。実際に、このようなバイオ LNG 製造の動きは欧州の一部で取り組みが始まっており、米国にも埋立処分場から発生するガスを精製・液化している事例が出現している。また、化石燃料由来の LNG に前述のグリーンガス証書を組み合わせてバイオ LNG として販売する事例も出現している（例：Titan LNG 社）。



図 4.1.19 欧州のバイオメタンのプラント立地状況<sup>13)</sup>

2018 年 6 月、フィンランド国営ガス Gasum の子会社で LNG 事業を展開する Skangas が、スウェーデンの Lidköping で製造したバイオ LNG をスウェーデンの海運会社 Furetank 社が所有する LNG 燃料船に供給した。同国のヨーテボリ（英語名 Gothenburg）港停泊中に、Truck-to-Ship (TTS) 方式でバンカリングを行ったものである。



図 4.1.20 Skangas の Lidköping にあるバイオガス・LNG 製造プラント<sup>15)</sup>



図 4.1.21 バイオ LNG が利用された LNG 燃料船 Fure Vinga<sup>16)</sup>

また、ノルウェーの製紙会社 Norske Skog Skogn は、製紙プロセスから排出される有機物と養殖業の魚の廃棄物を利用してメタン発酵を行っているが、2018 年 9 月に初めてバイオ LNG を製造した。製造されるバイオ LNG は、自動車分野を中心に利用される予定と発表されている。



図 4.1.22 Norske Skog Skogn のバイオ LNG 製造拠点<sup>17)</sup>

その他にも、2018 年 11 月にはノルウェーのクルーズ船事業者 Hurtigruten 社が、バイオ LNG の利用計画を発表した。2021 年までに LNG、バイオ LNG、二次電池で運航する 6 隻のクルーズ船を導入する計画としている。



図 4.1.23 バイオ LNG の導入を予定している Hurtigruten のクルーズ船<sup>18)</sup>

#### (4) 水素市場

将来のゼロエミッションエネルギー源として、利用時に CO<sub>2</sub> が排出されない水素エネルギーが期待されている。水素は将来の二次エネルギーの中心的役割を担うものとして有望視され、船舶の分野においても、水素の海上大量輸送実現や高効率・低公害の次世代船舶のエネルギー源として期待されている。一方、燃焼可能な空燃比の範囲（爆発限界の上下幅）が広いことや、分子量が小さく材料を通過・漏洩しやすいことなど、従来の液体燃料とは異なる扱いの難しさがある。以下、水素の一般的な特徴を以下にまとめる。

- ① 反応時に生成されるのは水だけであり、CO<sub>2</sub> が排出されない。
- ② 工業的には、炭化水素の水蒸気改質や部分酸化の副生成物として生産される（炭化水素ガス分解法）。
- ③ 将来的には、再生可能エネルギーを用いた水の電気分解やバイオマス等を原料とすることにより、化石燃料によらないで製造される可能性がある。
- ④ 低温で液化させると体積が 1/800 となる。
- ⑤ 分子量が小さく密度が低い。元素及びガス状分子の最軽量であるためガス漏れを起こし易い。
- ⑥ 常温常圧で安定であり、無色無臭の気体として存在する。
- ⑦ 人体への毒性は確認されていない。
- ⑧ 速い速度で拡散し、燃焼時の火炎伝播が速い。
- ⑨ 金属材料に侵入し、機械的特性を低下させる（水素脆化）。
- ⑩ 水素と酸素を混合した気体に火をつけると激しい爆発を起こす。
- ⑪ 空気中における燃焼限界（爆発限界）の範囲が広い。

水素を内燃機関の燃料に用いた場合、一般的に使用される化石燃料と燃焼の特性が大きく異なることに注意する必要がある。表 4.1.4 に、代表的な気体燃料であるメタンと水素の燃料特性及び燃焼特性を示す。水素はメタンに比べて気体状態における単位体積あたりの発熱量が 30%程度であり、メタンと同等の発熱量を熱機関に供給したい場合は約 3.5 倍の体積流量が必要となる。

その他の特徴として予混合燃焼における水素の燃焼速度はメタンの約 10 倍であることが挙げられる。すなわち、火炎の伝播速度が極めて高速であり、予混合燃焼方式の内燃機関では、何らかの燃焼速度抑制を行う必要が生じ得る。

水素の最小点火エネルギーはメタンの約 1/20 である。すなわち、水素はメタンと比較して極めて容易に点火する。特にレシプロエンジンでは点火制御が重要であるが、最小点火エネルギーが小さいことは意図しない点火が起こりやすいことを意味することから注意すべき特性である。

水素の着火温度はメタンに比べて 100℃程度低いが、LPG やガソリンなどと比較すると高い。このことは、予混合燃焼方式を採用するレシプロエンジンにとって圧縮比やノッキング特性の面で優位な特性である。

水素の可燃範囲はメタンに比べて広い。漏洩時には危険な特性となるが、内燃機関にとっては燃焼できる範囲が広いこと安定した燃焼が可能となり得る。



表 4.1.4 メタンと水素の燃料特性・燃焼特性の比較<sup>19), 20), 21), 22)</sup>

	単位	メタン(CH <sub>4</sub> )	水素(H <sub>2</sub> )	アンモニア(NH <sub>3</sub> )
分子量	(g/mol)	16.0	2.0	17.0
低位発熱量	MJ / kg	50.1	122	18.8
	MJ / Nm <sup>3</sup> (0°C,1atm)	35.8	10.7	24.4
最大燃焼速度	cm/sec.	37~38	270~290	7
最小点火エネルギー	mJ	0.29	0.015	170
着火温度	K	900~920	800~850	924
可燃範囲 (当量比)	%	5 ~15 (0.5~1.7)	4~75 (0.4~7.5)	16~25

現在、水素の95%以上は化石燃料から製造されており、残りは次塩素酸等薬品製造プロセス等で用いるの水の電気分解の際に、副産物として製造されるものが多い。水素の製造源としては、化学プラントで自家消費するものが約5割、副生水素が4割、販売用が1割弱の水準となっている。副生水素とは、鉄や過塩素酸等の目的製品を製造する際に、製造プロセスの特徴上付随的に発生してしまう水素のことを指すが、日本において副生水素生産量の大部分は製鉄に伴うものである<sup>23)</sup>。

水素の最大の需要となっている化学工業分野では、アンモニアの合成に利用される他、製油所や製鉄では脱硫や還元プロセス中で消費される。その他の用途では、C1化学品の合成や樹脂原料等として、また、太陽電池等半導体の製造プロセスや食品の製造原料として利用される。

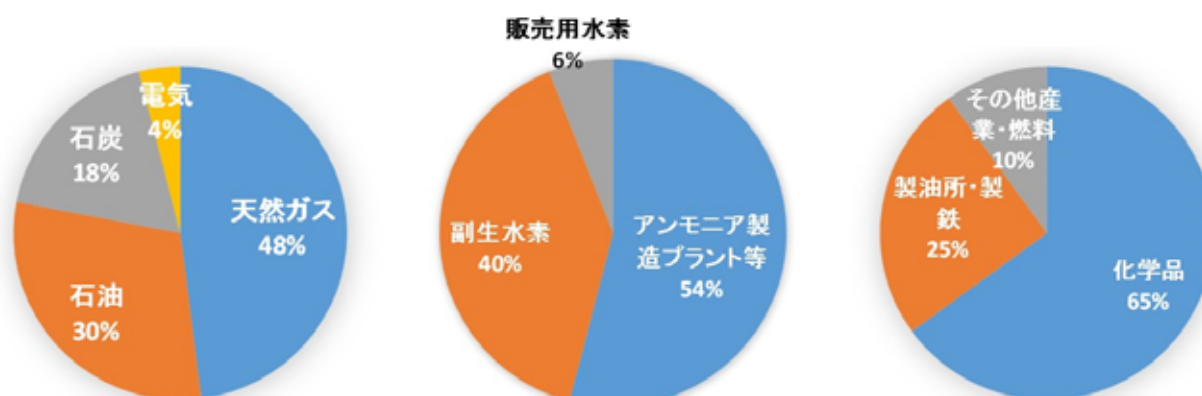


図 4.1.24 水素製造エネルギーソース内訳 (左)、水素製造目的内訳 (中)、水素需要部門 (右)<sup>23), 25)</sup>より作成

#### (5) アンモニア市場

アンモニアは分子式  $\text{NH}_3$  で表される無機化合物であり、メチルシクロヘキサン (MCH) と同様にクリーンかつ貯蔵が水素より容易な水素キャリアとして研究されている<sup>26)</sup>。アンモニアは以下のような特徴を持つ。

- ① アンモニアは条件次第で燃焼し、燃やしても  $\text{CO}_2$  を発生しない。
- ② 常温常圧では無色の気体で、特有の強い刺激臭を持つ。
- ③ アンモニアは液化しやすく、 $20^\circ\text{C}$  では  $0.857 \text{ MPa}$  で液化するため低温が必要な水素と比較して輸送が容易である。また沸点がマイナス  $33^\circ\text{C}$  ( $1 \text{ atm}$  条件下) と高い。
- ④ 粘膜に対する刺激性が強い。高濃度のガスを吸入した場合、短時間で気道や肺に重大な損傷を引き起こす可能性がある(例えば、米国の AEGL 開発諮問委員会が定めたある基準では、致死レベル(AEGL-3)は 10 分間で  $2700 \text{ ppm}$ 、目や粘膜などに不快な刺激を感じるレベル(AEGL-2)は 10 分間で  $220 \text{ ppm}$  とされている)。
- ⑤ アンモニアは  $17.8 \text{ mass\%}$  の水素含有量を有し、液体系水素化物の中では著しく大きな値を示す。

一方、アンモニア貯蔵の課題としては、銅合金の応力腐食割れが生じるといった腐食性、人体健康影響があるといった課題、それらに伴う漏洩対策などがあげられる。

アンモニアは、体積あたりの水素貯蔵量が大きく、容易に液化が可能である。さらに、製造・輸送・貯蔵まで一貫した技術が整備されているなどの観点から、エネルギーキャリアとしての適用性が高いと考えられている。一方、輸送・貯蔵技術は既に存在することから、技術開発における課題は、供給・製造及び利用技術が中心である<sup>27),28)</sup>。

一般に、アンモニア合成にあたっては、空気由来の窒素と化石燃料由来の水素を高温高压にし、触媒上で反応させることで合成し、工業的に製造されている。GHG 削減の観点からは、アンモニア製造時に発生する  $\text{CO}_2$  を低減し、 $\text{CO}_2$  フリー  $\text{NH}_3$  の合成を可能とすることが重要な目標とされている。このような目標を達成するため、太陽熱のような再生可能エネルギーを用いて製造された水素を原料にアンモニア合成を行う取り組みがなされている。また、合成における  $\text{CO}_2$  低減の観点から低温・低圧下で効率的にアンモニアを合成できる新たな触媒の研究開発も進められている<sup>28)</sup>。

世界のアンモニア生産の約 4 割は中国が占めており、ロシア、米国と農業の盛んな国が続いている。米国は安価なシェールガスを原料に生産能力を徐々に拡大している状況であり、その他新興国でも内需の増加に伴い生産能力の拡大が見られる。直近の傾向としては人口増加にもかかわらず世界全体の生産量は微増にとどまる。日本におけるアンモニア生産量は減少しており世界生産量の 1% 以下の水準であるが、他国と異なり廃プラスチックを原料にアンモニアを製造するなど先進的技術を活用している。ライフサイクルアセスメントにおいては、有価物に  $\text{CO}_2$  排出量をアロケーションすることから、この場合、固体  $\text{CO}_2$  (ドライアイス) が有価で販売されるため、ドライアイス側に  $\text{CO}_2$  排出量がかかることになる。一方で、ドライアイスの国内需要は小さいため、 $\text{CO}_2$  が有価で引き取られなくなった場合は別途評価が必要となると考えられる。

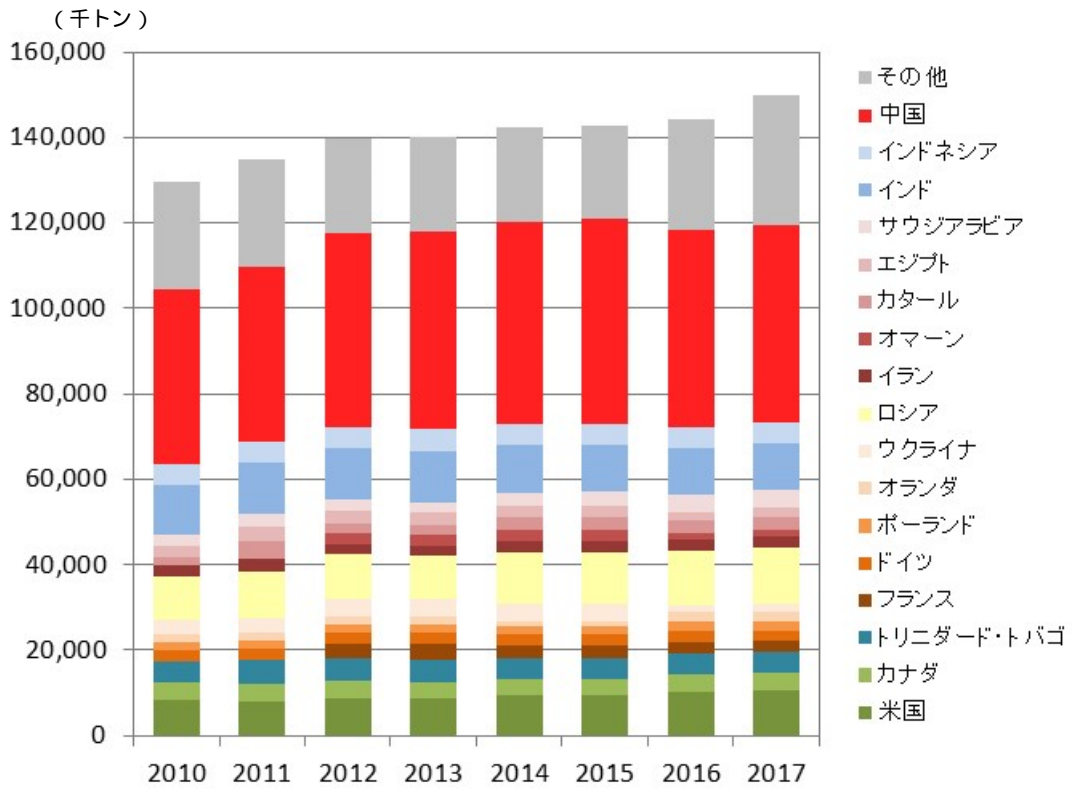


図 4.1.25 世界におけるアンモニア生産量の推移 <sup>29)</sup>より作成

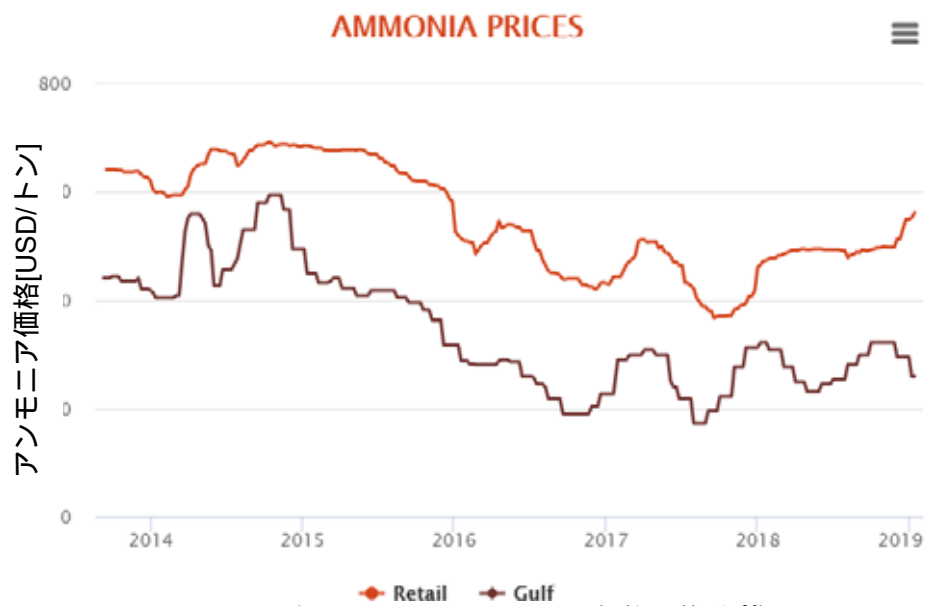


図 4.1.26 米国におけるアンモニア価格の推移 <sup>30)</sup>



図 4.1.27 に世界におけるアンモニアの用途別需要を示す。アンモニアの現在の主要用途は農業用肥料であり 8 割弱が肥料として消費される。このほかは、2 割程度が工業用原料として消費されている。工業用としては、メラミン樹脂や薬品、爆薬等に使われている。現時点では船舶においてアンモニアが燃料として使われている例は世界のどこにもない状況であるが、陸上では後述する通りアンモニアを燃料に利用した自動車の事例や、ガスタービンの事例がある。

日本においては、内閣府の戦略的イノベーション創造プログラムや NEDO 研究開発事業等において、陸上でアンモニアを燃料として利用する技術（燃料電池・エンジン・タービン等）が研究されている。

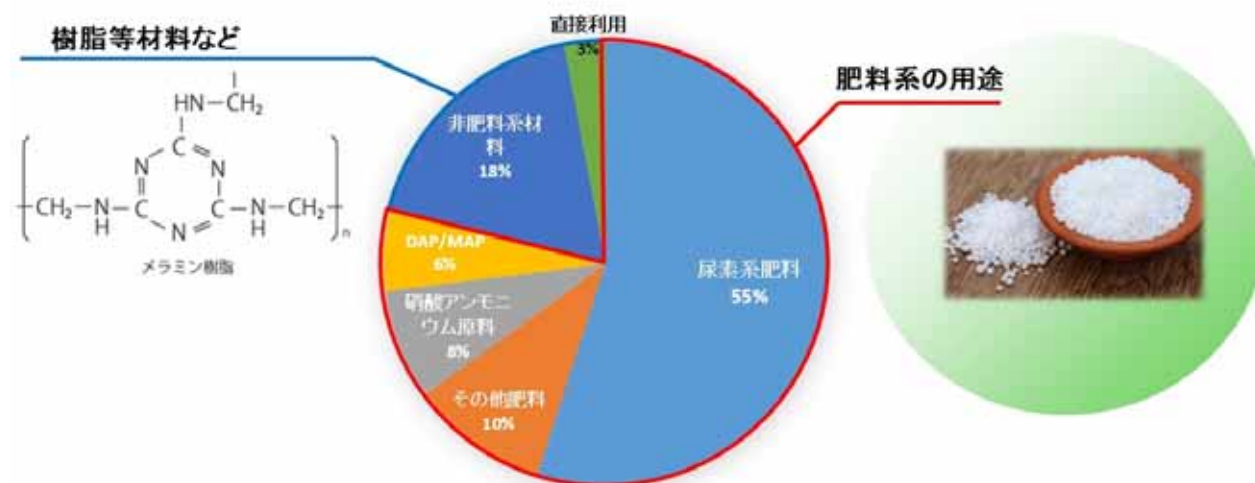


図 4.1.27 世界におけるアンモニアの用途別需要 <sup>31)</sup>より作成

(6) 船舶における低・脱炭素燃料使用の現状に関するまとめ

図 4.1.28 に 2015 年の船舶燃料の内訳を示す。現状では、LNG 以外の低脱炭素燃料であるバイオ燃料や水素は、船舶用途としては実証的に使われ始めた段階にあり、量としてはほとんど利用されていない。また、生産量においても国際海運における燃料消費をまかなえるほどの市場規模がないというのが現状であり、図 4.1.30 に示すように重量ベースの生産量では LNG と比較して 30～60%程度の水準である。

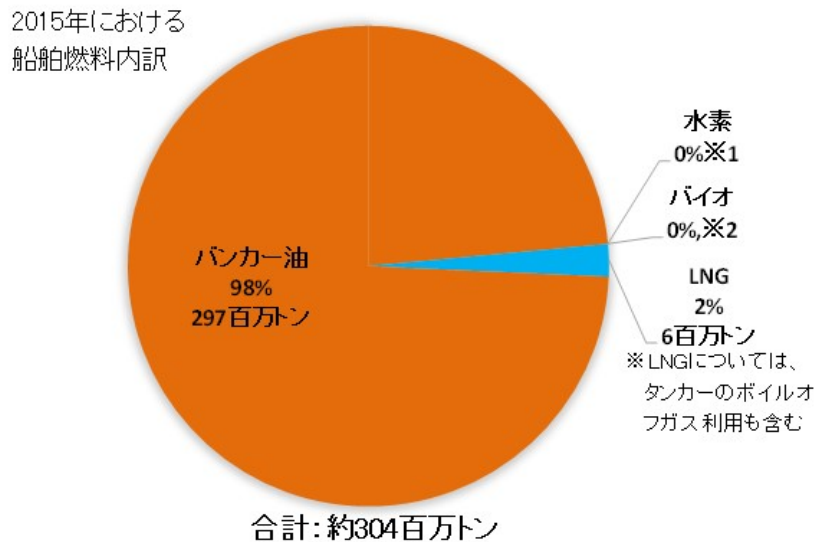


図 4.1.28 船舶燃料に占める燃料種の割合 <sup>34)</sup>より作成

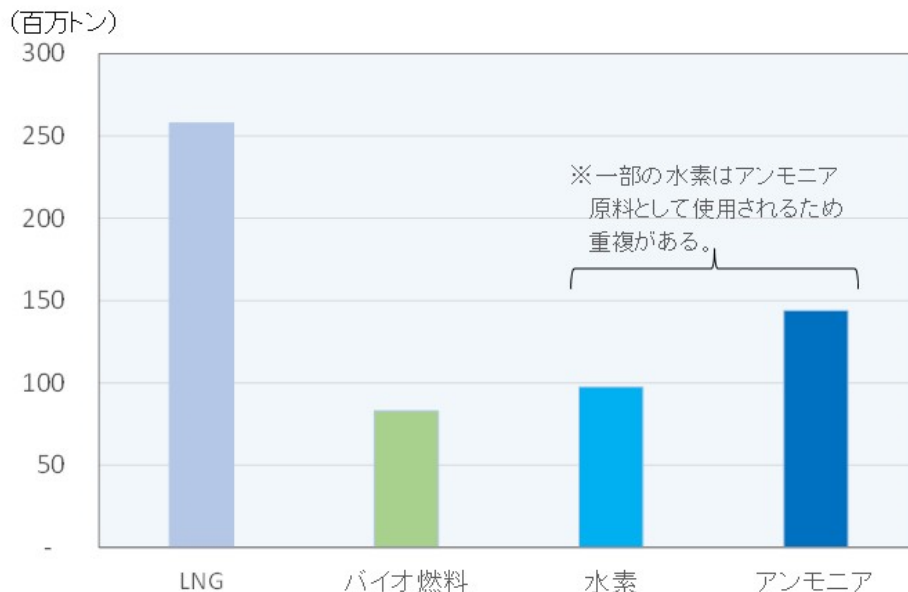


図 4.1.29 LNG、バイオ燃料、水素、アンモニアの世界市場規模の比較 <sup>1),9),25),29)</sup>より作成

現状では、海運セクターの燃料消費量 (2015 年) を熱量ベースに換算すると、図 4.1.30 に示す通り概算で 11.4 ペタ英国熱量単位 (以下、BTU) となる。これに対し全世界中における天然ガスの生産量は熱量換算ベースで約 139 ペタ BTU、LNG は約 16.2 ペタ BTU、バイオ燃料のうちディーゼルが約 1.1 ペタ BTU、エタノールが約 2.3 ペタ BTU、アンモニアは約 3.2 ペタ BTU となる。天然ガスや LNG は既に海運における燃料消費量を上回る市場規模があるが、アンモニアやバイオ燃料においては、その生産量は国際海運における燃料消費量より熱量ベースで少ないということが図 4.1.30 より読み取れる。

水素やアンモニアは工業原料としての利用が主体であり、燃料として利活用していくためには

既存の生産設備やエネルギー源ではなく、新たなエネルギーソースからの供給を創出していく必要があるが、現状ではバイオ燃料や水素、アンモニア等は従来型の化石燃料よりも高価であり、政策的なインセンティブやCO<sub>2</sub>排出量のキャップを設定する等の施策がないと需要が増加せず、新たなエネルギーソースからの供給が増加しないままCO<sub>2</sub>削減の目標年を迎える危険性がある。

従って、今後のGHG削減シナリオの分析や政策・制度的な支援の検討につなげるためには、主要国が定めている各代替燃料の普及促進政策や導入義務量、ならびに技術開発動向とその成果に基づく普及促進効果の状況を調査することが重要になる。

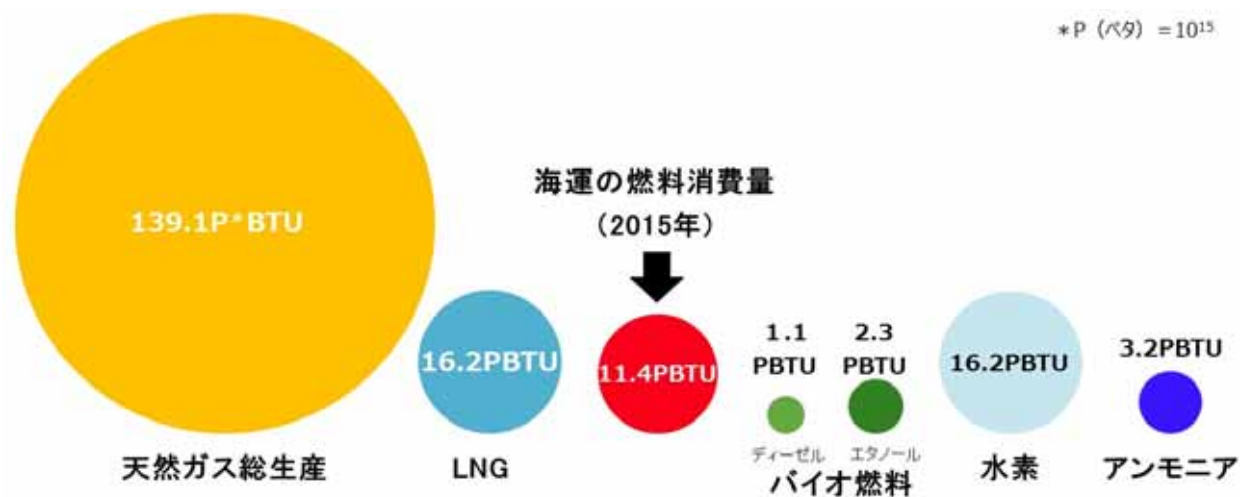


図 4.1.30 天然ガス、LNG、バイオ燃料、水素、アンモニアの世界の市場規模の比較 (熱量ベース) <sup>35)</sup>

#### 4.1.4 技術開発動向の調査

##### 4.1.4.1 低炭素燃料の技術概要、供給ポテンシャル、普及見通しに関する調査

###### 4.1.4.1.1 天然ガス

###### (1) 普及の見通し～世界全体の地域別生産量／消費量～

世界の天然ガスの将来見通しについて概観する。国際エネルギー機関等の将来の見通しでは、世界の天然ガスの生産量および消費量は堅調に増加していく見通しである。地域別生産量で見ると、シェールガスの増産が見込まれる北米が現在よりいっそう生産量の増加が見込まれており、現在の輸出国であるロシア、中東も引き続き大きな割合を占める見通しである。地域別消費量では、アジアでの需要拡大が大きく見込まれている。

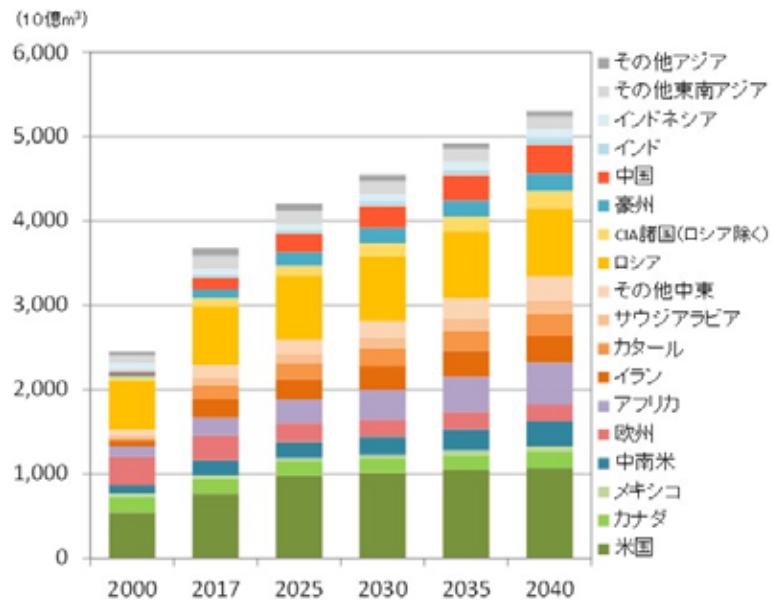


図 4.1.31 世界の天然ガス生産量の見通し（地域別） 4)より作成

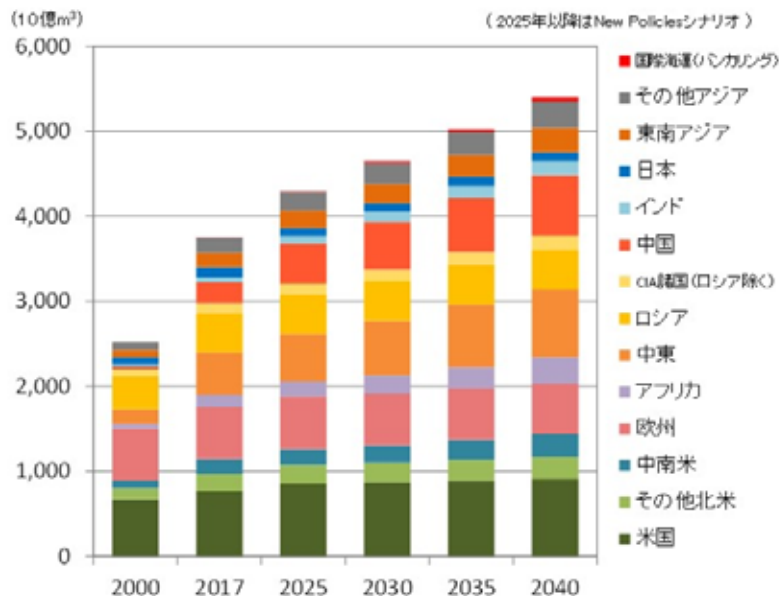


図 4.1.32 世界の天然ガス消費量の見通し（地域別） 4)より作成

天然ガス市場の拡大に伴い、世界の天然ガス貿易量は需要拡大と共に増加する見通し。特に、LNG 貿易量はパイプラインによる貿易量を超える見通しで、全体に占めるシェアは現在の 9 % から 14 % に拡大すると見られている。

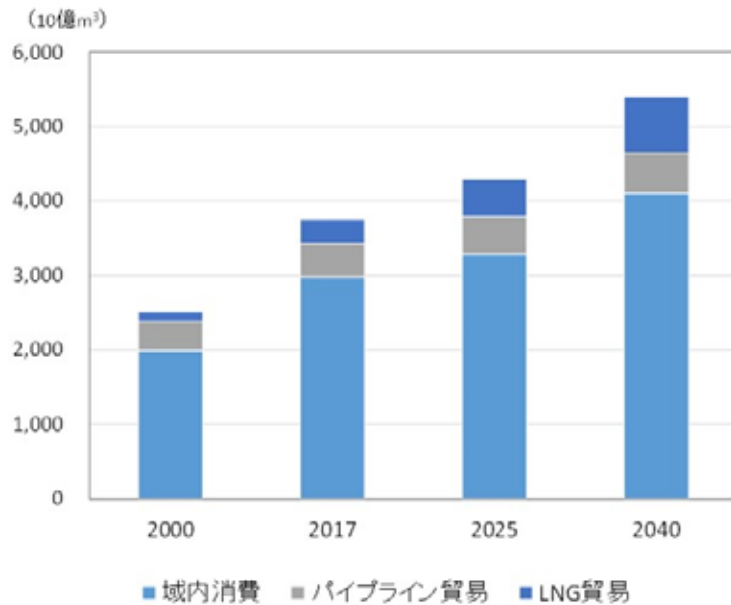


図 4.1.33 世界の天然ガス貿易量の見通し (4), 36)より作成

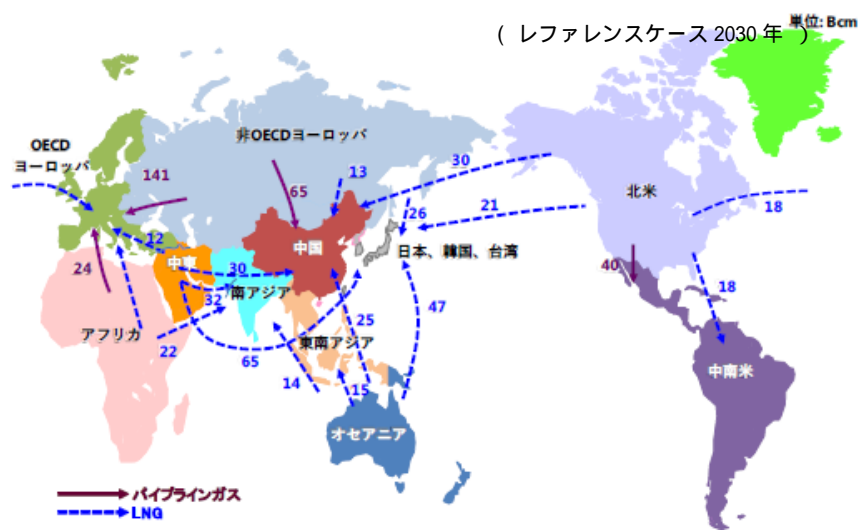


図 4.1.34 世界の天然ガス貿易 (主要地域間) 36)

LNG のアジアの輸入量は、2030 年には全体の 5 割に達し、その後もシェアが拡大する見通しである。日本や韓国、台湾といった従来からの LNG 輸入国の消費量が伸び悩む一方で、中国の輸入量が約 4 倍と大幅に拡大すると推測されている。

生産量では、カタール、オーストラリア、米国が三大輸出国となるが、ロシアやその他の地域における生産も増加すると見られている。

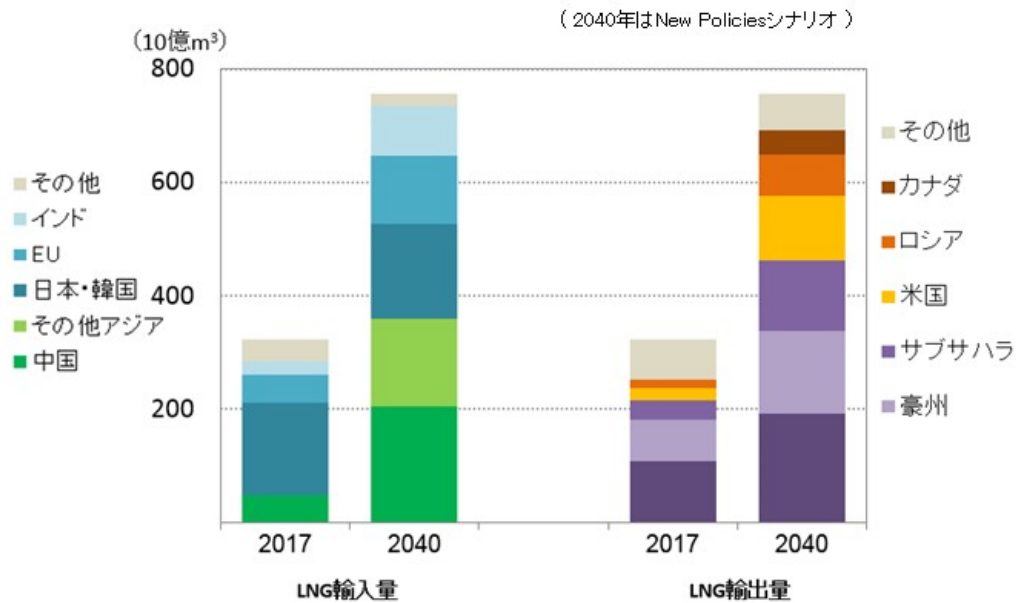


図 4.1.35 世界の LNG 生産量/輸入量の見通し (地域別) 4)より作成

IEA による国際海運分野における燃料の将来見通しでは、2040 年に船舶燃料の 13.3%を LNG が、3.1%をバイオマスが占める見通しである。LNG バンカリング設備数は、図 4.1.37 に示す通り、2018 年 4 月 1 日現在世界全体で 67 設備が既に稼働しており、未完成の投資決定済み設備を合わせると 93 設備となり、設置検討中も含めると稼働中設備の約 2 倍となる 131 設備が今後稼働する可能性がある。

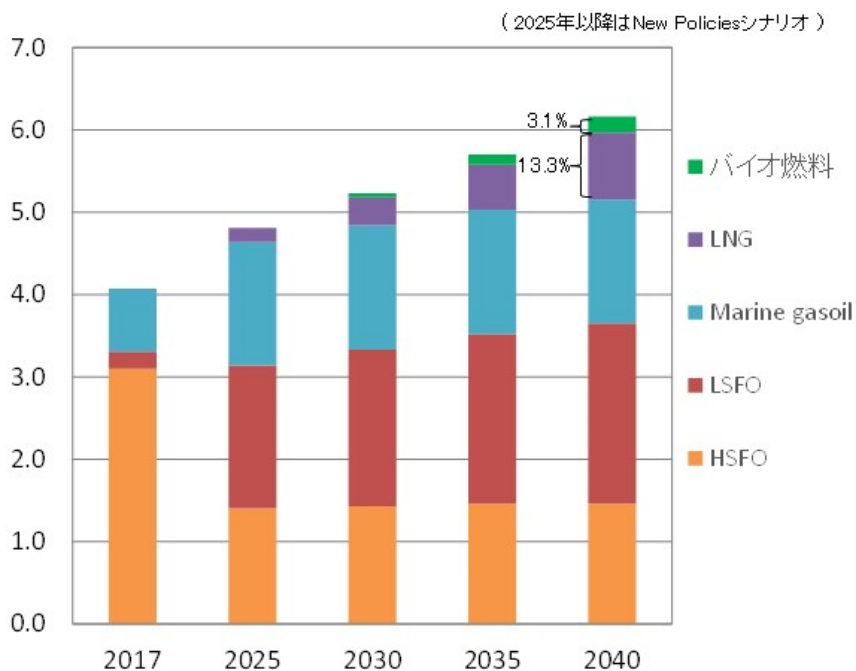


図 4.1.36 船舶燃料における LNG・バイオ燃料の将来普及見通し 4)より作成





図 4.1.37 LNG バンカリング設備の地理的分布<sup>37)</sup>

## (2) 天然ガスの船舶における燃焼・利用技術の現状と課題

天然ガスを船舶で利用する技術は既に実用化されており、ガスエンジンとガスタービンが主流である。まず、ガスエンジンは、大別して高圧（20～30 MPa）の天然ガスを圧縮後のシリンダ内に直接噴射しディーゼル燃焼（噴流拡散燃焼）させるガスインジェクション方式（GI: Gas Injection）と、あらかじめ燃料と空気を燃料希薄の状態と混合した予混合気をシリンダ内に供給し圧縮後に着火・燃焼を行う希薄予混合燃焼方式（リーンバーン方式）に分けられる。

GI 方式は噴流拡散燃焼方式であるため局所燃焼温度の制御が困難であり、NOx 排出量が多くなる。このため NOx 排出量規制である Tier III を満足するには排気再循環（EGR）や NOx 選択還元触媒（SCR）などの NOx 低減技術を適用する必要がある。高圧ガスの製造・取扱が必要であることに欠点を有するが、異常燃焼が生じない安定した燃焼が可能である。なお、高圧ガス噴流は着火性が低いため、着火を補助する目的で燃料油によるパイロット噴射を行う必要がある。一方リーンバーン方式は空気と燃料の混合割合を調整することで燃焼温度を低く制御することができ、NOx 排出を抑制できる。しかし、予混合燃焼特有の異常燃焼（ノッキング、失火、過早着火）が発生しやすいことが課題である。このため、現在の船用リーンバーンガスエンジンは、燃焼技術、制御技術、モニタリング技術を適切に組み合わせることによって、この異常燃焼を抑制・回避している。また、未燃燃料の排出割合が GI 方式と比べて多いことも課題となる。

以下、現状で既に開発されている低速 2 ストロークガスエンジン及び中速 4 ストロークガスエンジンについて述べる。

### ① 低速 2 ストロークガスエンジン

#### (a) MAN Energy Solutions 製 ME-GI

MAN-ES 製 ME-GI エンジンは GI 方式のデュアルフューエル低速 2 ストロークエンジンである<sup>38)</sup>。GI 方式であるため、25～30 MPa の高圧天然ガスを製造し、エンジンに供給する。エンジン単体で NOx Tier III を満足することができないため、排気再循環（EGR）を適用している。高圧ガス製造法には大別して、LNG タンクから取り出した液化天然ガスを気化した後に高圧ガス圧縮機を用いて製造する方法と、液化天然ガスを高圧ポンプと高圧気化設備を用いて製造する方法がある。前者は BOG も圧縮することができるため、エンジンで BOG を有効利用できる、後者は高圧ガス製造に要する消費電力を抑えることができるといった特徴がある。燃料ガス噴射系統は、Window Valve、圧力センサ、高圧ガスインジェクタからなる。インジェクタへのガス供給は Window Valve によって制御されており、高圧ガスインジェクタの噴射期間を含む短期間のみバルブが開き、燃料が供給される。この仕組みによって燃焼室へのガスリークを二重に防止できる仕組みになっている。Window Valve と高圧ガスインジェクタ間のガス圧力はモニタリングされており、高圧ガスインジェクタの漏れ、閉塞等の異常を即座に検出できるようになっている。最大定格時の平均有効圧力はディーゼルモード、ガスモードともに 1.9～2.1 MPa である。

## Comparison of emissions from an HFO burning and a gas burning

### 70ME type engine

Estimated emissions 6S70ME-C		Estimated emissions 6S70ME-GI	
Load 100%	g/kWh	Load 100%	g/kWh
CO <sub>2</sub>	577	CO <sub>2</sub>	446
O <sub>2</sub> (%)	1359	O <sub>2</sub> (%)	1340
CO	0.64	CO	0.79
NO <sub>x</sub>	11.58	NO <sub>x</sub>	8.76
HC	0.19	HC	0.39
SO <sub>x</sub>	10.96	SO <sub>x</sub>	0.88
PM (mg/m <sup>3</sup> )	0.54	PM (mg/m <sup>3</sup> )	0.34

図 4.1.38 排ガス性状の比較<sup>38)</sup>

#### (b) Wärtsilä 低速 2 ストローク 低圧 X-DF

図 4.1.39 に示す Wärtsilä 低速 2 ストローク 低圧 X-DF は、リーンバーン方式のデュアルフェューエル低速 2 ストロークエンジンである。エンジン単体で NO<sub>x</sub> TierIII を満足することができる。天然ガスインジェクタはシリンダライナ中間位置に設置されており、適切なタイミングで噴射することによって、掃気過程で燃料ガスが排気管へ吹き抜けることを防止している。ガスバルブユニットへの供給ガス圧力は 1.6 MPa であり、リーンバーン方式の中・高速 4 ストロークガスエンジンに比べると高い圧力であるが、GI 方式に比べると大幅に低い。圧縮後のシリンダ内予混合気への着火には、パイロット着火式副室燃焼方式が採用されている。リーンバーン燃焼方式はノッキングや失火等の異常燃焼に課題がある。筒内圧力センサやシリンダライナに設置したノックセンサによって異常燃焼を検出し、検出された場合はガス噴射量を調整することで、異常燃焼を収束させる。異常燃焼が収まらない場合はディーゼルモードへ切り替える。異常燃焼の発生特性は燃料組成の影響を強く受けることが知られている。このため、本エンジンでは、供給ガスのメタン価が 65 以下に低下した場合は出力制限を受ける。燃焼特性に重要な影響がある空気過剰率は、ウエストゲートバルブの開度によって調整される。最大定格時の平均有効圧力は、異常燃焼の制限を受けることからガスモードで 1.73 MPa と GI 方式より低くなっている。



図 4.1.39 X-DF の掃気、圧縮・燃料噴射、燃焼過程<sup>39)</sup>



## ② 中速4ストロークガスエンジン

現在開発されている中速4ストロークガスエンジンは、全てリーンバーン方式であり、このためNOx排出率はエンジン単体でNOx排出量のTierIII基準を満足することができる。

カタログやProject guideが入手可能な資料をもとに、船用の中速4ストロークガスエンジンの開発状況について調査した。調査対象は、機関回転速度500~1,000 min<sup>-1</sup>、シリンダ直径200 mm以上とした。なお、同一のシリンダ直径、ピストン行程であった場合でも気筒数や定格回転速度、補機/主機、排気規制対応などによって多くの仕様に分かれる。各エンジンの全ての仕様を調査対象とすると煩雑となるため、今回の調査では直型6気筒（※Wärtsilä V31DFはV型のみなので8Vの仕様を抽出）、回転速度はBMEPがより高い仕様、主機（FPP、CPP、発電主機を含む）を対象に抽出した。また、国内エンジンメーカーとして川崎重工業株式会社、ダイハツディーゼル株式会社、新潟原動機株式会社、ヤンマー株式会社を、国外エンジンメーカーとしてCaterpillar Mak、Hyundai Himsen、Wärtsilä、MAN Diesel & Turboを対象とした。調査結果から、国内エンジンメーカーではシリンダ直径が350 mm以下のガスエンジンが開発されており、出力範囲は4 MW以下であった。一方、国外エンジンメーカーは、シリンダ直径が300~500 mm程度の大直径のガスエンジンも開発しており、気筒数は直列5気筒から最大V型20まで存在し、出力範囲は最大18 MWであった。

船用ガスエンジンのディーゼルエンジンに対する基本性能を把握するために、上記のProject guide等から入手したデータを基にしてディーゼルエンジンとガスエンジンの軸端平均有効圧力（BMEP）及び熱効率を比較した。図4.1.40に単気筒出力に対する軸端平均有効圧力および単気筒出力と熱効率の関係を示す。同図からディーゼルエンジンは2.6 MPa付近であるが、ガスエンジンは2.1 MPaにあることがわかる。このことから、同じ体積のガスエンジンとディーゼルエンジンを比較すると、ガスエンジンの方が、15%程度限界出力が低くなると推測される。このため、ディーゼルエンジンと同じ出力を得るためにより大きなガスエンジンの設置が必要になる。同様に図4.1.40の右図から単気筒出力と熱効率の関係に着目すると、熱効率はディーゼルエンジンとガスエンジンで概ね同程度であることがわかる。

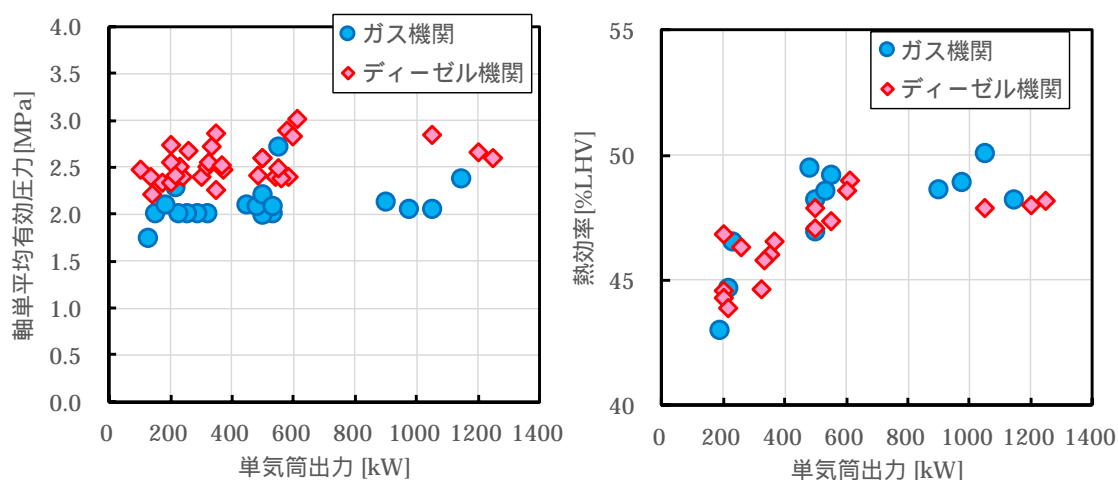


図 4.1.40 単気筒出力と軸端平均有効圧力の関係（左）および単気筒出力と熱効率の関係（右）

## ③ ガスエンジンのメタンスリップ

ガス燃料船に搭載されるリーンバーンガスエンジンは、比較的高効率かつクリーンな排気が得られることから、ガス燃料船の動力システムに適していると考えられる。一方、メタンスリップと呼ばれる、排ガス中に含まれる未燃メタン（CH<sub>4</sub>）による温室効果ガスの排出に関する懸念が指摘されている。ここでは、リーンバーンガスエンジンを搭載し、実際に運航しているガス燃料船の排ガス実船調査の結果を報告した文献の概要について示す<sup>40)</sup>。対象の船舶は、LNG燃料を使用した大型外航カーフェリー「Viking Grace」（フィンランド船籍）である。本船は、ガス燃料と重油燃料を同時に使用するデュアルフューエルのリーンバーンガスエンジン4機を発電機として電動機を駆動し、2軸のプロペラシャフトにより推進する電気推進船である。表4.1.5に当該船の主要目を示す<sup>41)</sup>。

表 4.1.5 対象ガス燃料船「Viking Grace」の主要目<sup>41)</sup>

トン数	57000
長さ	218.0 m
幅	31.8 m
船速	22 knot (40.7 km/h)
旅客定員	2800
船員数	200
主機要目	Wärtsilä 8L50DF、 7600kW×4
燃料	LNG、A 重油

文献<sup>40)</sup>では、本船の運航中の排ガス計測を行い、全炭化水素（THC：Total Hydro Carbon）排出の状況について報告している。この結果、当該船舶の THC 排出率は 0.5～2.7 g/kWh 程度であり、その 85%は CH<sub>4</sub>であったと報告している。CH<sub>4</sub>は温室効果係数が CO<sub>2</sub>に対して約 25 倍（GWP-100 年、AR4）と、高い数値を示す<sup>42)</sup>。このため文献<sup>40)</sup>では、温暖化ガスである CH<sub>4</sub>の排出の制限と制御が重要であることが指摘されている。

#### ④ ガスタービン

主に海外企業により、船用ガスタービンが開発・実用化されている。図 4.1.41 は 2015 年の船用ガスタービンのシェア（軍艦等含む）を企業別にまとめたものである。なお、ここで示しているガスタービンは天然ガス用のほかに、油燃料を用いるものも図 4.1.41 のシェアの母数に含まれている。

ガスタービンは小型で高出力が得られるといった長所があるが、タービン単体の熱効率は 30～40%程度であり、一般に大型ディーゼルエンジンと比べて熱効率が低い。タービン単体、あるいはシステムとしての熱効率向上が課題であると考えられる。

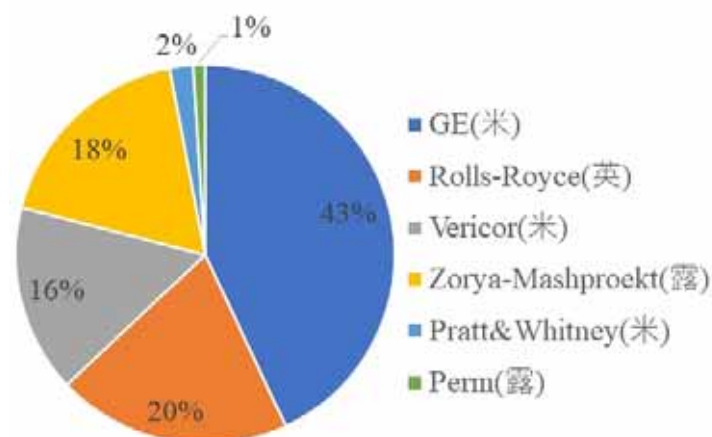


図 4.1.41 船用ガスタービンのシェア (2015 年、軍艦等含む)<sup>43)</sup>

#### ⑤ 天然ガス改質型燃料電池

現在外航船において実用・普及段階にはないが、天然ガスの利用方法の一つとして、天然ガス改質型燃料電池がある。天然ガス改質型燃料電池は、天然ガス等の水素を含む燃料を触媒や熱分解により水素ガスとその他のガス成分に分解し、得られる水素ガスをを用いて燃料電池セルで発電する方式の燃料電池であり、家庭用ではエネファームとして実用レベルで普及している。

基本的な仕組みとしては、燃料・改質系設備が設けられ、改質されたガスを用いる。燃料・改質系設備は、図 4.1.42 に示すように、脱硫器、改質器、CO 変成器、CO 除去器などで構成される。改質器内の燃焼ガス加熱などの安全性の確保、水素生成速度の制限による発電負荷追従性、負荷停止・減少時の余剰水素の処理などに課題がある。

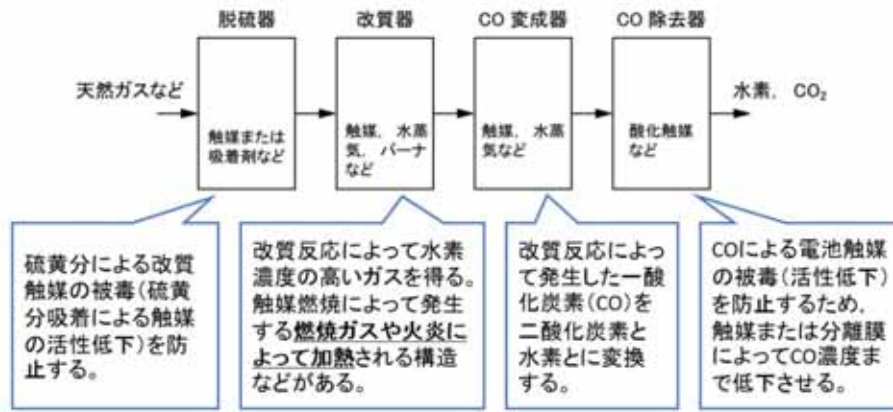


図 4.1.42 燃料・改質系設備の構成例

(3) 船舶燃料としての天然ガスの利用技術の現状および課題

船舶から排出される大気汚染物質の低減及び使用可能な燃料の選択肢拡大の観点から、欧州を中心に、天然ガスを燃料に使用するガス燃料船の建造が進められてきた。IMOは、天然ガス燃料船の安全確保を目的とした安全基準の検討を行い、2009年11月に「天然ガス機関を使用する船舶の安全に関する暫定ガイドライン」を策定した。さらに安全要件を義務化するため、SOLAS条約附属書の改正及びIGFコードの策定の作業が継続され、2017年に発効した。表4.1.6にIGFコードの構成の概要を示す。

表 4.1.6 IGF コードの構成の概要

章	項目	主な内容
1	序文	コード制定の背景
<b>A 部 一般</b>		
2	総則	適用、定義、代替設計に関する規定
3	目標と機能要件	油燃料船と同等の安全性及び信頼性を保つこと
4	一般要件	爆発影響の最小化に関するリスク評価を求める
<b>A-1 部 LNG 燃料船に特化した要件</b>		
5	船舶設計及び配置	燃料タンクの配置、機関室の配置
6	燃料格納システム	燃料タンクの詳細な設計要件
7	材料及び配管設計	燃料タンク、燃料配管に使用する材料や厚さ
8	燃料の補給	ガス燃料補給時の方法
9	消費機器への燃料供給	燃料配管の二重化
10	推進及び発電機	天然ガスを使用する機関、ボイラ及びタービンの設計要件
11	防火	燃料タンク等から他の区画への隔離距離を規定
12	防爆	燃料漏れの検知と燃料供給の遮断
13	通風	通風装置の回転数
14	電気設備	防爆型の電気設備を要求
15	制御、監視、安全装置	燃料タンクの液位監視、ガス検知器の設置要件
<b>B-1 部</b>		
16	製造、試験	燃料タンクに用いる材料の試験方法
<b>C-1 部</b>		
17	操練	船員の操練の要件
18	運用要件	保守、バンカリング要件
<b>D 部</b>		
19	訓練	船員の資格、配乗、訓練の要件

天然ガスの貯蔵方法は、大別して液化天然ガス方式（LNG：Liquefied Natural Gas）と圧縮天然ガス方式（CNG：Compressed natural gas）がある。以下、それぞれの方式の特徴及び技術課題について述べる。

#### ① 液化天然ガス方式

液化天然ガス方式では、天然ガスをマイナス 162℃まで冷却し、液体にすることで貯蔵・運搬する。液化することで常温常圧の天然ガスに対して 1/600 の容積まで高密度化が可能となる。本方式では、低温液化ガス特有の以下の課題を有する。

液化天然ガス貯蔵方式を採用した場合、貯蔵容器への入熱によって LNG が気化する現象（ボイルオフ）が課題となる。ボイルオフはタンクへの入熱によって発生するため、断熱性能を高めることによって抑制することができるが、タンクの完全な断熱は不可能なため、ボイルオフガス（BOG：Boil off gas）が発生する。BOG が発生するとタンク内圧が増加するため、内圧を適切に保つようにタンク外にガスを放出させる必要がある。タンクからの BOG 発生量は一般的にボイルオフ率（BOR：Boil off rate）で評価される。BOR は、1 日あたりの BOG 量とタンク容積の割合で表され、近年発表されている LNG 輸送船の BOR は 0.1 %/day 以下が達成されている<sup>44)</sup>。LNG 燃料船では、LNG 輸送船と比べてタンクが小型化し、貯蔵容積に対する入熱面積の比率が大きくなるため、一般に BOR は増加する。BOG は燃料の損失であるため、再液化やエンジン燃料として利用することが有益である。

BOG に起因する問題として燃料の濃縮現象（Wethering）がある。BOG は液化温度の低い低沸点組成から選択的に放出される。このため、BOG が放出されるに伴ってメタン以外の炭化水素が濃縮される。濃縮現象によって LNG のエタン、プロパン、ブタン濃度が高まると、燃料の耐ノッキング性を示す指標であるメタン価が低下する。低いメタン価でリーンバーンガスエンジンを運転した場合、ノッキングを発生する危険が高まり、出力制限をが必要になる可能性があるためメタン価をモニタリングする等の対策が必要である。

BOG の発生に影響する因子として、スロッシングとロールオーバーがあげられる。スロッシングとは、タンクおよび船体の波による運動に合わせて内部の液体が動揺する現象である。スロッシングが発生すると内部の激しい攪拌と内面の熱伝達率増加によって BOG の発生量が増大する。スロッシング対策としては、構造上スロッシングが発生しにくい角形タンクを採用するとともに、タンク内部に隔壁を設置することが有効である<sup>45)</sup>。

BOG を異常発生させる現象にロールオーバーがある。密度の異なる LNG を補給した際などにタンク底部に重質層、上部に軽質層が留まり二層状態となる。この状態が継続すると上部は BOG の発生によって重質化し、下部は入熱による温度上昇によって密度が低下していく。これに伴って上下層の密度差が小さくなっていき、ある時点で上下層の急激な混合が生じる。このとき下部層にあった LNG は過加熱状態にあるため、その内部エネルギーを放出し BOG 量を急激に増大させる。これを防ぐためには、タンク内が層状化しないように、温度計測により監視するとともに上下層を混合させる機構を導入することが有効である。

図 4.1.43 及び図 4.1.44 は、製品化されている LNG 貯蔵設備の一例である。

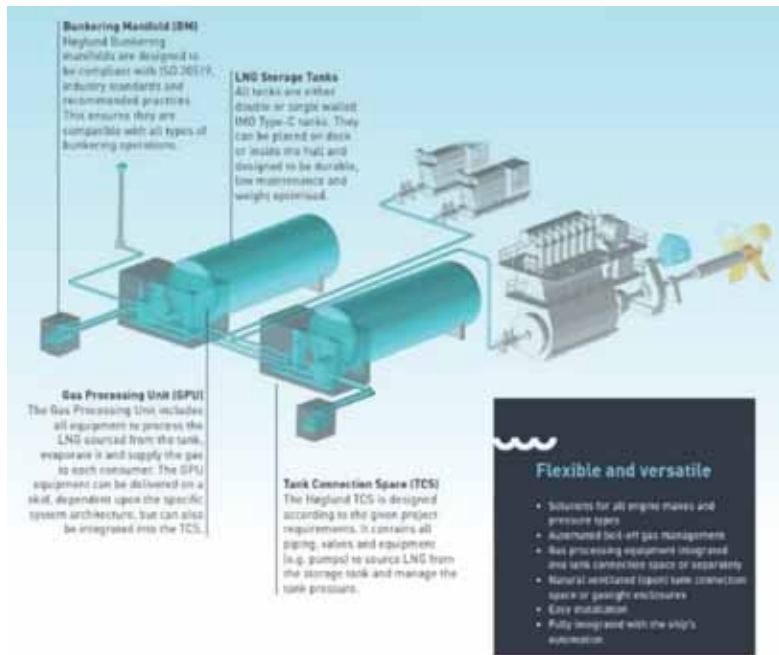


図 4.1.43 Høglund 社製 LNG Fuel Gas Supply System (FGSS)<sup>46)</sup>

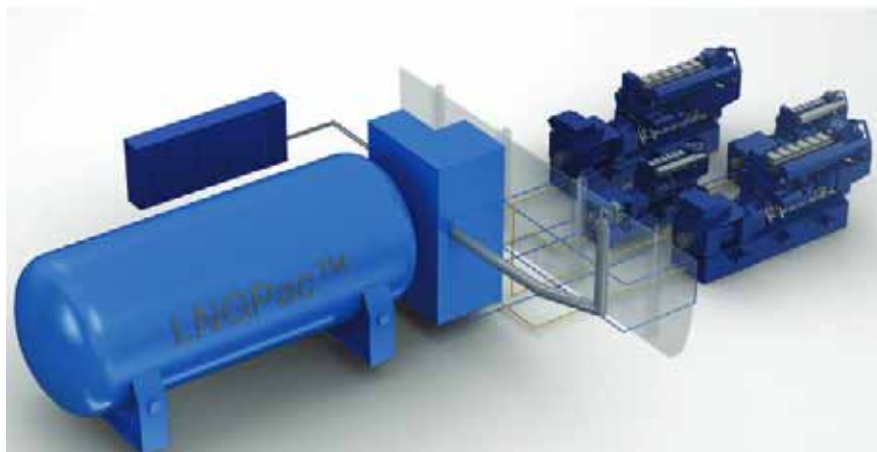
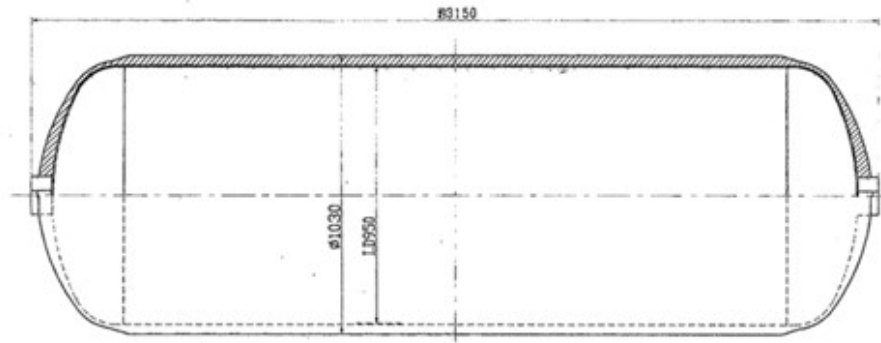


図 4.1.44 Wärtsilä 製 LNGPac<sup>TM</sup> 47)

## ② 圧縮天然ガス方式

圧縮天然ガス方式は、耐圧気密タンクに、15～25 MPa 程度に圧縮した天然ガスを気体で充填して貯蔵・輸送を行う方式である。15～25 MPa での貯蔵では常温常圧の天然ガスに対して 1/150～1/290 の容積まで高密度化が可能である。圧縮天然ガス方式は既に乗用車やトラックやバスに普及している技術であり、港湾に天然ガスパイプラインが敷設されている場合は、比較的容易にガス圧縮設備を導入することができると考えられる。さらに前述の液化天然ガス方式と比較して、気化設備、ボイルオフガス処理設備、断熱設備などが不要で構成設備が簡素であること、さらに低温の液化ガス貯蔵における BOG に起因する課題が存在しないことは大きな利点である。

タンク素材には金属製とコンポジット製（金属製ライナーを炭素繊維や樹脂などで補強した複合素材）がある。金属製タンクでは、製造費用は安価なものの容量確保のために大径化・高圧化すると肉厚が増加してタンク重量が増加する。一方、コンポジット製タンクでは、軽量のタンクを実現できるが、開発・製造費用が高額であることが課題となる<sup>48)</sup>。さらに、圧力容器の強度特性上、タンク長さの増大は比較的容易であるが、直径の大型化は困難である。文献<sup>48),49)</sup>で紹介されている CNG 輸送船を想定したタンクの直径は、最大でも 1 m 程度である（図 4.1.45 参照）。大型の天然ガス燃料船でこのような貯蔵方式を採用した場合は多数本のタンクを搭載することが必要となり、金属製タンクでは重量面、コンポジットタンクでは開発・製造費用の面に課題がある。



最高充填圧力	25MPa
計算内容積	約2,000ℓ (充填ガス量 約490m <sup>3</sup> , 約360kg)
計算重量	約590kg
充填ガス	天然ガス
ライナー	アルミニウム合金製 5mm
ヘリカル層	炭素繊維 16mm
フープ層	炭素繊維 19mm

図 4.1.45 検討されたコンポジットタンク 49)



#### 4.1.4.1.2 バイオ燃料

バイオ燃料の原料及び製造プロセスは多岐にわたり、それぞれ CO<sub>2</sub> 削減効果やコストが異なる。船舶用のバイオ燃料は主としてバイオディーゼルや利用初期段階にあるバイオアルコールが主となるが、化石燃料由来のディーゼル燃料と比較して保存の面等で課題がある。LNG 運搬船や LNG 燃料船では、化学構造の点から化石燃料とほぼ同一の性状を持つバイオ LNG 等を混合して利用することは技術的に容易であり、普及が見込まれるところである。

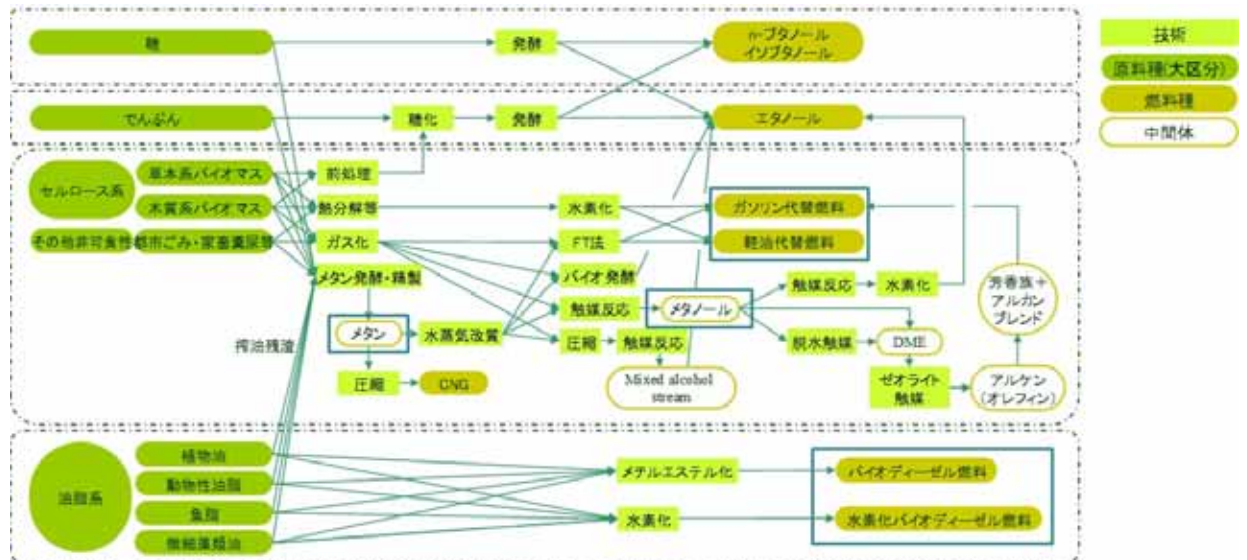


図 4.1.46 バイオマス系燃料の多様な合成パスの例

既に紹介した通り、持続可能性の観点から第二世代バイオ燃料と第三世代バイオ燃料が将来のバイオ燃料として注目されている。NEDO の「セルロース系エタノール生産システム総合開発実証」では、パルプ廃棄物やコーヒー粕等からエタノールを製造する第 2 世代のバイオ燃料技術開発を三友プラントサービス株式会社等が実施した。実証プラント試験の結果を用いた LCA 評価において、ガソリン比で 50 %以上の CO<sub>2</sub> 削減を達成し、3 万 kL/年のモデルケースでは平均 70 円/L 程度までコスト低減可能性ありとの試算結果も示されている<sup>50)</sup>。

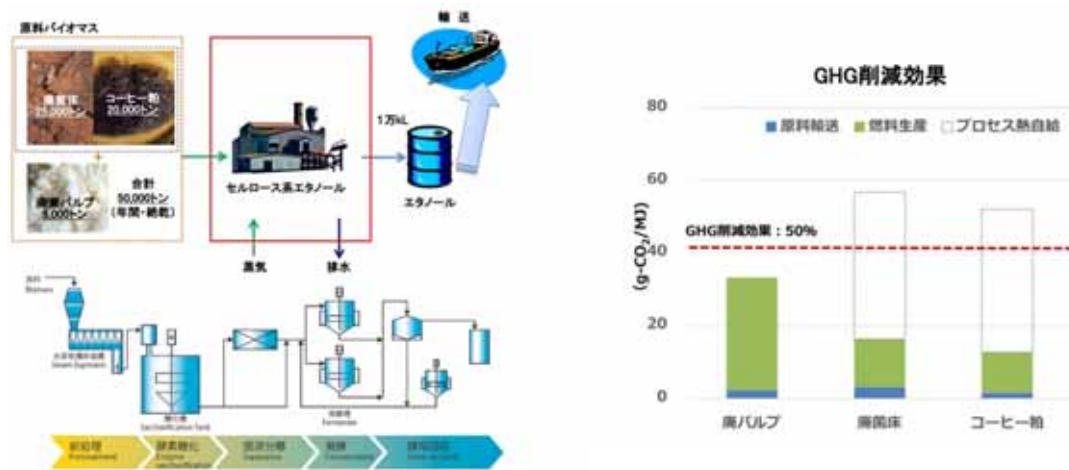


図 4.1.47 プロセスイメージおよび原料別プロセス別 GHG 削減効果<sup>50)</sup>

次に第 3 世代バイオ燃料技術の例（藻類系/国内）について紹介する。米国エネルギー省の調査では、単位面積当たりの藻類由来のバイオマス生産性は植物油の 60 倍以上となることが示されており、植物油に代替するバイオ燃料としてパイロットプラントレベルで研究開発が行われているが現状では屋外での藻類の安定的な培養や、藻類からの燃料の精製コスト低減が課題となっている。NEDO では、実証プラントでの研究を通じ、バイオジェット燃料 (ASTM D7566 規格準拠)

生産可能な技術を開発し、2030年のジェット燃料予想価格120円/Lを達成する筋道を示すための研究開発を進めているが、現在生産コストが現在約1万円/Lの水準であり従来型化石燃料と比較すると100倍以上の水準である。ユーグレナ社は、2018年に竣工した実証プラントで藻類からバイオジェット燃料を、廃食油からバイオディーゼル燃料を製造する計画である。

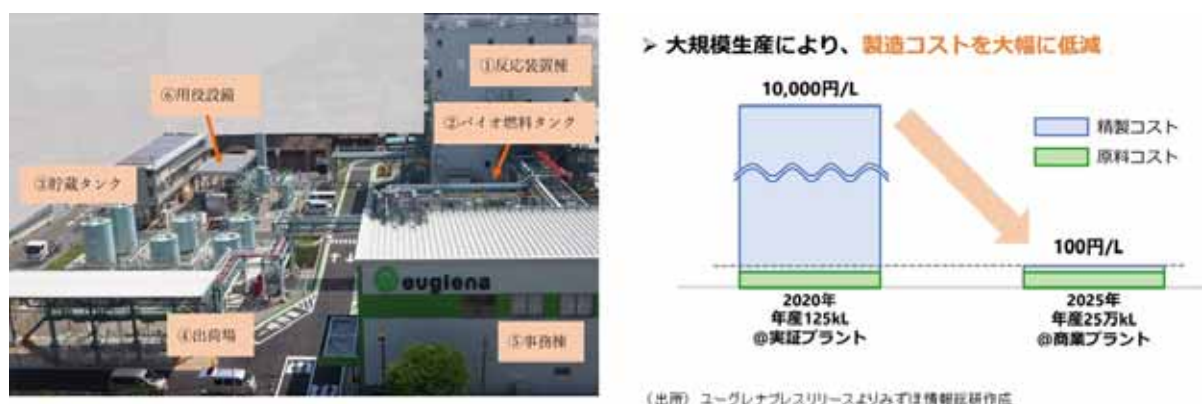


図 4.1.48 プロセスイメージおよび原料別プロセス別 GHG 削減効果<sup>51)</sup>

液体バイオ燃料であるバイオディーゼル及びバイオエタノールは、陸上利用分野において規格化されており、既に実用化されている。船舶の分野においても、いくつもの実証試験が行われている。表 4.1.7 にバイオ燃料の利用状況を示す。同表には主要な国のバイオエタノールとバイオディーゼルの原材料と混合割合が記載されている。

また、バイオ燃料の利用にあたっては、トウモロコシや小麦などは食糧との競合が問題視されている。廃食油はこの点は非常に理にかなった使用方法である。一度付加価値のある料理用に使用して不要となった廃食油をただ燃やして廃棄するのではなく、燃料として使用してエネルギーを利用するためである。食糧との競合を避けるためには、一度食品原料に使用したが廃棄されるものや、賞味期限が切れた食料を燃料として使用するのが望ましいと考えられる。

バイオエタノールに関して、日本の自動車分野では E3 (3%バイオエタノール) までは混合が認められている。ブラジルでは E25 (25%バイオエタノール) が義務付けられ、E100 (100%バイオエタノール) まで選択可能であり、E100 でも自動車による運転実績がある。

バイオディーゼルについては、日本の自動車分野では B5 (5%バイオディーゼル) までは混合が認められている。ヨーロッパでは B7 (7%バイオディーゼル) までの混合が認められている。また、日本において、バイオディーゼルを製造している会社の社有車や、京都市のごみ収集車で B100 (100%バイオディーゼル燃料) の使用例がある。

表 4.1.7 陸上で利用されているバイオ燃料の原材料と利用状況（2015 年作成）<sup>52)</sup>

	バイオエタノール		バイオディーゼル	
	原材料	混合率	原材料	混合率
アメリカ	トウモロコシ	E10	大豆	B10
カナダ	穀類	E5	大豆	B2
ブラジル	サトウキビ	E25	大豆	B5
欧州	小麦、大麦	E10	菜種、ひまわり	B7
インド	糖蜜	E10	ジャトロファ	B10
タイ	キャッサバ、糖蜜	E5	パーム油	B5
インドネシア	キャッサバ、サトウキビ	E2	パーム油	B10
マレーシア			パーム油	B5
フィリピン	糖蜜	E10	ココナツ	B5
日本	糖蜜、小麦	E3	廃食油	B5

※ E10 はバイオエタノール 10%混合ガソリン、B10 はバイオディーゼル 10%混合軽油を意味する。

船用燃料の規格としては、ISO 8217 2017 Fuel Standard for marine distillate fuels 規格に、バイオディーゼル (BDF) の一種である FAME (脂肪酸メチルエステル、Fatty Acid Methyl Ester) を最大 7%含有する規格が加えられた。船舶においては、動力源のほとんどがディーゼルエンジンであるため、ディーゼル油の代替燃料としてバイオディーゼルが有望と考えられる。また、大多数の船舶の場合、ディーゼルエンジンを大幅に改造することなくこれらのバイオ燃料使用できることが大きな利点であるが、バイオディーゼルの混合により排気ガスの性質が変化することには注意が必要である。

バイオディーゼルが排ガスに与える影響としては、米国の環境保護局 (EPA) の 2002 年の報告が多く引用されている (図 4.1.49)。一般に、バイオディーゼルの軽油への混合比を増やすと、窒素酸化物 NO<sub>x</sub> は増加し、粒子状物質 PM、炭化水素 HC、一酸化炭素 CO は減少する。図 4.1.49 では、バイオディーゼルをエンジンで燃焼した場合、軽油と比較して NO<sub>x</sub> が 10%上昇するが、CO、PM は 50%近く削減され、炭化水素 (HC : Hydro Carbon) は 70%近く減少している。

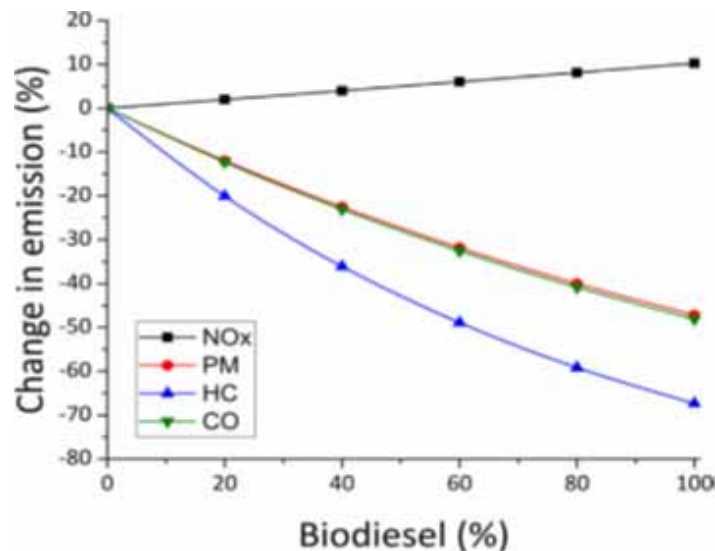


図 4.1.49 バイオディーゼルの排ガス削減効果 (軽油を 0 として換算)<sup>52),53)</sup>

図 4.1.50 及び図 4.1.51 は、海上技術安全研究所の船用ディーゼルエンジンでバイオ燃料の燃焼実験を行った結果である<sup>52)</sup>。ディーゼルエンジンの緒元は表 4.1.8 に示す。燃料としては、軽油、A 重油、C 重油、日本の廃食油から製造した BDF (FAME)、料理用の菜種油、料理用のパーム

油、廃食油を用いている。その結果、BDF (FAME) はすべての運転条件でスモーク濃度が軽油より低く、良好な燃焼であった (図 4.1.50)。NO<sub>x</sub> は米国の環境保護局 (EPA) の 2002 年の報告<sup>53)</sup>と同様、高くなる傾向が確認された (図 4.1.51)。

バイオディーゼルをディーゼルエンジンで使用する場合は次の課題がある。

- ① NO<sub>x</sub> 排出量の増加への対応が必要となり得る。
- ② エンジンオイルへのバイオディーゼル混入による動粘度変化並びに酸化による劣化の対策が必要となり得る。
- ③ バイオディーゼルは軽油と比較して蒸発性が悪いため、アイドリング時 (低負荷運転時) に燃焼悪化の懸念がある。
- ④ パーム油から作られたバイオディーゼルは、温度が低下すると (一般的に約 15°C 以下)、凝固するため、冬期や寒冷地での使用には配管の詰まりや燃焼不良に注意が必要である。

表 4.1.8 船用 4 ストロークディーゼルエンジンの諸元<sup>52)</sup>

Manufacturer	Mitsui Iron Works
Model	MU323D GSC
Type	4 Stroke cycle diesel engine (Turbo Charged, Water Cooled)
Number of cylinders	3
Cylinder bore	230 mm
Stroke	380 mm
Maximum continuous output	257.4 kW (350PS)
Maximum continuous speed	420 rpm
Brake mean effective pressure	1.77MPa
Compression ratio	13
Fuel injection nozzle	Φ0.32 mm × 7

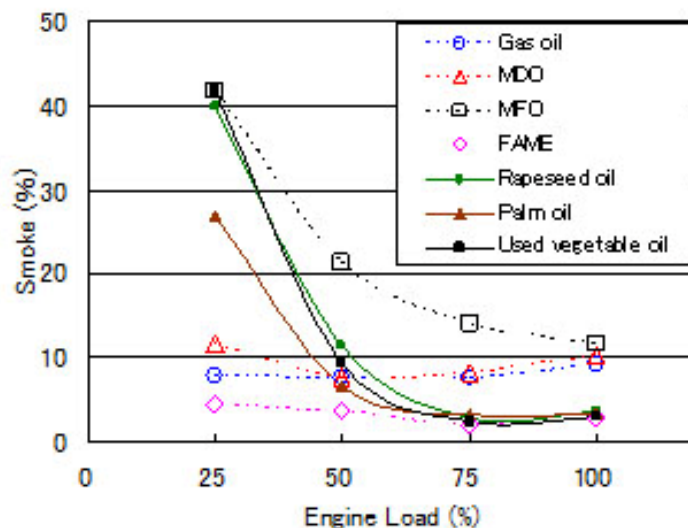


図 4.1.50 燃料の種類がスモーク濃度に与える影響<sup>52)</sup>



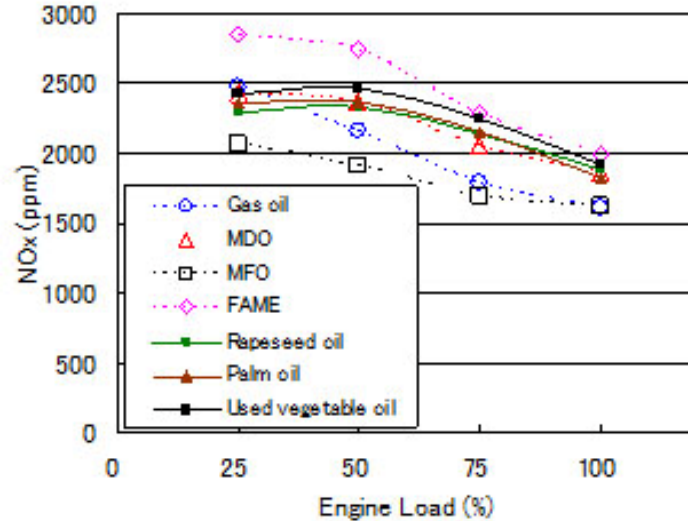


図 4.1.51 燃料の種類が NOx 濃度に与える影響<sup>52)</sup>

ディーゼル自動車においては、植物油をエステル化処理したバイオディーゼル（BDF）が使用されている。エステル化処理をしていない植物油（未加工の植物油）は粘度が高く、セタン価（軽油のディーゼルエンジン内での自己着火のしやすさ、ディーゼルノックの起こりにくさを示す数値であり、軽油の着火性を表す。セタン価が高いほど自己着火しやすく、ディーゼルノック）が低い。加工していない植物油を自動車用ディーゼルエンジンに直接使用すると、カーボンの付着や累積を招いたり、潤滑油の劣化を招いたりするなどの問題が生じる。また、流動点がやや高いので、寒冷地での始動性にも問題が生じる。一方、大型の船用ディーゼルエンジンにおいては、高粘度の C 重油（HFO、MFO）でも加熱して粘度を低下させて使用していることから、エステル化処理をしていない植物油も使用できる可能性がある。

Robert Ollus ら<sup>54)</sup>は、パーム油を船用ディーゼルエンジン「Wartsila 32 diesel engine」に用いてエンジン実験を行っている。その結果、パーム油を使用した場合、HFO（C 重油）に比べて NOx は同等、CO は 50 % 以上増加、THC は半減、SOx 及び PM は大幅に低減したと報告されている。

上述のとおり、海上技術安全研究所では、船用ディーゼルエンジン（表 4.1.8 参照）でバイオ燃料の燃焼実験を行ってきた。その結果、エステル化処理していないバイオ燃料であっても高負荷運転ではスモーク濃度が軽油より低く良好な燃焼を示し、船用ディーゼルエンジンではエステル化処理していないバイオ燃料でも直接燃焼できることを確認している。しかし、低負荷運転では、スモーク濃度が高く、燃焼が悪化することが確認されている（図 4.1.50 参照）。

そこで、海上技術安全研究所の船用ディーゼルエンジン（表 4.1.8 参照）の燃料噴射系を燃料噴射制御が可能になるように改造した<sup>55),56)</sup>。図 4.1.52 に示すように、機械式燃料噴射装置に自動車の電子制御燃料噴射装置を付加することで、安価に、また既存のエンジンに比較的容易に適用できる燃料噴射装置を開発した。既存の機械式燃料噴射装置に電子制御噴射装置を加えることから、ハイブリッド・インジェクション・システム（HIS）と命名した。

この船用ディーゼルエンジンに、A 重油（MDO）、粗パーム油（CPO）から製造した BDF（FAME）、粗パーム油（CPO : Crude Palm Oil）を供給してエンジン稼働実験を行い、排気特性を調べた結果を図 4.1.53、および図 4.1.54 に示す。CPO は高負荷時でスモーク濃度が A 重油より低く、良好な燃焼である。また、CPO は低負荷時でスモーク濃度が A 重油より高くなるが、燃料噴射制御（プレ噴射）により大幅に改善できることなどの知見が得られた。以上の検討より、エステル化処理をしていない植物油をディーゼルエンジンで使用する場合、下記の課題が考えられる。

- ① 長期使用時、インジェクタや燃料フィルタなどの燃料システムの汚損や腐食、ピストン頂部やピストンリングなど燃焼室内の汚損や腐食、排気弁や過給機など排気システムの汚損や腐食などへの対応が必要となり得る。
- ② 植物油の劣化（酸化）や不純物の析出などの貯蔵安定性に課題がある。
- ③ ゴム、樹脂、金属などの部材に与える影響がある。ゴムの膨潤の対応にはゴム部をフッ素系

樹脂等に変更することが有効である。逆止弁等の配管部品が固着するなどの問題への対応には、黄銅からステンレス鋼に変更することが有効である。

- ④ エンジンオイルへ植物油の混入による動粘度の低下（増加）や酸化劣化についての対応が必要となり得る。
- ⑤ NOx 排出量を低減するための対応が必要となり得る。
- ⑥ エンジン低負荷運転で燃焼悪化の懸念がある。低負荷運転での燃料噴射制御による燃焼改善などの技術が必要となり得る。
- ⑦ パーム油は温度が下がっていくと（約 40℃以下）、固体に変化していく。燃料タンクでの燃料加熱と燃料ラインの加熱が必要である。特に、燃料フィルタ部分に詰まり燃料が流れなくなる原因になるため、燃料フィルタの部分の加熱が重要である。

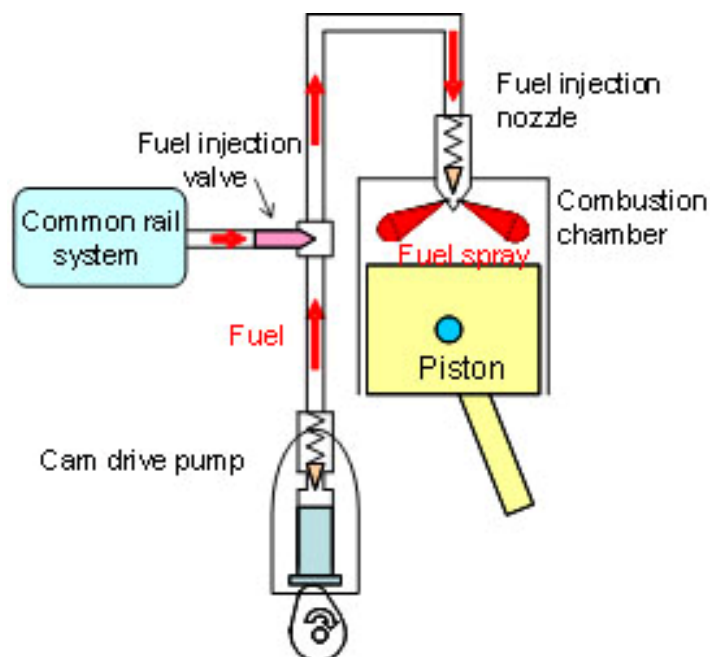


図 4.1.52 ハイブリッド・インジェクション・システム (HIS)

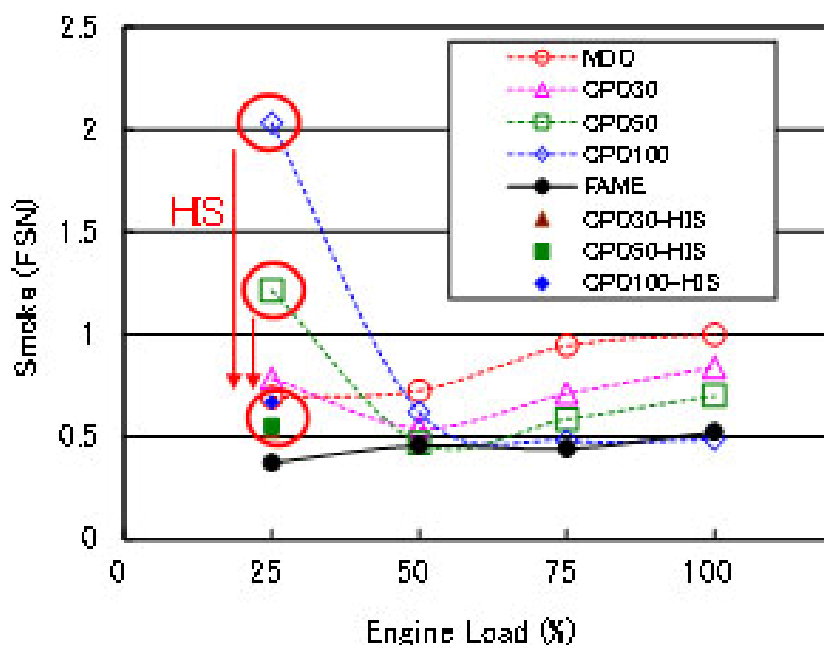


図 4.1.53 燃料の種類がスモーク濃度に与える影響

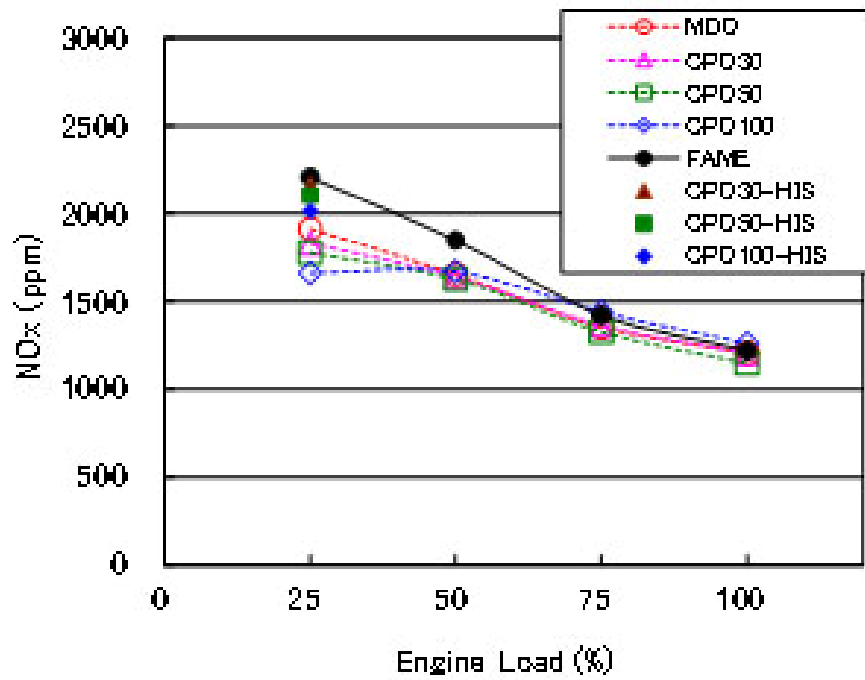


図 4.1.54 燃料の種類が NOx 濃度に与える影響



#### 4.1.4.1.3 水素および合成燃料

##### (1) クリーンな水素の製造方法

水素は天然には大量に存在しないため現在では約 95%が化石燃料の改質から製造されており、熱量あたりの CO<sub>2</sub> 削減効果がほとんどないか、場合によっては化石燃料よりも CO<sub>2</sub> 排出量が増加してしまう。そのため、再生可能エネルギー由来電力による水の電気分解によって製造する Power to Gas (PtG) 等の技術が実証試験レベルで検討されている。輸送段階の際にはエネルギー密度の高い液体水素が用いられているが、アンモニアや有機化合物として海外から運搬する実証試験が行われており、後述するとおり、アンモニアはそのまま燃料としての利用が検討されている。

水素は燃料電池・水素エンジン・水素タービン等で利用することが可能で、CO<sub>2</sub> と反応させ合成メタンやアンモニアに変換し、あるいは合成メタノールのように扱いやすい液体燃料に変換し利用する場合もある。

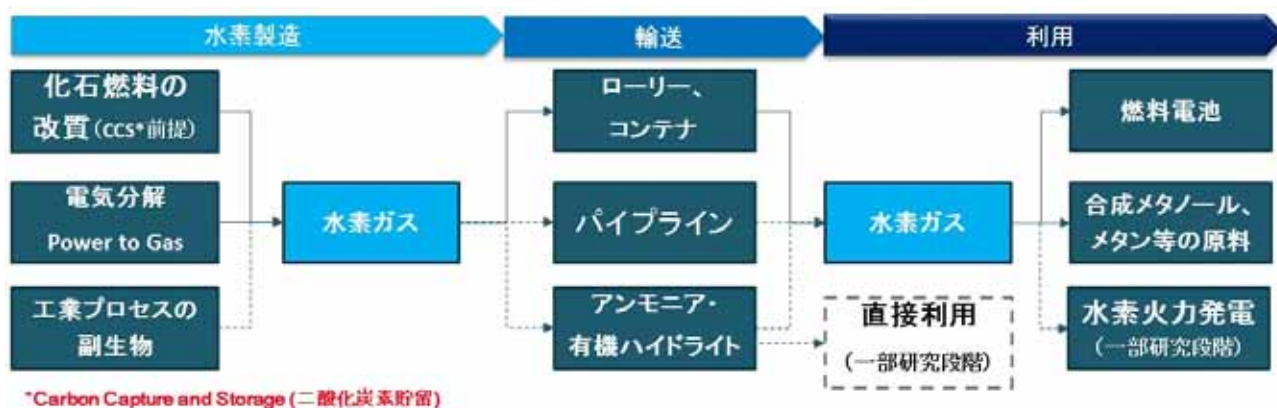


図 4.1.55 水素のサプライチェーンのイメージ

Power to Gas は電気分解によりエネルギーガスを生産する技術であり、e-fuel とは電気分解により得られた水素、大気中や火力発電所など大規模排出源から得た CO<sub>2</sub> 等と水を原料として合成メタンや各種液体燃料（ガソリン・軽油代替等）、化学品原料（メタノール等）を得る技術で、後者は e-fuel とも呼ばれる。電力源として再生可能エネルギーを用いることで、大幅な CO<sub>2</sub> 排出量削減が期待される。

ビジネスモデルとしては、低炭素輸送用燃料（水素・メタン等）や低炭素化学品の製造を主目的にする場合や、電力貯蔵・需給調整（アンシラリーサービス）、火力発電所や製鉄所、セメント工場等の大規模 CO<sub>2</sub> 排出源における排出削減策（CCUS：二酸化炭素回収利用）を活用する場合もある。

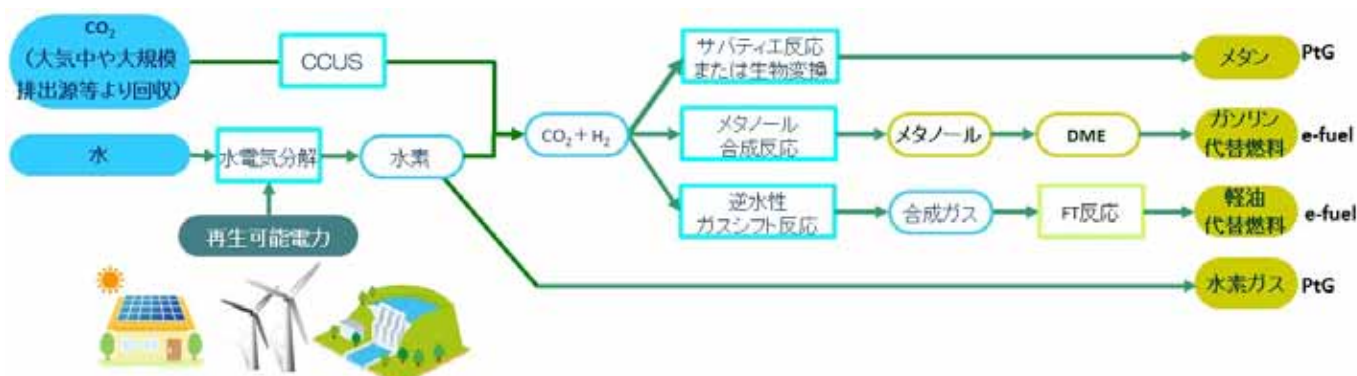


図 4.1.56 PtG/e-fuel のプロセス概要

水素は現在国際的な取引が行われていないため、場所や製造方法により価格が異なるが、将来的に日本や他国が国際的な液体水素輸入サプライチェーンを実現することで、米国や欧州のような価格に近づいてくると見られる。Power to Gas メタン・メタノール製造プロジェクトの例を紹介する。三菱日立パワーシステムズ（MHPS）は、欧州現地法人の MHPS Europe を通じてドイツの PtG プロジェクトに参画した。火力発電所の排ガスから CO<sub>2</sub> を回収し、水電解した水素と反応させメタノールを製造する計画を発表。日立造船はドイツにおける PtG 分野のパイオニアである ETOGAS 社を買収し、今後 PtG 事業を欧州およびアジアに展開することを発表している。



図 4.1.57 MeF CO<sub>2</sub> CCU プロジェクトの概略ならびに日立造船の欧州の PtG ビジネスモデル<sup>57)</sup>

日本において特色のある水素製造技術としては、廃プラスチックをリサイクルして水素を製造する技術がある。この技術を活用して処理費用を受け取って廃プラスチックを引き受け、油化やガス化処理により燃料にすれば安価・低炭素な水素の大量生産を実現できる可能性がある。国内では、直近では環境省の実証事業において廃プラスチックからのグリーン水素とアンモニア製造の実証事業を昭和電工株式会社が行っている。図 4.1.58 に示す通り、2016 年には、日本国内で発生する廃プラスチックの約 16% (約 140 万トン) が未利用のまま埋め立てられたり、焼却処分されたりしており、エネルギー資源としての供給量は比較的大きい。なお、過去の実証事業では、産業系廃プラスチック 120 トンを油化処理することにより、発電用ディーゼルエンジンの燃料を 72 kL 再生したという報告があり<sup>58)</sup>、140 万トンのプラスチックがあれば、単純な推計ではあるが 86 万 kL の再生燃料供給ポテンシャルがあると推測される<sup>59)</sup>。

2016 年度は日本の廃プラスチックの半分以上が輸出されていたが、中国が廃プラスチックの輸入を禁止し、東南アジアの他国でも相次いで禁止された。これにより廃プラスチックの行き場がなくなり、原料として在庫が積みあがる可能性が高い。材料を燃やして熱として回収するサーマルリサイクルは、再生して再びプラスチックとして用いるマテリアルリサイクルと比べて推奨されていないが、今後は引き取り手のないプラスチックを燃料として有効活用していくという方針も考えられる。

プラスチックは環境省の「プラスチック循環資源戦略(案)」において 2030 年にかけてバイオマスプラスチックを年間 200 万トン導入すると位置づけられており、これから検討される CO<sub>2</sub> 削減量の評価方法次第であるが日本においても安価な再エネ液体燃料の製造が可能になる可能性がある。

廃プラスチック総排出量 899万t(2016)

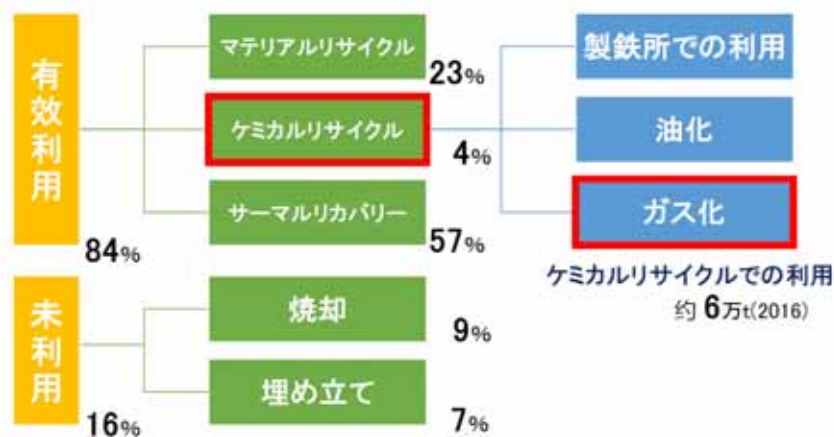


図 4.1.58 2016 年における日本の廃プラスチックのマテリアルフロー<sup>59)</sup>より作成

(2) 船舶での水素燃焼・利用技術の現状と課題

① 水素エンジン

陸上における水素の燃焼技術としては、自動車用のエンジンの研究が 1970 年代より東京都市大学（旧武蔵野工業大学）で研究が行われた<sup>61)</sup>。同大学では燃焼技術研究（異常燃焼解明、過濃混合気点火燃焼方式（PCC 燃焼）の提唱）や液化水素高圧ポンプ開発、自動車メーカーと共同で複数の水素エンジンを搭載した自動車、トラック、バスを試作・走行試験などを行っている。同大学が提案する過濃混合気点火燃焼方式（PCC : Plume Ignition Combustion Concept）は、高圧水素インジェクタによって燃焼室内に水素燃料噴流が混合分散する前の塊の状態での燃焼を行う技術である。燃料塊形状や濃度、燃焼過程を燃料噴流法と点火時期によって制御し、最適化することで水素エンジンの課題であった NOx 排出を減らすことに成功した。

マツダ株式会社では、1990 年頃から水素ロータリエンジンと燃料電池の両方の自動車利用技術の研究・開発を行っている<sup>62)</sup>。同社は 2006 年に水素ロータリエンジン搭載した RX-8 ハイドロジェン RE を開発した（図 4.1.59 参照）。同自動車には図 4.1.59 の右図に示す水素・ガソリンのバイ・フューエル水素ロータリエンジンが搭載されている。本エンジンは、均質に混合するために吸気部に予混合用水素インジェクタを設置し、さらに高出力化のためにロータリハウジング内に直接噴射用水素インジェクタの 2 つのインジェクタを設置している。ロータリエンジンは圧縮行程が膨張行程と異なる位置で行われ、圧縮行程で予混合気が高温度壁面と接しないことから、水素エンジンで課題である過早着火の抑制が容易である。水素燃料利用時の最高出力は 80 kW であり、ガソリン利用時に対して 50%低くなる。これは、給気ポートから常温水素ガスを供給しているためであり、水素の体積発熱量が低いことが要因となっている。NOx 低減を目的として、希薄燃焼方式と排気再循環（EGR : Exhaust gas recirculation）が採用されている。低負荷域は希薄燃焼により、高負荷域は EGR と三元触媒によって NOx 排出を抑制している。



図 4.1.59 マツダ自動車により開発された水素自動車（RX-8 ハイドロジェン RE：左）および同社が開発した水素ロータリエンジン（右）<sup>62)</sup>

BMW は、1970 年代から水素エンジン自動車の研究・開発を開始している。同社は 2005 年から 2007 年にかけて量産型水素自動車の Hydrogen 7 を開発した（図 4.1.60 参照）。同自動車には図 4.1.60 の右に示す水素・ガソリンのバイ・フューエルエンジンが搭載されている。

このエンジンは水素ポート噴射式の火花点火エンジンである。ガソリンエンジンに比べて筒内燃焼圧力が高いことから、ベースとしたガソリンエンジンから圧縮を下げている。

出力はベースエンジンに対して 40%低くなっているが、これは給気ポートから常温水素ガスを供給しているためであり、水素の体積発熱量が低いことが要因となっている。このような低いエンジン出力の改善を改善するために、極低温水素ポート噴射や水素筒内直接噴射などが研究・開発された。Hydrogen 7 のエンジンに対して、前者の技術を適用すると約 2 倍、後者の技術と過給を組み合わせると約 3 倍高い出力が得られることが確認されている。



図 4.1.60 BMW が開発した水素自動車（Hydrogen 7）および BMW が開発した水素エンジン<sup>63)</sup>



表 4.1.9 BMW が開発した水素エンジンの緒元<sup>63)</sup>

エンジンデータ	水素Bi-Fuel
基本型式	V12-60deg
点火順序	1-7-5-11-3-9-6-12-2-8-4-10
排気量	5972 cc
ボア / ストローク	89 / 80 mm
ボアピッチ	98 mm
弁数	気筒あたり 4 弁
吸気弁径	35 mm
排気弁径	29 mm
吸気弁リフト	0.3 ~ 9.85 mm (variable)
排気弁リフト	10.3 mm
圧縮比	9.5:1
コンロッド長	138.5 mm
使用燃料	H2 or RON 98

1993 年から 2003 年には、水素エネルギー利用を目指した日本のプロジェクト WE-NET (World Energy Network : 水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術研究開発) が実施され、1,000 kW 級の水素・酸素燃焼アルゴン循環ディーゼルコージェネレーションシステムの開発に向けた研究が行われた。予混合式水素エンジンは、燃焼速度の速い火炎が逆流するバックファイアや過早着火、ノッキングなどの異常燃焼に課題を有するが、ディーゼル燃焼方式では異常燃焼の問題は生じない。また、アルゴン循環式とすることで NOx の問題も生じないという特徴がある。

WE-NET では、最初に急速圧縮膨張装置によって基礎燃焼特性の研究がなされた。高圧水素噴流の発達状況や、着火特性などの基礎的知見が得られている。さらに、図 4.1.61 の左図に示す 100 kW 単気筒水素ディーゼルエンジンを用いて研究が行われた。単気筒水素ディーゼルエンジンではオープンサイクルでの水素ディーゼル機関の開発が行われた。図 4.1.61 の右図に水素噴射弁を示す。この噴射弁では作動ピストン側への水素リークを抑制するために、針弁ガイド部に水素圧力と同じシールを供給している。実験では水素噴射圧力 30 MPa で、熱効率 40 % を達成している。

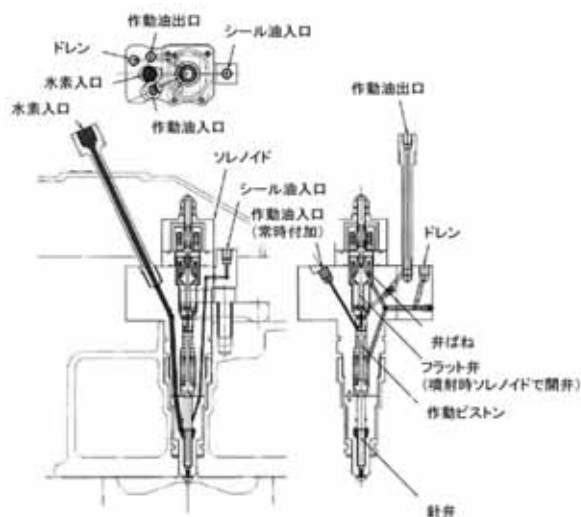
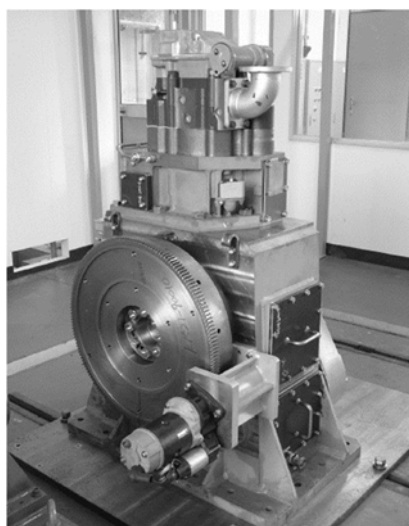


図 4.1.61 単気筒ディーゼルエンジンおよび水素噴射弁<sup>64)</sup>

船舶における水素燃焼技術としては、CMB 社 (ベルギー) が水素エンジン船を建造し、2017 年より社員の通勤のために運航している。これは、全長 14 m、幅 4.2 m の小型船舶に 2 基の水素・ディーゼル油のデュアルフューエルエンジン (全出力 441 kW) を搭載している (図 4.1.62 参照)。船体には 12 本の圧縮水素タンク (各 205 L、20 MPa) と 2 つのディーゼル油タンク (2×265 L) を搭載し、最高速力 27 knot で運航可能である。



図 4.1.62 水素エンジン船「HYDROVILLE」および搭載されている VOLVO 社製エンジン<sup>65)</sup>

水素は最高燃焼速度が高いため、最高燃焼圧力の増大や NO<sub>x</sub> 排出率の増大、ノッキングの発生が懸念される。また、水素は最小点火エネルギーが小さく、着火温度が低いため、過早着火の発生が懸念される。それらの状況を確認するため、海上技術安全研究所では、都市ガス 13A を主燃料とした 400 kW ガスエンジンの給気に水素を混合した際の CO<sub>2</sub> 排出削減効果並びに燃焼特性を調べる試験を進めている<sup>66)</sup>。

図 4.1.63 に 400 kW ガスエンジンの外観、表 4.1.10 に本ガスエンジンの諸元を示す。図 4.1.64 は試験結果の一例であり、ディーゼルエンジンの基準性能に対する CO<sub>2</sub> 排出量は、ガスエンジンの実測（都市ガスによる運転）で約 20%削減、水素混焼ガスエンジンの実測で 50～60%の削減を実証している。図 4.1.65 は水素混焼運転時の筒内圧力及び熱発生率の試験結果である。最高筒内圧力が水素混焼によって大きく増加することなど、水素混焼運転時の注意点や課題が明らかにされつつある。また、水素混焼ガスエンジンの安全対策の確立も今後の技術課題である。



図 4.1.63 400 kW ガスエンジンの外観

表 4.1.10 400 kW ガスエンジンの諸元

名称	AYG20L-SE (ヤンマー株式会社製)
発電出力/回転速度	400 kWe/1800 min <sup>-1</sup>
燃焼方式	ガス専焼/副室火花点火/希薄燃焼
ボア/ストローク	155 mm/180 mm
気筒数	6 気筒
総行程容積	20 L
負荷	発電機+抵抗器
使用燃料	都市ガス(13A)

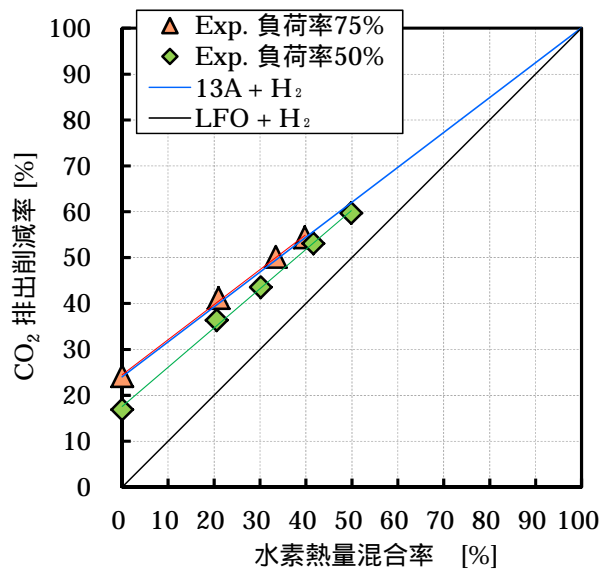


図 4.1.64 CO<sub>2</sub> 排出削減の試験結果

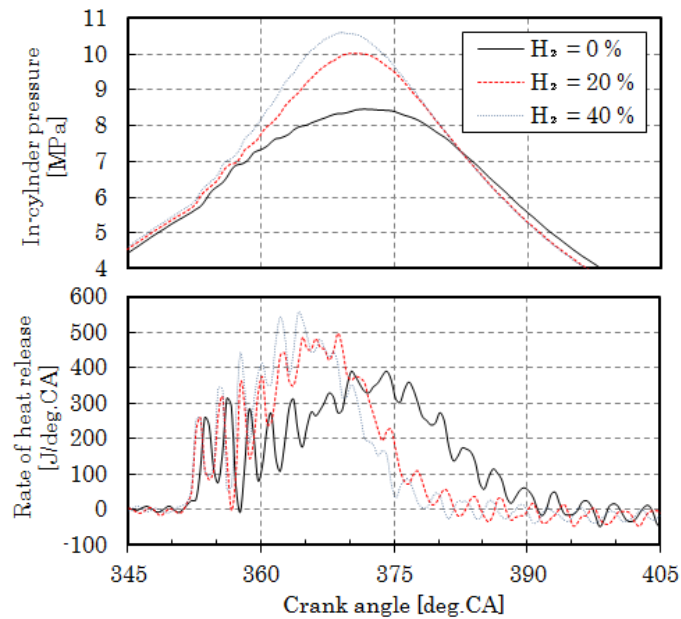


図 4.1.65 水素混焼ガスエンジンの燃焼特性



## ② 水素タービン

陸上産業分野における大規模な水素発電に向けて、いくつかの水素タービン発電機の開発が進められている。三菱日立パワーシステムズ社では火力発電所に用いる水素タービンを開発しており、ガス火力の燃料である天然ガスに水素を 30%混ぜて使用することができるガスタービン用燃焼器を開発した<sup>67)</sup>。水素の燃焼により懸念される NOx の排出量も既存のガス火力レベルに抑制でき、従来のコンバインドサイクル型ガス火力 (GTCC) と比較して発電時の CO<sub>2</sub> 排出量を約 10 %削減できるとしている。

大林組と川崎重工業は 2018 年 4 月、神戸市ポートアイランドに設置した 1 MW 級のガスタービンを 100 %水素燃料で稼働させ、周辺施設に電力と熱を供給したと発表した。2017 年 12 月に、1 MW 級水素ガスタービン発電設備「水素コジェネレーションシステム」の実証プラントを完成させ、2018 年の 1 月から試験運転を開始していた。2018 年 2 月には天然ガスを燃料として使用して、熱電併給に成功している<sup>68)</sup>。

ガスタービンは、燃料多様性に優れるため、水素燃料との適合性がよいと考えられる。一方、水素特有の燃焼特性に適合する燃焼技術が必要となり、水素の安定燃焼と低 NOx 化を実現する燃焼器の開発が重要となる<sup>69)</sup>。

## ③ 水素燃料電池

燃料電池は水素と酸素を電気化学的に反応させて直接電気を取り出す装置であり、エンジンと比較して高効率を得られる装置である。燃料電池には電解質の種類に依存して複数の種類があるが、現在、陸用コジェネレーションシステムや燃料電池自動車で使用されているのは、常温付近で使用でき、起動時間が短い固体高分子形 (PEFC) と呼ばれる形式がほとんどである。燃料電池の種類と特徴の概要を表 4.1.11 に示す。

燃料電池の性能は電流に対する電圧で決まる。図 4.1.66 は、海上技術安全研究所で実施した水素を燃料とした燃料電池 (PEFC) の試験結果の一例であり、50 %程度の効率が得られている<sup>69)</sup>。

燃料電池は、発電運転時に CO<sub>2</sub> や NOx (窒素酸化物) が排出されないこと、燃焼や爆発といった現象がなく騒音が小さいこと、化学エネルギーを直接電力に変換するため効率が高いことなどの利点がある。一方、エンジンと比べて、スケールメリットが得られにくくコストが高いこと、さらに長寿命化や安全対策の確立などに課題がある。

表 4.1.11 燃料電池の種類と特徴

項目	固体高分子形 (PEFC)	リン酸形 (PAFC)	熔融炭酸塩形 (MCFC)	固体酸化物形 (SOFC)
電解質	高分子電解質膜	リン酸	炭酸塩	セラミックス
作動気体	水素	水素	水素 一酸化炭素	水素 一酸化炭素
作動温度	常温～90℃	150～200℃	650～700℃	750～1,000℃
発電効率	30～40%	35～42%	45～60%	45～65%
開発状況	実用化	実用化	研究開発段階	研究開発段階 (小型実用化)
主な用途	家庭用 携帯機器用 自動車用	工業用 産業用	工業用 分散電源用	工業用 分散電源用

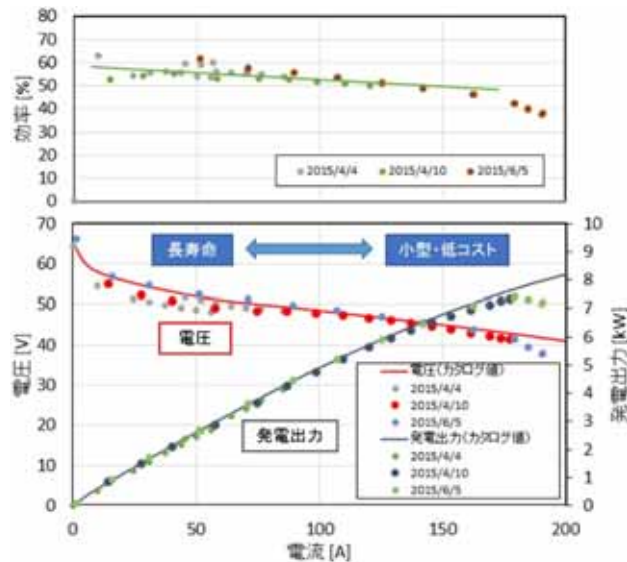


図 4.1.66 実験用 8 kW 燃料電池システムの試験結果例<sup>69)</sup>

### (3) 船舶燃料としての水素の利用技術の現状および課題

#### ① 液体水素タンク

水素ガスは常温常圧では体積あたりのエネルギー密度が低く、天然ガスのように液化あるいは圧縮して体積あたりの密度を高めて運搬するのが一般的である。液体水素は水素が液化した状態を指し、大気圧条件下の沸点はマイナス 252.6℃、密度は 70.81 kg/m<sup>3</sup> である。水素を液化させることで陸上における水素貯蔵や船舶による大量輸送が容易になるため、現在は液体水素タンクの大型化や断熱構造の高度化の研究開発が進められている<sup>70)</sup>。液体水素としての貯蔵における長所は以下のとおりである。

- (ア) 気体との体積減少率は 1/800 で、液化天然ガス (LNG) の 1/600 より高く、輸送に有利である。
- (イ) 液化の過程で不純物が除去されるため、高純度の水素が供給できる。
- (ウ) 特に三重点状態で貯蔵される液化水素 (温度 -259.4℃、圧力 7.03 kPa、密度 77.06 kg/m<sup>3</sup>) ではタンク内圧が大気圧より低く、圧力差による破断漏洩に対して安全性を確保しやすい。

その一方で、液体水素貯蔵の短所及び技術的課題は以下のとおりである。

- (ア) 前述の沸点と潜熱 (444 kJ/kg) が低く、外気や支持構造物など、外部からの入熱により BOG (ボイルオフガス) が発生し、タンク内圧が上昇する。
- (イ) 沸点が LNG より 100℃以上低いために外部からの入熱が少ない高度な断熱技術を要する。GFRP (ガラス繊維強化プラスチック) や CFRP (炭素繊維強化プラスチック) などの低熱伝導率の材料を使ったタンクや支持構造、パーライトや輻射シールド、真空層などを積層化した断熱材、低温収縮を許容するタンク構造などが開発されている。
- (ウ) 常温状態の水素を液化する際のエネルギーロスが大きい。理論上 LNG の約 10 倍であり、常温では 70 MPa まで圧縮するエネルギーに相当する。
- (エ) タンク内の揺動によるスロッシング及び BOG 増加を防ぐため、タンク内に防波板を設置するなどによりスロッシングを抑制する必要がある。
- (オ) 液体水素の密度が既存の油燃料より小さいことから、船舶のタンク容量が相対的に大きくなる。
- (カ) 液体水素用の大容量移送ポンプの開発を必要とする。
- (キ) BOG リークの検出など、液体水素用計測装置の開発を必要とする<sup>87)</sup>。



図 4.1.67 1,000 m<sup>3</sup> 液体水素貯蔵試験設備<sup>70)</sup>

一方、ロケットやスペースプレーン関係では、液体水素の密度の小ささ及びそれに起因する燃料タンクの大型化とロケット全体の重量増加を解決する方法として、液体水素をさらに冷却し、固体水素が混合した状態であるスラッシュ水素の研究が進められている<sup>71)</sup>。スラッシュ水素の内部は液体水素中に固体水素粒子が混在している二相状態となっており、固体重量率 50% のスラッシュ水素では密度が約 16% 増加する。そのことにより燃料タンクの小型化とロケット全体の重量軽減に貢献する。この技術は、移動体である船舶の燃料としても適用できる可能性がある。

スラッシュ水素の貯蔵に関する技術的課題は液体水素のそれと同じであるのに加えて、以下に列挙する課題も追加される。

- (ア) 二相混在のため密度評価が難しい。
- (イ) 貯蔵時に固液分離を防止するための攪拌を要する。
- (ウ) 固液二相流の流動特性は複雑であり、圧力損失は液化水素よりも高くなる。
- (エ) 極低温で稼働できるスラリー用のポンプの開発を必要とする。

## ② 圧縮水素タンク

従来から、圧縮水素タンクには、封入圧力 15 MPa 程度の鋼製タンクが用いられており、現在でも産業用途として広く使われている（図 4.1.68）。一方、近年では、燃料電池自動車などの陸上分野を中心として、炭素繊維複合材にアルミ合金ライニング（内張り）を施した 35 MPa 級、または 70 MPa 級の複合タンクが開発されている（図 4.1.69）。陸上で使われる圧力容器は、高圧ガス保安法、容器保安規則、労働安全衛生法、電気事業法などの関連法規に基づき、設計・使用される。特に、圧縮水素を封入する複合タンクは、安全性を担保するために多くの検査が実施される。

表 4.1.12 に圧縮水素を充填する複合タンクの規格をまとめている。これらの規格・基準において、それぞれの複合容器を対象とした容器保安規則（昭和 41 年通商産業省令第 50 号）に定められた技術的内容が詳細に記載されている。なお、同表のアルミニウム合金ライナー・炭素繊維製一般複合容器の技術基準（KHKS 0121）は水素以外のガスも含む複合容器の規格であり、それ以外は車載用の圧縮水素タンクの規格である。

船舶に搭載する圧縮水素タンクの課題としては、現状で明確な規格・基準が決められていないこと、さらに、大型船舶の燃料タンクとして用いる場合、圧縮水素タンクの大型化があげられる。



(a) 47 L 鋼製ボンベ



(b) 水素カードル (20本組)

図 4.1.68 鋼製水素タンクの例



図 4.1.69 45 MPa 運送用複合タンク<sup>72)</sup>

表 4.1.12 圧縮水素を充填する複合タンクの規格

No.	規則・例示基準	最高充填圧力	用途	備考	
1	圧縮水素自動車燃料装置用容器の技術基準	JARI S 001 (2004)	35 MPa	車載用 (燃料装置用)	内容積 360 L 以下
2	70 MPa 圧縮水素自動車燃料装置用容器の技術基準	KHK S 0128 (2010)	70 MPa	車載用 (燃料装置用)	
3	圧縮水素運送自動車用容器の技術基準	JIGA-T-S/12/04	35 MPa	車載用 (運送用)	
4	圧縮水素運送自動車用容器の技術基準	JPEC S 0005 (2013)	45 MPa	車載用 (運送用)	内容積 360 L 以下
5	国際圧縮水素自動車燃料装置用容器の技術基準の解釈	容器保安規則の機能性基準の運用について (20170417 商局第2号)、別添 11	70 MPa	車載用 (燃料装置用)	内容積 330 L 以下
6	アルミニウム合金ライナー・炭素繊維製一般複合容器の技術基準	KHKS 0121 (2016)	35 MPa	上記以外	内容積 150 L 未満、水素以外のガス含む

### ③ 水素吸蔵合金タンク

水素吸蔵合金とは、水素を内部に取り込む性質を持つ金属を利用して、水素を大量活安全に貯蔵することを目的として開発された合金である。水素吸蔵合金は、比較的高い水素充填密度を実現できること、充填圧力が低く、水素放出が比較的穏和に行われるため、急激な水素漏れによる事故が起こりにくいことなどの利点がある。一方、一般に水素吸蔵合金は重く、車載などの目的には適さないこと、水素充填・放出の過程で反応に伴う熱の出入りがあること（水素放出時は冷却反応となるため、適切な加温が必要となる）、水素吸蔵合金に使用される材料（希土類元素や触媒元素など）が高価で資源量に乏しいことなどの課題がある。

図 4.1.70 は、市販されている水素吸蔵合金タンクの水素充填量と質量密度をまとめたものである。これより、タンク寸法から算出すると、容器約 1 L に対して 400 NL（ノルマルリットル）程度の水素を貯蔵できることがわかる（40 MPa の高压タンクに相当）。また、水素 1 NL を吸蔵するタンク質量は 0.01 kg 程度であり、これは充填圧力 15 MPa の鋼製タンクと重量あたりの水素貯蔵能力で同程度の水準である。

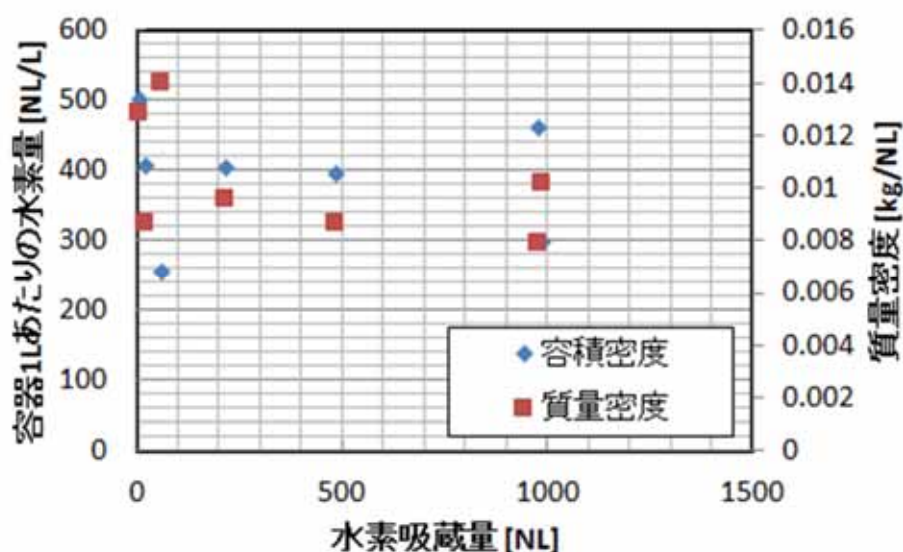


図 4.1.70 水素吸蔵合金タンクの水素充填量と質量密度

水素エネルギーキャリアとしては、このほかにメチルシクロヘキサン（MCH）や後述するアンモニア（NH<sub>3</sub>）が注目されている<sup>27)</sup>。メチルシクロヘキサン（MCH）は、有機ヒドライドと呼ばれる芳香族系有機化合物を利用した水素エネルギーキャリアの一種である。有機ヒドライドの中でも、トルエンを水素化して得られる MCH を媒体とする方法は、実証プラントによる実証試験が実施されている<sup>33)</sup>。また、1 mol の MCH から 3 mol の水素を取り出すことが可能であり、貯蔵タンクの小型化が可能となる。トルエン及び MCH は、常温常圧において液体であるため運搬も容易であり、プロダクトタンカーと呼ばれる石油製品を輸送する既存の船舶を利用した輸送が可能である。MCH の利用には、トルエンの水素化設備と MCH の脱水素設備が必要となる。

フレイエナジー社のウェブページ<sup>73)</sup>を元にするると、風力発電エネルギーを 100%とした場合、41.6%の水素を製造することが可能で、水素の貯蔵に 4.6%、脱水素に 17.8%のエネルギーが必要であると報告されている。水素のエネルギーを 100%として換算すると、水素の貯蔵に 11%、脱水素に 43%のエネルギーが必要であると試算される。すなわち、1 kg あたり水素の低位発熱量は 121 MJ/kg であるので、水素の貯蔵に 13.3 MJ/kg-H<sub>2</sub>、脱水素に 52 MJ/kg-H<sub>2</sub> となる。



#### 4.1.4.1.4 アンモニア

##### (1) アンモニア燃焼・利用技術の現状と課題

燃料としてのアンモニア利用の事例として 1943 年にベルギーで撮影されたバスがある<sup>74)</sup> (図 4.1.71)。しかしながら、日常的にアンモニアが燃料として使用されるまでには至らず現在を迎えている。一方、GHG の削減に対する国際的な取り組み強化の中、日本においても様々なプロジェクト等が実施されている。特に総合科学技術・イノベーション会議が主導する戦略的イノベーション創造プログラム<sup>75)</sup> (SIP: Cross-ministerial Strategic Innovation Promotion Program) の第 1 期 (5 年間: 2014~2018 年度) 実施課題である「エネルギーキャリア」(プログラムディレクター (PD): 村木茂) においては、「アンモニア直接燃焼」が実施され、ガスタービン、ボイラ、レシプロエンジン、燃料電池等、様々な動力源へのアンモニア利用を目指した研究が行われてきた。本節では、そこでの成果を中心にアンモニア利用の技術的状況を紹介する。

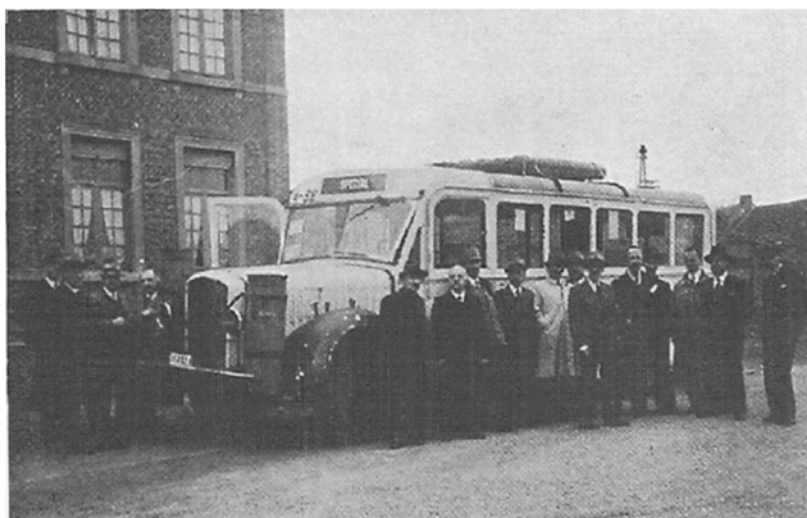


図 4.1.71 ベルギーで走行していたアンモニア燃料バス<sup>74)</sup>  
(NH<sub>3</sub> タンクをエンジン横、石炭ガス容器を屋根に配す。1943 年)

##### ① アンモニアエンジン

株式会社豊田中央研究所では、火花点火エンジンへのアンモニアの適用を目指している<sup>76)</sup>。特に、アンモニアは以下の特徴があるため熱力学的に熱効率を向上できるポテンシャルがあるとしている。

(ア) 発火点が高いのでノッキングが生じ難く、高い圧縮比を実現できる。

(イ) 炭化水素や水素の燃焼生成物は全て 3 原子分子であるのに対してアンモニアの燃焼生成物は 1/4 が 2 原子分子の窒素であり、燃焼温度も低いために燃焼ガスの比熱比が大きくなる。

(ウ) 燃焼によって総モル数が増加する。

一方で、燃焼の面から見るとアンモニアの着火温度の高さ、最小点火エネルギーの大きさ、燃焼速度の小ささは容易に燃焼しないことを示しており、この欠点を補うためにガソリンや水素との混焼を提案している。なお、ここでの水素供給はエンジン排ガスの排熱を用いたアンモニアの改質を想定している。

船用エンジンを対象とした研究としては海上技術安全研究所が SIP においてディーゼルエンジンにアンモニア混合気を供給し、液体燃料の燃焼により混合気中のアンモニアを燃焼させるシステムを提案している (図 4.1.72)。同システムは吸気にアンモニアを供給するため、比較的容易にレトロフィットが可能と考えられる。熱量比 20% に相当するアンモニアを吸気に混合した条件において燃焼効率 95% を達成する燃焼方式を検討すると共に、出口でアンモニア 40 ppm 以下になるシステムの検討を行っている。

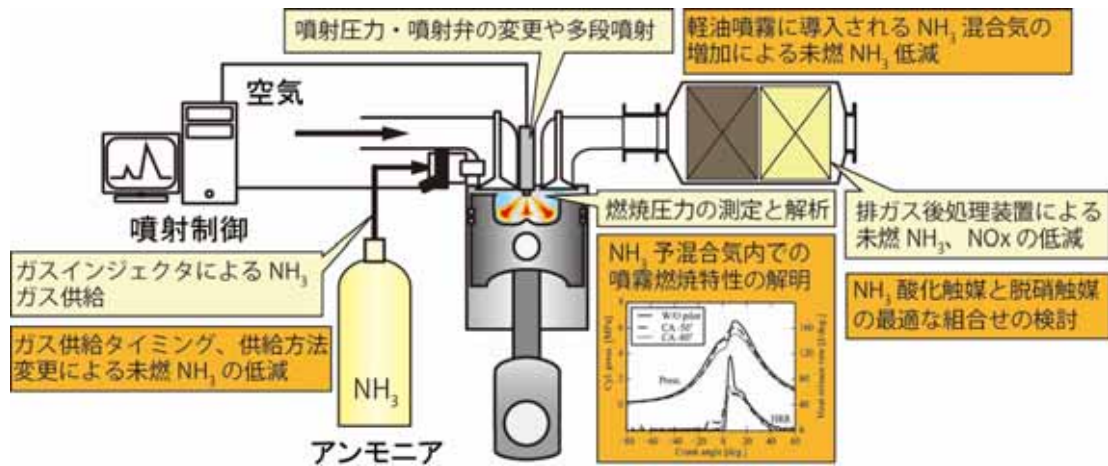


図 4.1.72 アンモニア混焼ディーゼルエンジンの概要図<sup>7)</sup>

単気筒の試験エンジン（無過給）を用い、発熱量比 20% のアンモニアを吸気を導入した実験で、試験エンジンのトルク・回転数を通常の船用特性から変更することで燃焼効率の向上が可能であることを示すとともに、アンモニア燃焼に伴い生成が確認された温暖化係数の高い亜酸化窒素 N<sub>2</sub>O の削減にも寄与することを確認している（図 4.1.72）。なお、燃料噴射弁は機械式である。単気筒あたりの出力の大きな過給機付きエンジンであれば、さらなる燃焼効率改善の可能性を示唆している。また、電子燃料噴射によるパイロット噴射を用いることでさらなる燃焼効率向上を実現し（図 4.1.74）、目標の燃焼効率 95% を達成している。さらに、排ガス後処理装置により排ガス中のアンモニアを 40 ppm 以下に抑えることが技術的に可能であることも確認している。



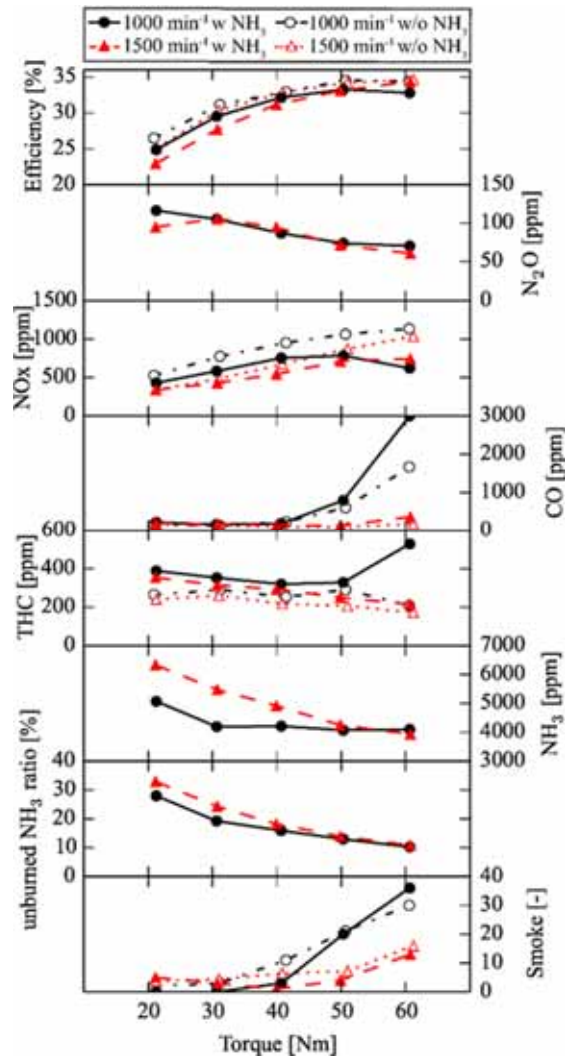


図 4.1.73 エンジンのトルク・回転数の排ガス組成、熱効率への影響

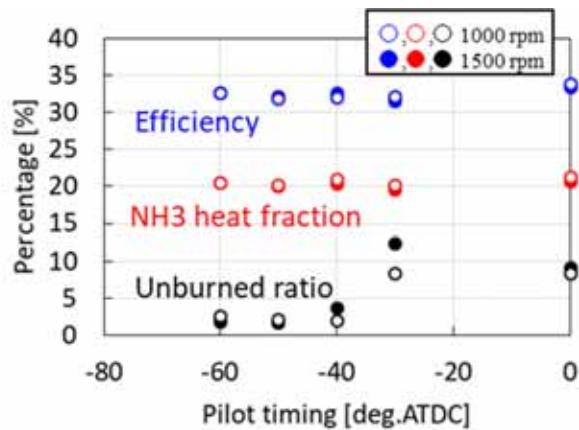


図 4.1.74 パイロット噴射の燃焼効率、排ガス組成、熱効率への影響

上記以外では、MAN-ES がアンモニア燃料の 2 ストロークエンジンについて、2~3 年で開発し、2022 年には実際の運転が可能としている<sup>78)</sup>。

アンモニアは液体燃料であるため、水素と比べて既存のディーゼルエンジンの技術（特に燃料噴射技術）を転用しやすいと考えられる。いずれのエンジンにおいても、燃焼性が低いアンモニアの燃焼効率向上、アンモニア由来 NOx 排出の抑制、アンモニア燃焼に伴い生成される温暖化係数の高い亜酸化窒素 N<sub>2</sub>O の削減が課題であると考えられる。

② アンモニア燃料タービン

SIP ではアンモニアを燃料として使用するガスタービンの開発を行っている。国立研究開発法人産業技術総合研究所では、50 kW のマイクロガスタービンを 100 %アンモニア燃焼により運転することに成功している（図 4.1.75 参照）。



図 4.1.75 アンモニアを直接燃焼できるマイクロガスタービン発電装置<sup>79)</sup>

また、株式会社 IHI は 2,000 kW 級ガスタービンを開発し、熱量比率 20 %のアンモニア混燃に成功している<sup>80)</sup>。また、MHPS、三菱重工は発電用の大型水素ガスタービンを開発しており、排熱によるアンモニア改質により水素を供給するシステムの検討を行っている（図 4.1.76）。なお、いずれにおいても NOx 抑制燃焼技術の目途は立ちつつあるという。

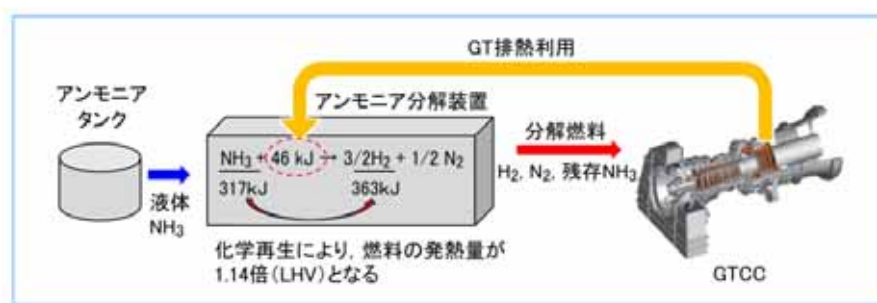


図 4.1.76 アンモニア分解ガスタービンサイクルの概念図<sup>81)</sup>

③ アンモニア燃料電池

アンモニアはエネルギーキャリアとして、その有効性が期待されており、レシプロエンジンやタービンにおいて直接燃焼してエネルギーを使用する方法だけでなく、燃料電池の燃料として使用する方法についても研究開発がなされている。

表 4.1.13 は、現在開発中のアンモニアを燃料に使用する燃料電池の概要を示している。大別して、固体酸化物形燃料電池（SOFC）及び水酸基を電荷担体とするアニオン交換膜型燃料電池（AMEFC）に分類される<sup>82)</sup>。SOFC は、700～900℃の高温下で作動し、電極上でNH<sub>3</sub>をN<sub>2</sub>とH<sub>2</sub>に分解させることで生じるH<sub>2</sub>を利用する直接内部分解型と、外部に設置した反応器を用いてNH<sub>3</sub>をN<sub>2</sub>とH<sub>2</sub>に分解させて生じるH<sub>2</sub>を利用する間接内部分解型があり、それぞれ研究開発が行われている。

表 4.1.13 開発中のアンモニア燃料電池の種類及び概要

方式		使用温度	概要
固体酸化物 形燃料電池 (SOFC)	間接内部分 解型	700~900°C	反応器を用いて NH <sub>3</sub> を N <sub>2</sub> と H <sub>2</sub> に分解。 燃料電池の発熱を反応器の加熱に利用 可能。
	直接内部分 解型		電極上で NH <sub>3</sub> を N <sub>2</sub> と H <sub>2</sub> に分解し、発 電。
アニオン交換膜型燃料電池 (AMEFC)		50°C程度	外部反応器を用いて NH <sub>3</sub> を N <sub>2</sub> と H <sub>2</sub> に 分解。生じた H <sub>2</sub> をアニオン交換膜にて 利用。

現在のところ、直接内部分解型 SOFC は、純水素と比較して同レベルの発電特性が得られることが確認され、直流発電効率は 1 kW の規模において 50 % を達成し、安定した稼働が可能なものが開発されている (図 4.1.77)。一方、間接内部分解型 SOFC は、主に NH<sub>3</sub> 改質器の開発研究が中心ではあるものの、空気と NH<sub>3</sub> の酸化発熱反応を利用することで、動作温度である 500°C の出口ガス温度を達成するのに 130 秒の高速起動が可能となったものが開発されている (図 4.1.78)。なお、SOFC の使用にあたっては、高温の動作温度に至るまでの熱源の確保や、熱による劣化を防ぐ耐熱材料の開発及び起動停止時間の短縮が課題になるとされている<sup>84)</sup>。



図 4.1.77 1 kW 級直接内部分解型 SOFC スタックの外観<sup>83)</sup>

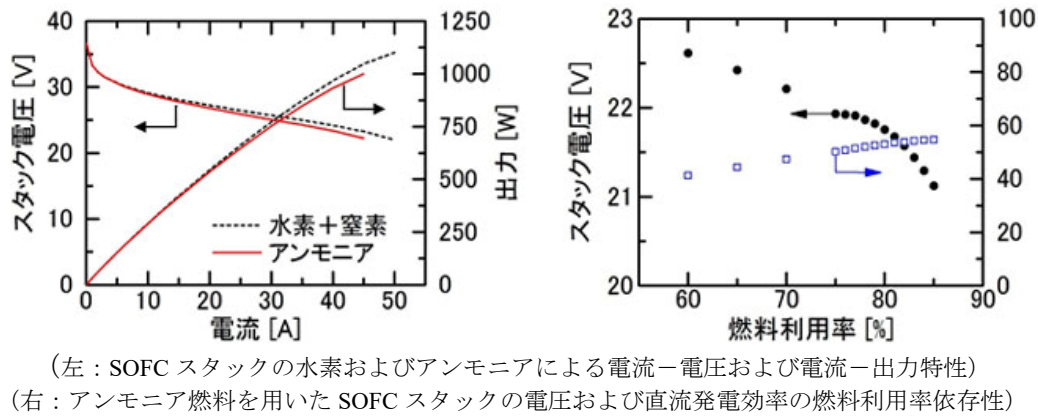


図 4.1.78 1 kW 級直接内部分解型 SOFC 発電特性<sup>83)</sup>

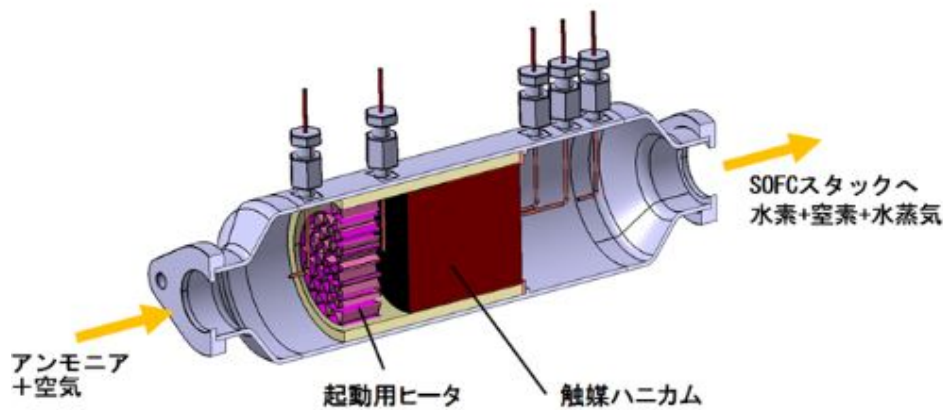


図 4.1.79 1 kW 級間接内部分解型 SOFC 用反応器<sup>83)</sup>

動作温度が 50°C 程度と比較的低温で使用可能な AMEFC は、外部のアンモニア反応器により製造された水素を使用して発電を行うものである。4 級アンモニウム基を有する炭化水素系ポリマーが使用され、プロトン交換膜型のようにアンモニウムイオンが交換することはないため、水素製造時に生じる未反応のアンモニアの残存がある程度許容される点が特徴となっている。一方、電極材料に白金を使用するため、価格が高価になること、アンモニアから生成した原子状窒素吸着種が白金電極の触媒毒となり劣化を引き起こすため、高濃度の直接導入はできないことが課題と指摘されている<sup>82)</sup>。

#### 4.1.4.1.5 電気／二次電池

##### ① 二次電池の種類と船舶への適用性

従来から使われてきた鉛蓄電池、ニッケル水素電池、ニッケルカドミウム電池といった二次電池は、図 4.1.80 に示すようにエネルギー密度が小さいため、十分な航続距離が必要な大型船舶の推進動力源への適用は困難である。また、昨今、急速に開発が進められているリチウムイオン電池やナトリウム・硫黄電池、スーパーキャパシタといった二次電池は、船内電力供給における過渡負荷への適用や、加速・減速時の一次的な利用、あるいは荷役機器への電力供給に役立つ可能性はあるものの、現状のエネルギー密度では大型船舶の推進動力源への適用は困難であると考えられる。

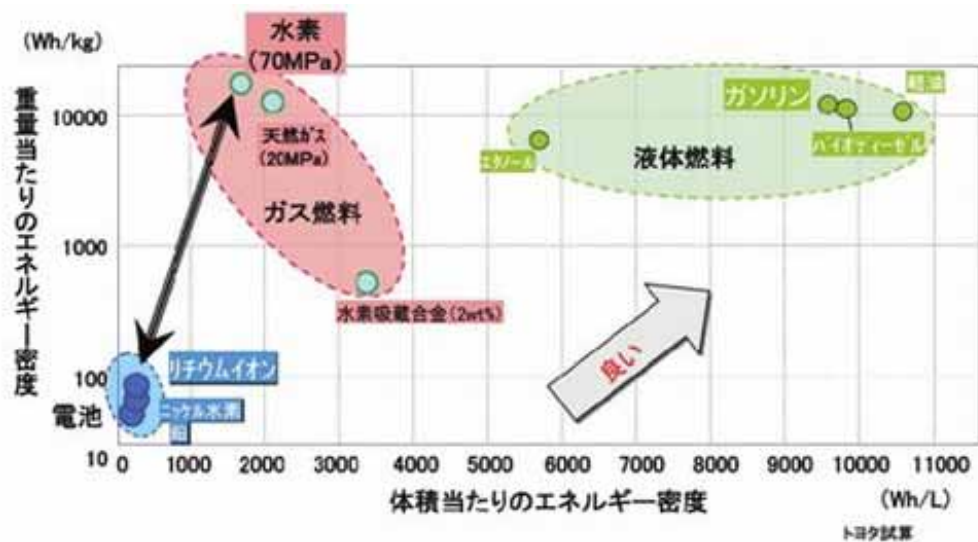


図 4.1.80 エネルギー密度の比較<sup>85)</sup>

② 次世代二次電池の特徴と動向

次世代二次電池として期待されている電池としては、全固体電池、マグネシウム電池、リチウム硫黄電池、リチウム酸素電池等がある。図 4.1.81、図 4.1.82 及び表 4.1.14 にこれらの次世代蓄電池の特性をまとめている。

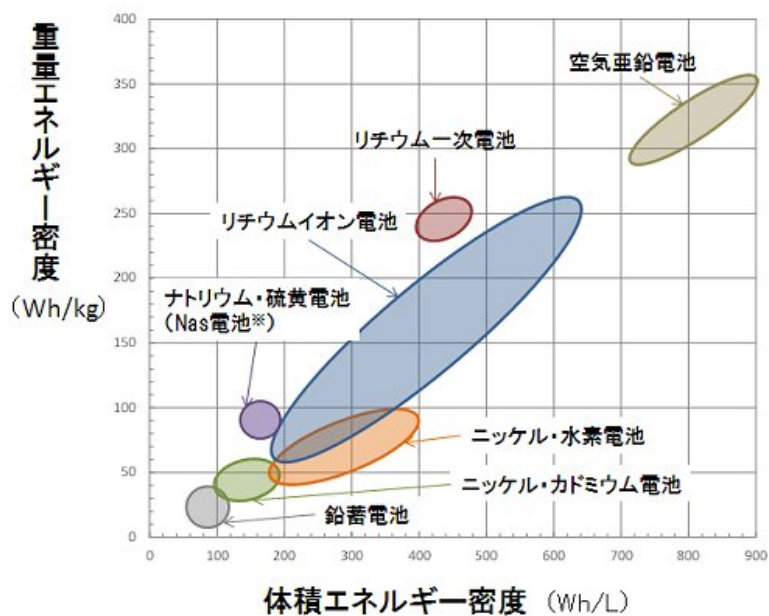


図 4.1.81 様々な二次電池とそのエネルギー密度<sup>88)</sup>



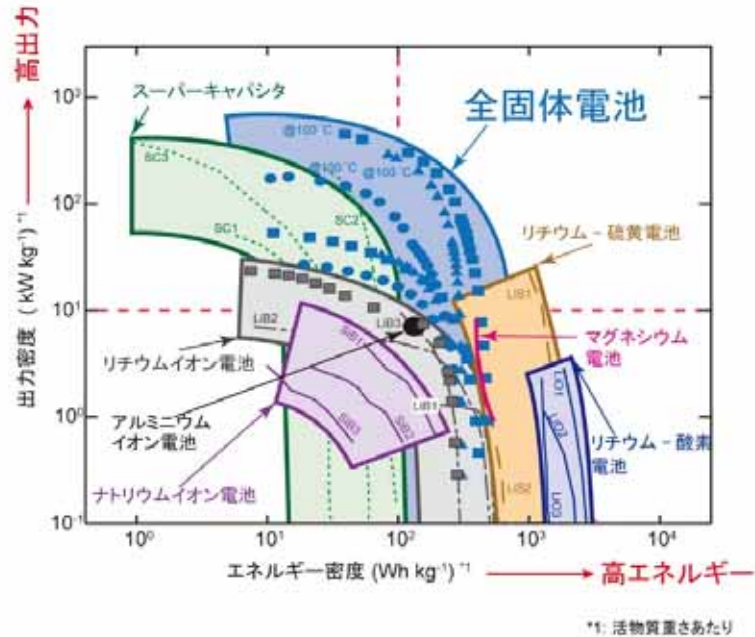


図 4.1.82 二次電池のエネルギー密度とパワー密度<sup>89)</sup>

表 4.1.14 主な次世代二次電池の特徴と動向

		(金属) 空気電池	全固体電池	リチウム硫黄電池
材料	正極	空気(酸素), 電気伝導性多孔質(炭素など)	リチウム酸化物(コバルト, ニッケル・マンガン系など)	硫黄
	負極	リチウム金属, 亜鉛, アルミニウム, マグネシウム, 鉄	炭素, 合金系(リチウム金属など)	リチウム金属
	媒介	電解質, 電解液など	固体電解質	固体電解質, 電解液など
特性	長所	<ul style="list-style-type: none"> <li>高エネルギー密度(1 kWh/kg 以上)</li> <li>埋蔵量が多い材料を使用できる(材料調達が容易)</li> <li>火災が起きにくい</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>高エネルギー密度(800 Wh/kg 以上)</li> <li>高出力</li> <li>充電時間の短縮</li> <li>安全性向上(液漏れや火災が起きない)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>硫黄の調達が容易</li> <li>低コスト</li> <li>高エネルギー密度(500 Wh/kg 以上)</li> </ul>
	課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>正極の高性能化</li> <li>電解液の耐久性</li> <li>電極の再生</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Li イオンの移動抵抗が少ない固体電解質の発見と大量生産</li> <li>極材料と固定電解質との接合</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>反応に伴う体積変化が大きい</li> <li>電気伝導性が低い炭素の添加等が必要</li> <li>反応中間生成物の溶出</li> </ul>
動向		<ul style="list-style-type: none"> <li>亜鉛空気電池とマグネシウム空気電池(共に一次電池)として実用化</li> <li>二次電池としての研究が進行中</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>固体電解質と接合技術に関する研究が進行中</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>東京電力株式会社が小型のものを開発(2016年)</li> <li>材料に関する研究が進行中</li> </ul>

図 4.1.83 は、将来高エネルギー密度化が達成されたと仮定した次世代蓄電池を、全長 280 m、幅 45 m のケーブルサイズバルクキャリアに搭載したイメージ図である。図 4.1.83 において、次世代蓄電池のエネルギー密度を 1 kWh/L と設定した場合、航海速力 15 kt において航行距離は 40,000

mile (約 10 日) と推定される。この航続距離は現状の船舶の 1/5 程度である。このような大型電池推進船を実現するためには、さらなる蓄電池の高エネルギー密度化や大出力の海上充電設備の開発などが必要になると考えられ、技術的ハードルは高い。

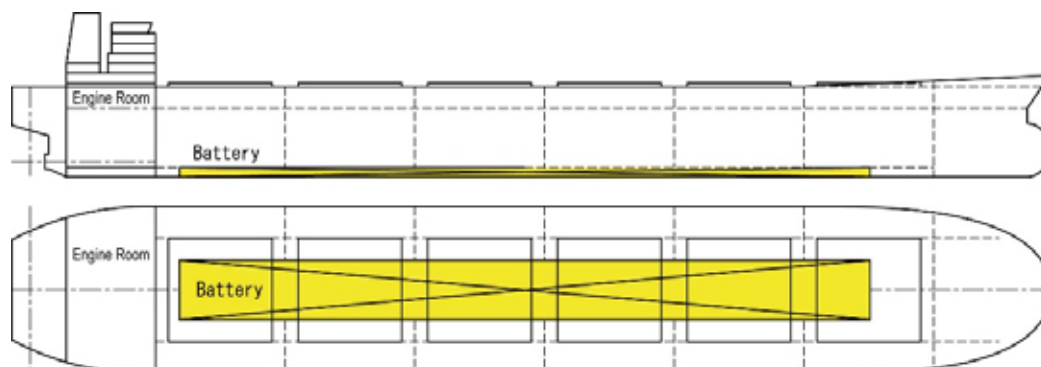


図 4.1.83 次世代二次電池を搭載したケーブルサイズバルクキャリアのイメージ (全長 280 m、幅 45 m、航海速度 15 kt、航行距離 40000 mile (約 10 日))

#### 4.1.4.1.6 その他技術 (CCS 等)

CCS (Carbon Capture and Storage) は、CO<sub>2</sub> を含む発電所の排気ガス等から、アミン等のアルカリ性物質を使用し CO<sub>2</sub> を吸着 (分離) させ回収し、大気に再放出されないように貯留する方法である。CO<sub>2</sub> の貯留として油田に注入し石油の回収率向上により経済的に CO<sub>2</sub> を回収可能な EOR (Enhanced Oil Recovery)、帯水層貯留等があり、回収した CO<sub>2</sub> を化学製品や燃料、化学製品原料として使用する CCU (Carbon Capture and Utilization) 技術もある。CCU によって製造された製品 (燃料) は、バイオマスと同様に CO<sub>2</sub> 排出量が基本的にネットゼロとみなすことが可能とされ、化石燃料から CO<sub>2</sub> フリーの水素を製造するプロジェクト等も行われている。

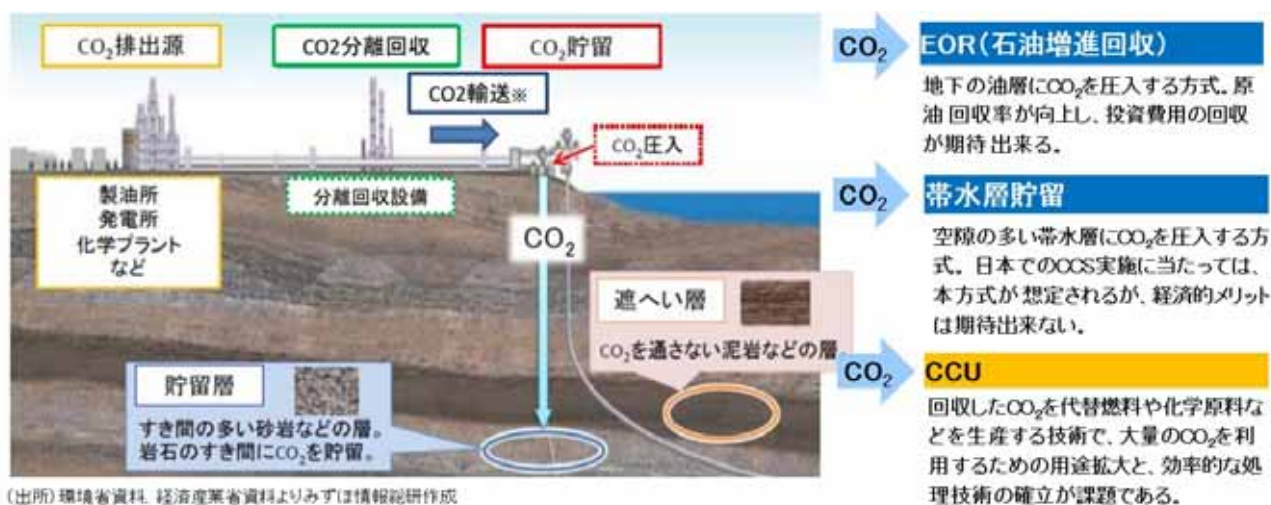


図 4.1.84 CCUS 技術の概要<sup>90)</sup>

CCS 技術の炭素回収コストについて、資源エネルギー庁では、2020 年頃までに CCS 技術の実用化を見込んでいるが、石炭火力発電所における CCS のコストについては、海外の試算結果で 6.85 円/kWh (米 NETL 試算)、4.81 円/kWh (英 ETI 試算) と発電コストを大きく押し上げる水準にあり、前者は日本におけるグリーン電力証書や非化石証書並みの価格水準となっている。

現在進められている次世代の CO<sub>2</sub> 回収技術が順次実用化していけば、図 4.1.85 の通り 2030 年代に大幅なコスト低減を想定しており、将来的には 2,000 円/t-CO<sub>2</sub> 未満のコスト効率的な CO<sub>2</sub> 回収が可能になることを見込んでいる。





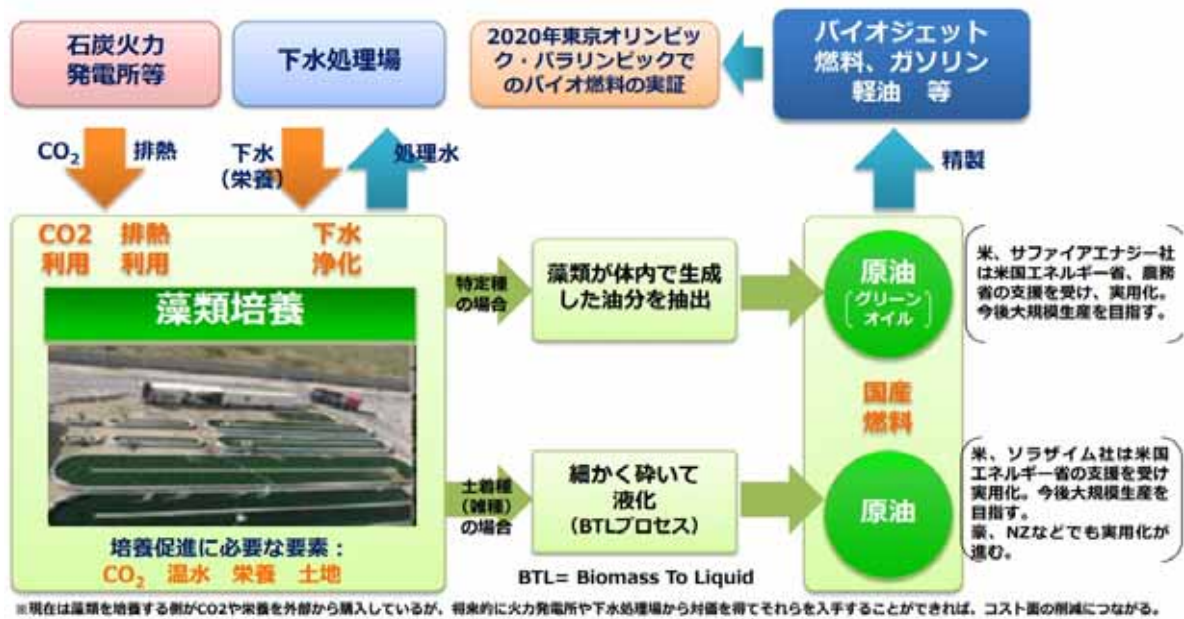


図 4.1.86 CCU の技術開発の例 -藻類バイオによる大気中 CO<sub>2</sub> の燃料化<sup>91)</sup>

CCU 技術としては、石炭火力発電所等から回収された CO<sub>2</sub> と、下水処理場の排水を元に藻類により CO<sub>2</sub> を有機物に固定化し、燃料油を製造する技術の検討も提案されている。また、CCS は、CO<sub>2</sub> の排出量ネットゼロを達成する手段の一つとして、バイオマス発電由来の CO<sub>2</sub> を地中に貯蔵することで、CO<sub>2</sub> 排出量において正味マイナスを達成することが理論上可能になるという点でも期待されている。

気候変動に関する政府間パネル (IPCC : Intergovernmental Panel on Climate Change) が公表した「CCS に関する特別報告書」によると、全世界における CCS の技術ポテンシャルは CO<sub>2</sub> 換算で約 2 兆トンあるとされ、これは現在の世界全体の CO<sub>2</sub> 排出量約 60 年分に相当するポテンシャルである。国際エネルギー機関 (IEA) は 2050 年における CO<sub>2</sub> 排出削減量の約 13% が CCS により達成すると評価しており、CCS による CO<sub>2</sub> 回収量は有限ではあるものの大きく、GHG の削減への貢献が国際的に期待される。

#### 4.1.4.1.7 自然エネルギー

##### ① 太陽光発電

陸上での太陽後発でのコストは固定価格買取制度による普及もあり、価格が低減している。2018 年 12 月に行われた 2MW 以上の大規模な太陽光発電所の入札結果では 1kWh あたり 14.25~15.5 円で落札されている。これは、石油燃料と比較して熱量ベースで安価である。

現在普及している太陽電池の変換効率は 15~20% 程度であるが、多接合型化合物太陽電池など、効率 40% を目指した研究開発も進められている<sup>94)</sup>。船舶に設置した太陽エネルギーだけで大型船舶の推進動力を賄うのは、昼しか発電できないために困難であるが、広い面積が確保できる船種では、適切に活用することによって GHG 排出削減や燃料消費削減に有効な技術であると考えられる。

図 4.1.87 は、日本郵船株式会社、MTI 及びエロマティック社が提案している CO<sub>2</sub> 排出量を 100% 削減するゼロエミッションのコンセプトシップである。本コンセプトシップでは、限られた水素貯蔵スペースでも航続距離を確保するために太陽光エネルギーを併用している。変換効率 45% で面積が約 9,000 m<sup>2</sup> の太陽電池モジュールを設置し、船舶の電力需要の約 15% を供給するとしている。



図 4.1.87 NYK スーパーエコシップ 2050<sup>95)</sup>

② 風力エネルギー

風力エネルギーの推進動力への利用についても検討されている。「ウインドチャレンジャー計画」では、風力エネルギーを最大限に取り込むことによって、大型商船の燃料消費を大幅に低減させ、船舶からの CO<sub>2</sub> 排出削減を目指しており、2009 年より巨大な硬翼帆を開発している。図 4.1.88 は、ウインドチャレンジャー計画で挙げられている次世代帆船であり、2020 年の実用化を目指して研究開発が行われている<sup>96)</sup>。

また、大内らは、船上で水素を生産する新たなコンセプトを発表している(図 4.1.89)。大面積硬翼帆船を強風域で航走させることにより、帆船の船首水面下に配置したタービンを回転させ、発電機により発電した電力を活かした水電解により水素を生産、さらにその水素をトルエンと触媒を使って反応させ、前述したメチルシクロヘキサン (MCH) を水素キャリアとして船に貯蔵・輸送し、陸上へ払い出す機能を持つ水素生産帆船を提案している。

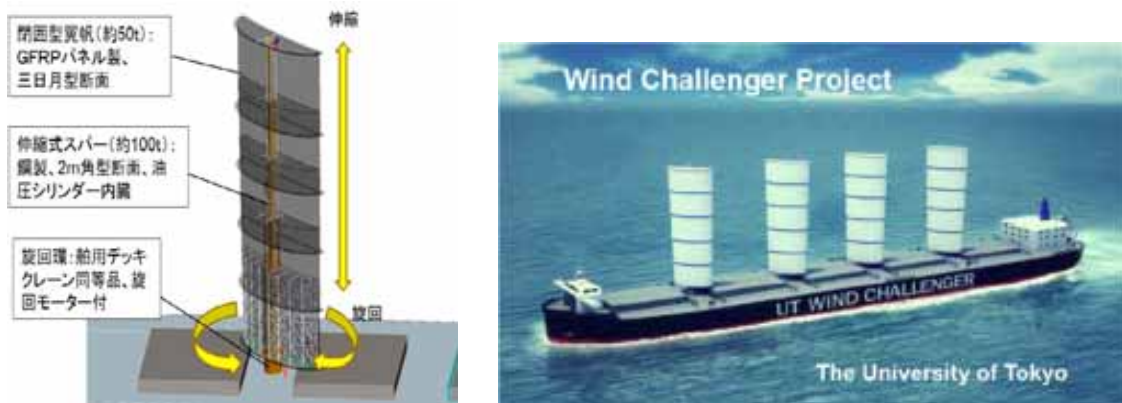


図 4.1.88 世代帆船「ウインドチャレンジャー計画」<sup>97)</sup>



図 4.1.89 水素生産帆船の概念図<sup>98)</sup>

#### 4.1.4.1.8 技術開発動向調査のまとめ

低・脱炭素技術としては様々な技術が研究開発されているが、現状ではコストが高いものがほとんどであり、安価かつ既存船や既存インフラの利用が容易と期待されるバイオマス燃料は、持続可能性の課題や、航空業界や自動車業界と燃料の調達において競合する等の課題がある。

##### (1) 船舶燃料としての利用に関する技術の状況及び課題

船舶側の技術的課題としては、前項までに、低・脱炭素燃料の適用可能なエンジン、タービン、燃料電池などの燃焼・発電技術の現状及び低・脱炭素燃料を適用した場合の技術的な課題について調査した。

次ページの表 4.1.16 に各種燃焼・発電技術の特徴と技術課題をまとめている。現状までの調査では、それぞれの技術の船舶適用性を詳細かつ定量的に検討・評価することは難しいが、いずれの技術も今後の開発状況によっては、船舶からの GHG 排出を大幅に削減するブレークスルー技術になり得ると考えられる。



表 4.1.16 各種燃焼・発電技術の特徴と技術課題

燃料の種類	燃焼・発電技術	技術課題
バイオディーゼル	ディーゼルエンジン	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 大幅に改造することなく使用可能</li> <li>● NOx 排出量の増加への対応</li> <li>● エンジンオイルへの燃料混入による動粘度変化並びに酸化による劣化の対策</li> <li>● 低負荷運転時の燃料噴射制御</li> </ul>
エステル化処理をしていないバイオ燃料	ディーゼルエンジン	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 長期使用時の燃料系統、燃焼室、排気系統の汚損や腐食などへの対応</li> <li>● 植物油の劣化（酸化）や不純物の析出などの貯蔵安定性</li> <li>● ゴム、樹脂、金属などの部材に与える影響</li> <li>● エンジンオイルへ植物油の混入</li> <li>● NOx 排出量を低減するための対応</li> <li>● 低負荷運転時の燃料噴射制御</li> <li>● 高流動点燃料（パーム油等）への対応</li> </ul>
水素	水素専焼エンジン	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 大出力化技術</li> <li>● 適切な安全対策</li> </ul>
	水素混焼ガスエンジン	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 最高燃焼圧力の増大への対応</li> <li>● ノッキング等の異常燃焼の抑制技術</li> <li>● 安全対策の確立</li> </ul>
	水素タービン	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 水素特有の燃焼特性に適合する安定燃焼技術</li> <li>● 低 NOx 化を実現する燃焼器の開発</li> </ul>
	燃料電池 (PEFC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 低コスト化</li> <li>● 長寿命化</li> <li>● 安全対策の確立</li> </ul>
アンモニア	アンモニア燃焼レシプロエンジン	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 燃焼性が低いアンモニアの燃焼効率の向上</li> <li>● アンモニア由来 NOx の抑制</li> <li>● 温暖化係数の高い N<sub>2</sub>O の削減</li> </ul>
	アンモニア燃料タービン	<ul style="list-style-type: none"> <li>● アンモニア特有の燃焼特性に適合する安定燃焼技術</li> <li>● アンモニア由来 NOx の抑制</li> </ul>
	アンモニア燃料電池 (SOFC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 高温の動作温度に至るまでの熱供給</li> <li>● 熱による劣化を防ぐ耐熱材料の開発</li> <li>● 起動停止時間の短縮技術</li> </ul>
天然ガス	ガスエンジン (ガスインジェクション方式、GI 方式)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 局所燃焼温度の制御</li> <li>● NOx 低減技術</li> </ul>
	ガスエンジン (リーンバーン方式)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 異常燃焼（ノッキング、失火、過早着火）の発生抑制技術</li> <li>● 未燃燃料（メタンスリップ）の低減技術</li> </ul>
	ガスタービン	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 高効率化</li> </ul>
	天然ガス改質燃料電池	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 改質器内の燃焼ガス加熱などの安全性確保</li> <li>● 水素生成速度の制限による発電負荷追従性</li> <li>● 負荷停止・減少時の余剰水素の処理</li> </ul>
自然エネルギー	太陽電池	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 高効率化</li> <li>● GHG 排出削減や燃料消費削減のための有効利用技術</li> </ul>
	風力推進（帆船）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 有効性の確認</li> </ul>

(2) 船舶での貯蔵に関する技術の状況及び課題

表 4.1.17 に各種燃料貯蔵技術とそれぞれの技術課題をまとめている。バイオディーゼルやバイオエタノールについては、既存船を少ない改変で利用可能になることから、有望であるがディーゼルは航空分野や自動車分野との燃料が競合することから、バイオガス等競合しにくい燃料についても検討していくことが望ましい。水素燃料やアンモニアの場合は、同じ航続距離で必要になる燃料タンクの容積が現状の船舶よりも大きくなる傾向があるため、適切な配置や船の形状に関する検討が必要になる。

表 4.1.17 各種燃料貯蔵技術と技術課題

燃料及び貯蔵の種類	技術課題
バイオディーゼル	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 長期保管における酸化防止対策</li> <li>● 燃料ホース等のゴム製部品の膨潤・劣化対策</li> <li>● 配管部品等の銅合金部品に対する酸化防止対策</li> <li>● 必要に応じて、低引火点燃料としての安全対策</li> </ul>
バイオエタノール	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 水分混入防止対策</li> <li>● 低引火点燃料としての安全対策</li> </ul>
バイオガス	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 燃料中に含まれる有害物質の除去技術</li> <li>● 燃料中に含まれる二酸化炭素の液化や昇華への対策</li> <li>● バイオガスから二酸化炭素を分離・除去とメタンの高濃度化（発熱量の増加）</li> </ul>
液体水素	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 外部からの入熱が少ない高度な断熱技術</li> <li>● 液化に要するエネルギーの低減技術</li> <li>● タンク内のスロッシング対策</li> <li>● 液体水素用大容量移送ポンプの開発</li> <li>● BOG 漏洩検知等の液体水素用計測装置の開発</li> <li>● スラッシュ水素貯蔵等の新技術の開発</li> </ul>
圧縮水素	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 圧縮水素タンクの大型化</li> <li>● 適切な安全対策</li> </ul>
水素吸蔵合金	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 軽量化・高エネルギー密度化・低コスト化のための新技術の開発</li> <li>● 水素充填・放出過程における熱管理</li> </ul>
有機ハイドライド	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 水素貯蔵・脱水素反応の高効率化</li> </ul>
アンモニア	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 供給・製造技術</li> <li>● 銅合金の応力腐食割れ対策</li> <li>● 毒性・漏洩対策などの適切な安全対策</li> </ul>
液化天然ガス	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 前処理行程における不純物の分離・除去</li> <li>● 断熱性能の向上と BOG の最小化</li> <li>● タンク内濃縮現象への対策</li> <li>● タンク内のスロッシング対策</li> <li>● タンク内燃料性状の均一化（ロールオーバー対策）</li> </ul>
圧縮天然ガス	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 圧縮天然ガスタンクの大型化</li> <li>● 適切な安全対策</li> </ul>
二次電池	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 高エネルギー密度化（次世代二次電池の開発）</li> <li>● 海上充電設備の開発</li> <li>● GHG 削減のための有効利用技術</li> </ul>

表 4.1.18 は各種燃料の物性値及び燃料タンク容積（重油タンク比）をまとめたものである。同表において、燃料タンク容積（重油タンク比）は、熱効率が同一の動力源を使用するとして試算している。これより、液化天然ガス（LNG）、液体水素、アンモニアなどの代替燃料を使用する場合のタンク寸法は、従来の重油タンクと比べて、2～4.5 倍程度の大きさになることがわかる。

表 4.1.18 各種燃料の物性値及び燃料タンク容積（重油タンク比）

	重油	天然ガス (液体)	水素 (液体)	アンモニア (液体)
発熱量	42.7 MJ/kg	49.2 MJ/kg	121 MJ/kg	22.5 MJ/kg
密度	900 kg/m <sup>3</sup>	460 kg/m <sup>3</sup>	70.8 kg/m <sup>3</sup>	695 kg/m <sup>3</sup>
CO <sub>2</sub> 排出係数	3.0 t/kL	2.7 t/t <sub>fuel</sub>	0	0
体積あたりの発熱量 (重油比)	38.4 GJ/m <sup>3</sup> (100 %)	22.6 GJ/m <sup>3</sup> (59 %)	8.6 GJ/m <sup>3</sup> (22 %)	15.6 GJ/m <sup>3</sup> (41 %)
燃料タンク容積 (重油タンク比)	1.0	1.7	4.5	2.5

以上の結果に基づき、各種船舶に代替燃料を使用した際のタンク配置を検討した。図 4.1.90 は水素燃料及びアンモニア燃料を利用するバルクキャリアの検討例である。比較のため、同図(a)及び(c)に従来の油燃料を利用する船舶も併記している。この検討例においては、従来の油焼き船舶と同等の航続距離（約 60 日）となるように代替燃料のタンク寸法を推定している。ただし、液体水素タンクの断熱構造や代替燃料を使用する際の関連設備の配置については十分な検討がなされていない。これらの検討結果より、球形の水素タンクを用いる場合、貨物スペースは従来の 5/6～1/3 程度になると想定される。

図 4.1.91 は、GHG 排出量を半減する VLCC の検討例である。比較のため、同図(a)に従来の油燃料を利用する船舶を併記している。この検討例では、重油タンクの寸法を従来の 1/2 とし、残りを水素燃料タンクとして従来燃料船と同等の航続距離を維持できるだけの燃料を搭載している。

図 4.1.92 は、GHG 排出量を 70 %削減するコンテナ船の検討例である。従来の重油燃料を液化天然ガス（LNG）に置き換えることでエンジン出力あたり 20 %程度の GHG 排出量を削減し、さらに航海速力を下げてエンジン出力を低減することで GHG 排出量を 70 %削減すると試算している。

それぞれの燃焼・発電技術を組み合わせ、船舶の動力システムが構成されることも考えられる。図 4.1.93 は、従来の石油燃料を完全に水素に置き換えた場合のシステム構成を検討した一例である。推進用主機として水素エンジン、船内電力用発電機として燃料電池（PEFC）を搭載している。

低・脱炭素燃料それぞれの特徴に応じた燃料貯蔵技術の現状と技術課題並びに低・脱炭素燃料の適用可能なエンジン、タービン、燃料電池などの燃焼・発電技術の現状と技術課題について調査し、低・脱炭素燃料に対応する船舶技術を整理した。これらの調査結果は、海運部門における将来の CO<sub>2</sub> 削減のシナリオを議論する際の基礎となりうる。

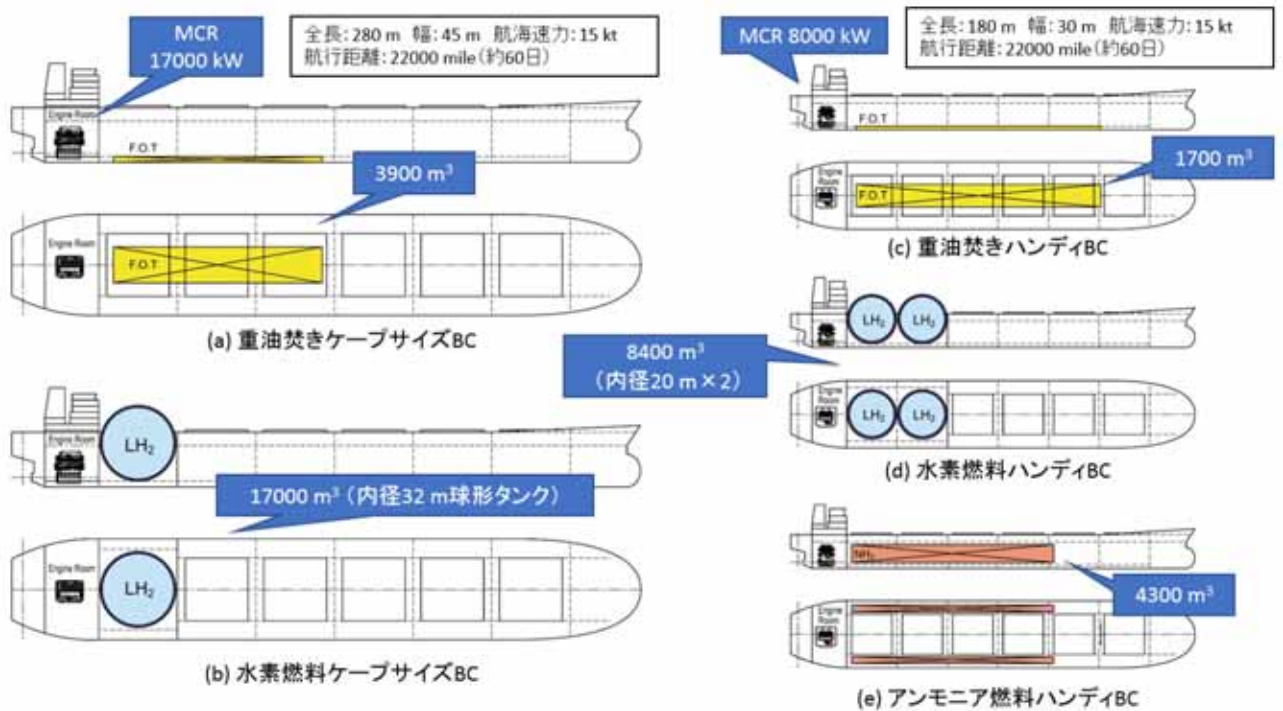


図 4.1.90 水素燃料及びアンモニア燃料を利用するバルクキャリアの検討例

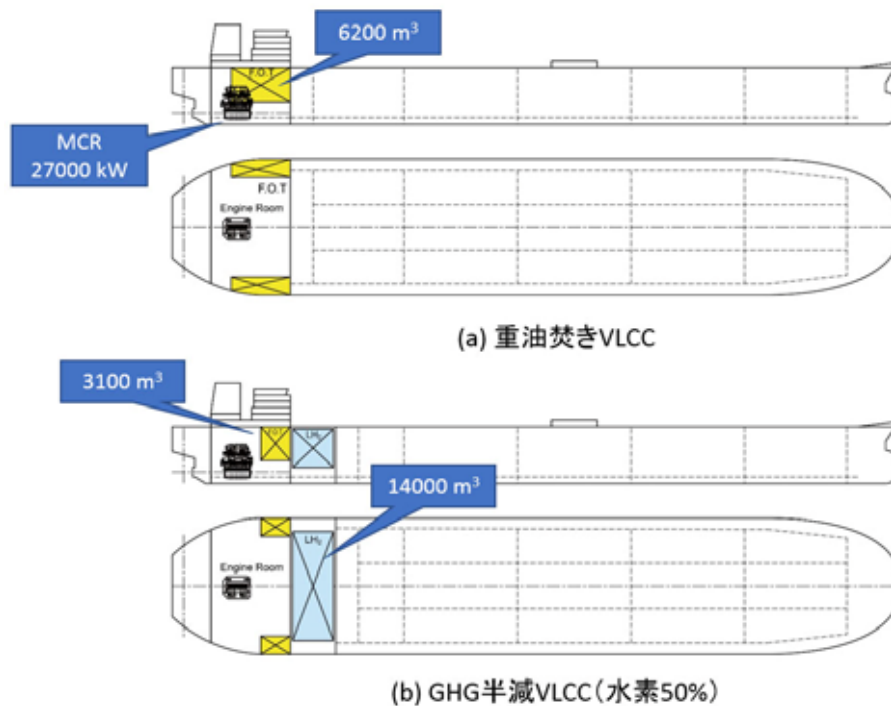


図 4.1.91 GHG 排出量を半減する VLCC の検討例

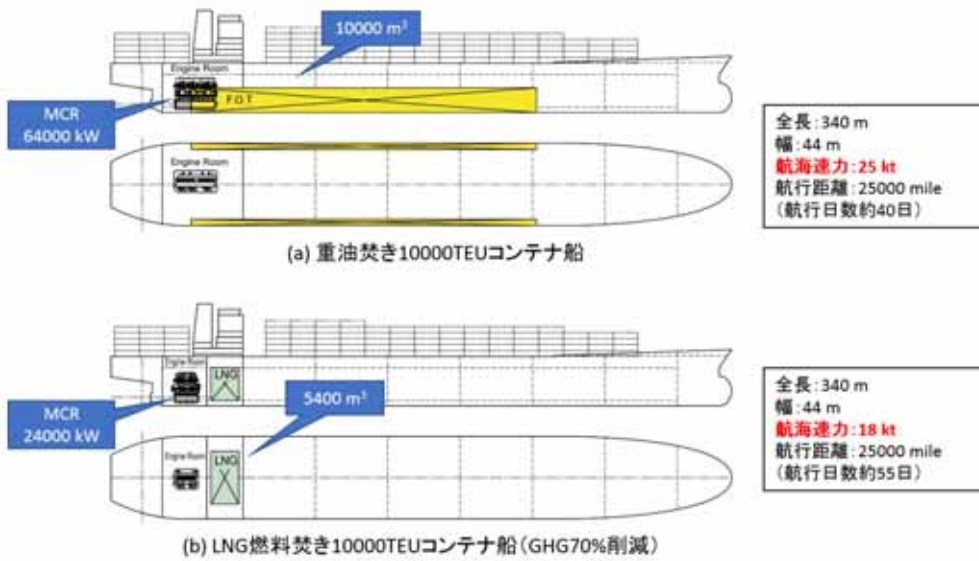


図 4.1.92 GHG 排出量を 70 %削減するコンテナ船の検討例

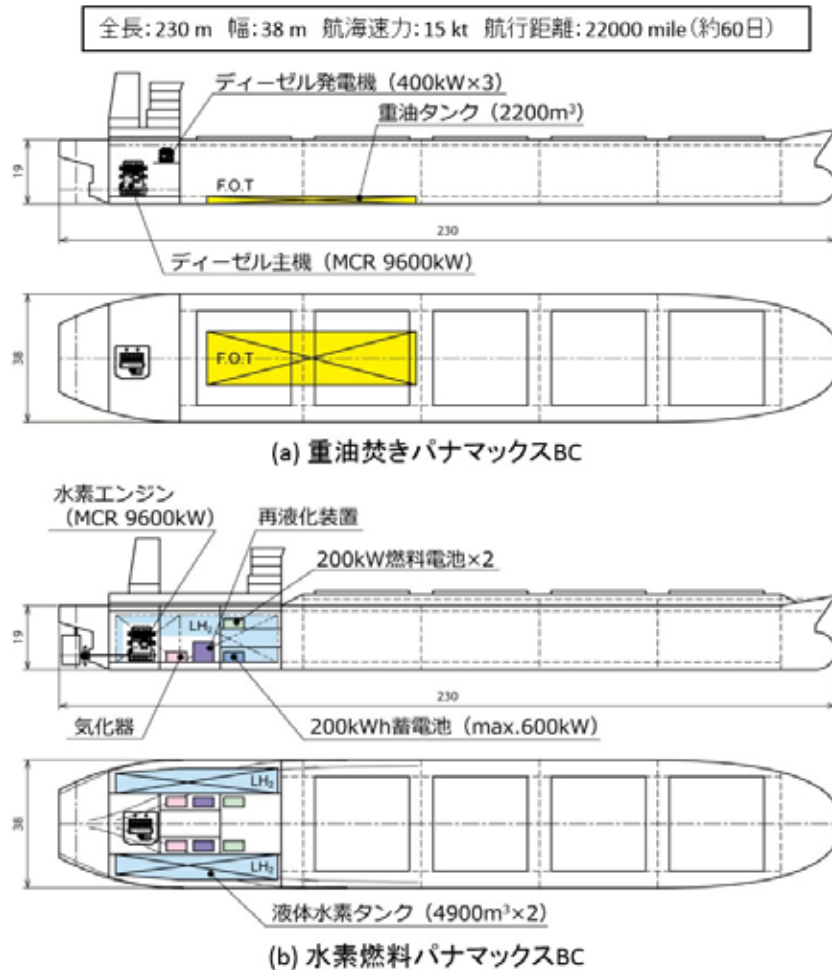


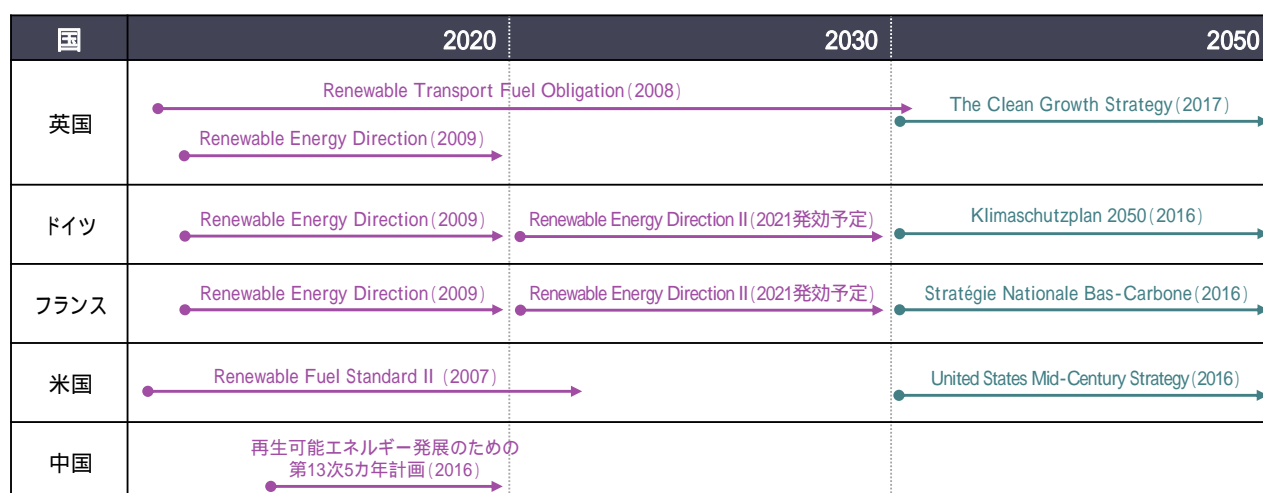
図 4.1.93 水素燃料船のイメージ

#### 4.1.5 主要各国の政策動向に関する調査

本節では、英・仏・独・米・中の5ヶ国について、2020年前後（短期）、2030年（中期）、2050年（長期）の運輸部門の代替燃料に関する普及シナリオや導入目標等の概要を整理する。調査対象を下表に示し、時間軸で整理した調査対象を下図に示す。欧米諸国では、2020～2030年の定量目標が設定されているが、それ以降は定性的な言及に留まっている。中国においては、2020年の定量目標が設定されている。

表 4.1.19 「主要各国の政策動向に関する調査」における調査対象一覧

#	国／地域	時間軸	施策名・ビジョン名	発行年	定量目標
(1)	欧州（英・仏・独）	短期	Renewable Energy Direction	2009	有
(2)	欧州（仏・独）	中期	Renewable Energy Direction II(審議中)	2021 予定	有
(3)	英国	中期	Renewable Transport Fuel Obligation	2008	有
(4)		長期	The Clean Growth Strategy	2017	無
(5)	ドイツ	長期	Klimaschutzplan 2050	2016	無
(6)	フランス	長期	Stratégie Nationale Bas-Carbone	2016	無
(7)	米国	短期	Renewable Fuel Standard II	2007	有
(8)		長期	United States Mid-Century Strategy	2016	無
(9)	中国	短期	再生可能エネルギー発展のための第13次5カ年計画（2016-2020年）	2016	有



紫色・・・定量的な普及目標が掲げられている施策・ビジョン      緑色・・・定量的な普及目標が掲げられていない施策・ビジョン

図 4.1.94 「主要各国の政策動向に関する調査」における調査対象の整理



## (1) Renewable Energy Direction 【欧州（英・仏・独）／短期】

### ① 創設経緯

2008年1月、欧州委員会が欧州再生可能エネルギー指令（RED）を提案し、2009年4月、欧州議会・欧州閣僚理事会の承認を経て導入され、2010年6月、導入に伴い、欧州加盟国がREDで掲げられた目標の達成に向けたNational Action Planを提出した。

2012年10月、間接土地利用変化（ILUC：Indirect Land Use Change）の観点から、欧州委員会はREDの持続可能性基準に関する改正案を提案し、2015年7月、欧州議会・欧州閣僚理事会の修正及び承認を経て、改正を採択されている。

### ② 運用機関

欧州委員会

### ③ 対象期間

2009年～2020年

### ④ 義務対象者

欧州加盟国

### ⑤ 導入目標

- ・ 2020年までに、輸送用燃料の10%を再生可能燃料由来とする（必達目標）
- ・ 食用作物由来のバイオ燃料の導入上限を7%までとする（必達目標）
- ・ 先進型バイオ燃料の導入目標を0.5%とする（努力目標）

### ⑥ 遵守方法

加盟国の裁量に委ねられる。但し、先進型バイオ燃料は導入量の2倍としてカウントする優遇措置を講じる。加盟国の施策例として、英国、フランス、ドイツでは、全て供給側に政策措置を講じており、需要側に再生可能燃料の利用を強制する措置は講じられていない。

表 4.1.20 英・仏・独における再生可能燃料促進の主な施策

国	施策名	概要
英国	Renewable Transport Fuel Obligation	年間45万L以上の燃料供給事業者に対して、2032年までに供給燃料の12.4%を再生可能燃料で供給することを要請。
フランス	汚染活動一般税 (TGAP)	燃料供給事業者に対して、供給量に占めるバイオ燃料の熱量割合を7.7%（2018年）とし、それを満たした事業者は免税、不足した事業者は不足分に対して販売単価に7.7%を乗じた税額を徴収。
ドイツ	Biofuel Quota Ordinance	燃料供給事業者に対して、2020年までに供給燃料のGHG排出原単位を6%削減することを要請。

### ⑦ 罰則

欧州委員会が達成困難な国に勧告し、最終的には金融制裁として罰金を課すよう欧州連合司法裁判所に求める。罰金額は、定額（1日当たり640EUR）に深刻度や各国GDP等を考慮して算定される。なお、本罰則は欧州加盟国にのみ適用されるため、欧州加盟国以外の国々やIMO等の国際機関には適用されない。

表 4.1.21 金融制裁の主な事例<sup>99)</sup>

年月日	対象国	罰則内容	罰金額
2013/3/21	ポーランド	RED の国内法への移転不履行	133,228.80EUR/day
2013/3/21	キプロス	RED の国内法への移転不履行	11,404.80EUR/day
2013/11/20	オーストリア	RED の一部（再生可能エネルギー源からの電力系統のアクセス管理、およびバイオ燃料の持続可能性基準）の国内法への移転不履行	40,512.00EUR/day
2014/1/21	アイルランド	RED の一部（輸送部門における再生可能エネルギー割合 10%目標、行政手続の合理化、再生可能エネルギー源からの電力系統のアクセス管理、バイオ燃料の持続可能性基準）の国内法への移転不履行	25,447.50EUR/day

## (2) Renewable Energy Direction II（審議中）【欧州（仏・独）／中期】

### ① 創設経緯（2019年3月時点）

2016年1月、2030年目標への拡張を目的に、欧州委員会が欧州再生可能エネルギー指令の改正案を提案した。2018年1月、欧州議会は欧州委員会の改正案に対する修正案を提出し、審議が行われ、2018年11月に、上記修正案にさらに修正を加えた改正案を欧州議会が承認されている。今後は欧州閣僚理事会にて審議され、承認されれば採用されるが、否認された場合は制度内容が修正される可能性がある。

### ② 運用機関

欧州委員会

### ③ 対象期間

2021年～2030年（予定）

### ④ 義務対象者

欧州加盟国

### ⑤ 導入目標

- ・ 2030年までに、輸送用燃料の14%を再生可能燃料由来とする
- ・ 食用作物由来のバイオ燃料の導入上限を7%までとする
- ・ カテゴリ A に該当する先進型バイオ燃料の導入目標を2022年に0.1%、2025年に1%、2030年に3.5%に引き上げる

### ⑥ 遵守方法

加盟国の裁量に委ねられる。但し、原料や用途に応じて実際の導入量より多くカウントする以下の優遇措置を講じる。

- ・ 先進型バイオ燃料（ANNEX IX に記載されたもの）は導入量の2倍としてカウントする。
- ・ 鉄道部門に供給される再生可能電力は導入量の1.5倍、自動車部門に供給される再生可能電力は導入量の4倍としてカウントする。
- ・ 食用作物由来のバイオ燃料を除き、航空部門・船舶部門に供給される燃料は導入量の1.2倍としてカウントする。

### ⑦ 罰則

欧州委員会が達成困難な国に勧告し、最終的には金融制裁として罰金を課すよう欧州連合司法裁判所に求める。罰金額は、深刻度や各国GDP等を考慮して算定される。

## (3) Renewable Transport Fuel Obligation (RTFO) 【英／中期】

### ① 創設経緯

2004年7月に成立されたエネルギー法（Energy Act 2004）に包含される形で、2005年11月にRTFOの導入を通知し、2008年4月15日より施行された。2013年4月15日より、対象事業者をオフロード移動機械（NRMM）の燃料供給事業者にも拡張が行われ、2015年4月15日より、水

素化植物油（HVO）及び脂肪酸メチルエステル（FAME）の扱いを整備した。更に、2018年4月15日より、RTFOを大幅に改正。再生可能燃料総量目標及び開発燃料目標に分割し、2032年までの導入目標を明確化した。

② 運用機関

英国運輸省（Department of Transport）

③ 対象期間

2008年～2032年

④ 義務対象者

道路輸送、NRMM（船舶含む）、航空機向けの燃料（ガソリン・ディーゼル・ガス・再生可能燃料）を年間450,000L以上供給する事業者

⑤ 導入目標

再生可能燃料の導入割合は2020年までに全体の9.75%以上、2032年までに全体の12.4%以上が義務付けられている。また、英国の長期的な戦略ニーズに合致した燃料を「development fuel（開発燃料）」と定義し、再生可能燃料総量目標の内数での義務量を別途定めている。

表 4.1.22 英国 RTFO における再生可能燃料の導入目標<sup>102)</sup>

年	作物由来のバイオ燃料	開発燃料	再生燃料全体
2018	4.00%	NA	7.25%
2019	4.00%	0.10%	8.50%
2020	4.00%	0.15%	9.75%
2021	3.83%	0.50%	10.10%
2022	3.67%	0.80%	10.40%
2023	3.50%	1.00%	10.60%
2024	3.33%	1.20%	10.80%
2025	3.17%	1.40%	11.00%
2026	3.00%	1.60%	11.20%
2027	2.83%	1.80%	11.40%
2028	2.67%	2.00%	11.60%
2029	2.50%	2.20%	11.80%
2030	2.33%	2.40%	12.00%
2031	2.17%	2.60%	12.20%
2032	2.00%	2.80%	12.40%

作物由来バイオ燃料については、2021年以降上限値を徐々に引き下げ、2032年には2%まで半減させる。廃棄物又は残渣由来バイオ燃料、RFNBO等の開発燃料については、2019年以降上限値を徐々に引き上げ、2032年には2.8%まで引き上げる。

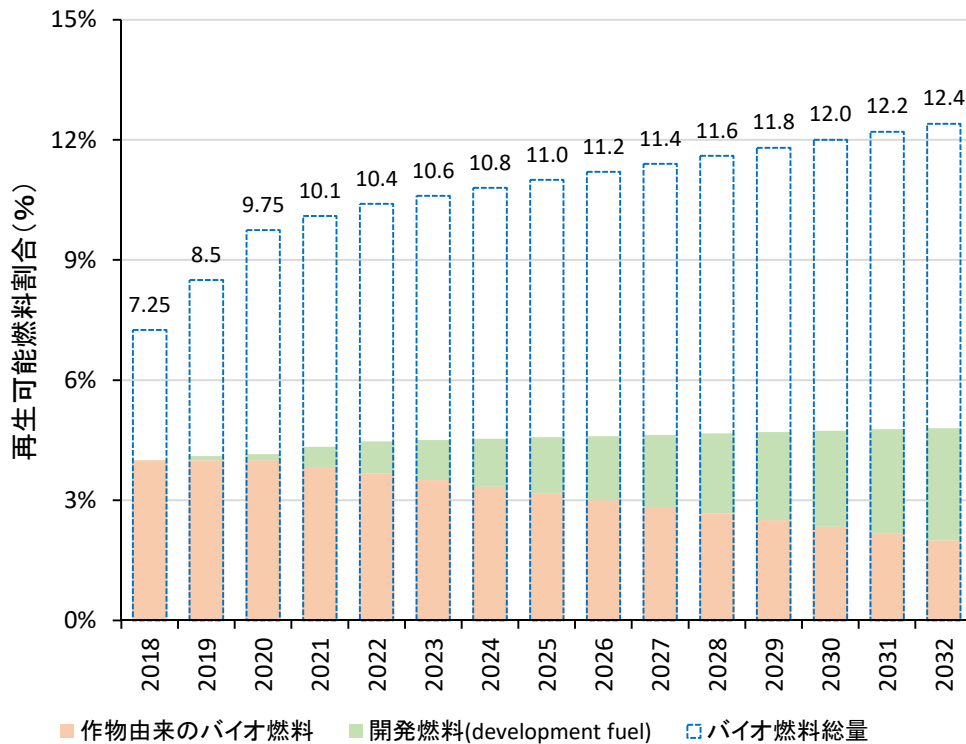


図 4.1.95 英国 RTFO における再生可能燃料の導入目標推移<sup>102)</sup>

#### ⑥ 遵守方法

以下のいずれかの方法 (Redeem、Buy-Out) で義務遵守量及び開発燃料義務量を達成する。RTFCs による償却は毎年 9 月 15 日までに行われ、償却が不足する場合は 10 月 26 日までに Buy-Out による精算を完了させなければならない。10 月 26 日までに精算できない場合は、10 月 27 日のイングランド銀行の基準金利に対して年率 5% を上乗せした利子が課される。

- ・ 再生可能輸送燃料証書 (Renewable Transport Fuel Certificates : RTFCs) による償却【Redeem】
- ・ RTFCs で償却しきれなかった分に対する権利買取価格 (遵守量の場合は 1 クレジット当たり 30 ペンス、開発燃料義務量の場合は 1 クレジット当たり 80 ペンス) による支払い【Buy-Out】

#### <特例措置>

- ・ 廃棄物及び残渣物 (但し、農業・漁業・林業の残渣物を除く) 由来の原料から得られる再生可能輸送燃料に対しては、1 単位当たり 2 クレジット分の RTFCs が発行される。
- ・ 償却に利用する RTFCs の 25% を上限として、前年に発行された RTFCs の繰り越し (carry over) することが可能。

#### ⑦ 罰則

##### <義務量を順守しなかった場合>

5 万 £、又は、RTFO の対象となる燃料による売上高の 10% で少額な方を民事罰金 (Civil Penalty) として徴収される。

##### <RTFCs を不正に取得した場合>

RTFO の権利買取価格の 2 倍の価格を不正取得クレジット分に乗じた額、又は、RTFO の対象となる燃料による売上高の 10% で少額な方を民事罰金として徴収される。

#### (4) The Clean Growth Strategy 【英/長期】

##### ① 創設経緯

2008 年に可決された気候変動法により、英国は温室効果ガス排出量の上限「カーボン・バジェット」を 5 年ごとに定めるプロセスを通じて 2050 年までに温室効果ガス排出量を 1990 年比で 80% 以上削減することにコミットした。2015 年 3 月、英国を含む欧州加盟国はパリ協定に基づき、

2030年までに1990年比で40%の温室効果ガス削減にコミットするNDCを提出し、2017年10月、英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省は、2050年に80%削減を達成するシナリオ分析や方策の提示等を目的として、「The Clean Growth Strategy」を公表した。

② 発効機関

英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省（Department for Business, Energy and Industrial Strategy : BEIS）

③ 対象期間

～2050年

④ 全体目標の概要

2028～2032年までの第5次カーボンバジェット（1990年比で57%削減）を設定するとともに、それに向けた方策を提示している。また、2050年に温室効果ガス排出量を1990年比で80%削減を達成する4つのシナリオ（原子力・CCS・再エネが同程度導入されるシナリオ、再エネ・省エネ進展シナリオ、CCSバイオ進展シナリオ、原子力拡大・省エネ低位シナリオ）について分析を行っている。

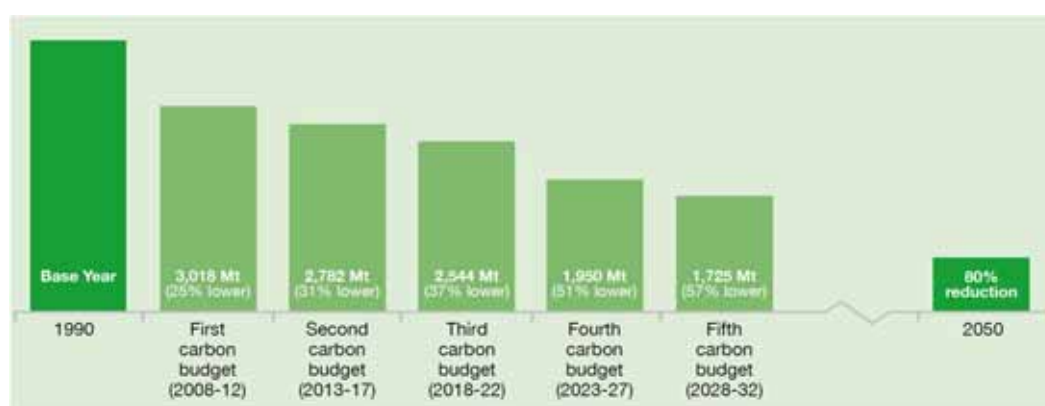


図 4.1.96 カーボンバジェットの推移と 2050 年 80%削減の推移<sup>103)</sup>

なお、部門別目標は産業部門のみ 2050 年までに 70%削減が明示されており、産業 CCS により CO<sub>2</sub> の約 1/3 程度の回収が見込まれている。

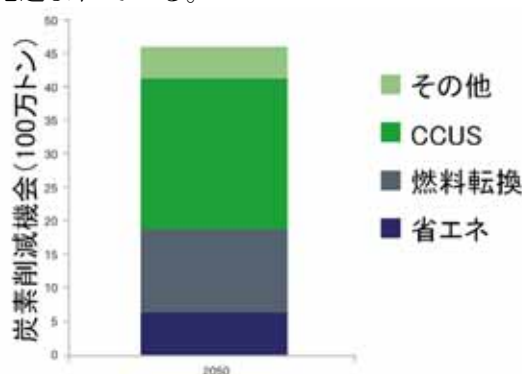


図 4.1.97 産業部門における炭素削減機会（2050年）<sup>103)より作成</sup>

⑤ 運輸部門の主な記載

- ・ 政府は 2040 年までに従来のガソリンおよびディーゼル車およびバンの新車販売の全面的な終了を発表している。政府は超低排出ガス自動車（ULEV）の普及を推進するために 10 億ポンドを費やしている。バッテリーの価格が下落し続ければ、今後新車に対し政府が助成金を出す必要はなくなる。成熟した、自給自足が可能な市場の開拓を支援するために、政府は ULEV への援助を提供する。
- ・ 電気自動車充電ネットワークに関して、規制や資金調達、民間投資を利用してネットワークを構築するための戦略を打ち出す。水素燃料供給ステーションのネットワークの構築、公共

および民間セクターでの水素燃料電池自動車およびバンの導入を増やすために資金を提供する。



図 4.1.98 運輸部門における GHG 排出量の実績値及び見通し（1990～2050 年）

- ・ 政府は公共セクターがゼロエミッション車への移行を主導するために、中央政府の大規模な導入要件や調達者に最もクリーンな低排出車を選択させる新しい購買基準などの計画を発表する。
- ・ 都心部への配送に低排出鉄道貨物の利用を含め、より多くの貨物が道路から鉄道へと移行するための費用効率の高い選択肢を可能にする活動を促進する。
- ・ 公共交通網への投資を継続し、人々が自転車や徒歩、もしくはバスや電車を移動手段として利用するよう支援する。
- ・ 持続可能な代替燃料を推進することにより、ガソリン車やディーゼル車からの炭素排出量を削減するとともに、重量車や航空部門に適した先進燃料の開発を支援する。
- ・ RTFO を拡大し、航空部門でバイオ燃料を使用するインセンティブを与える。国内船舶に関しては、政府は引き続き産業と協働し、新型の船体設計、空力構造を含む燃料効率改善技術を開発する。船舶保有者や港湾と協働し、持続可能な代替燃料やよりクリーンな排出技術の供給と使用における障壁を特定し、可能性のある解決策を探る。

## (5) Klimaschutzplan 2050【独／長期】

### ① 創設経緯

2015年3月、ドイツを含む欧州加盟国はパリ協定に基づき、2030年までに1990年比で40%の温室効果ガス削減にコミットするNDCを提出した。2016年11月、ドイツ連邦環境・自然保護・建設・原子炉安全省は、2030年までの温室効果ガス削減目標を着実に実施し、2050年の長期的な温室効果ガス削減の方向性を示すことを目的として、「Klimaschutzplan 2050」を公表した。

### ② 発効機関

ドイツ連邦環境・自然保護・建設・原子炉安全省（現 ドイツ連邦環境・自然保護・原子炉安全省（Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit））

### ③ 対象期間

～2050年

### ④ 全体目標の概要

温室効果ガスの排出量を **2050年までに1990年比80～95%削減**し、今世紀半ばまでにGHGニュートラルを目指すという長期目標を設定した。また、2050年までの中間目標として、2030年までに1990年比55%削減を設定。本計画では、2030年目標を確実に遂行するため、ロードマップとなる各部門の排出目標を提示した。本計画は、ドイツが長期的な気候保護戦略を実行するに当



たつての基本方針であり、経済界、研究機関、市民社会を含むすべての関係者に必要な方向性を示すものであり、今後数十年に渡っての詳細を提示するマスタープランではないとされている。

表 4.1.23 2030 年に向けた部門別削減目標

部門	GHG 排出量 (MtCO <sub>2</sub> e)			2030 年の削減率 (1990 年比)
	1990 年	2014 年	2030 年	
エネルギー	466	358	175~183	▲62~61%
建築物	209	119	70~72	▲67~66%
運輸	163	160	95~98	▲42~40%
産業	283	181	140~143	▲51~49%
農業	88	72	58~61	▲34~31%
その他	39	12	5	▲87%
合計	1,248	902	543~562	▲56~55%

#### ⑤ 運輸部門の主な記載

旅客及び貨物輸送の輸送量全体における各交通手段の割合は異なる。旅客輸送の大部分は自動車と自動二輪によるもので、およそ 76%を占める。長距離列車及び都市を結ぶ電車は 7.2%、公共の道路交通機関（バス、路面電車及び地下鉄）は 6.5%である。航空輸送は旅客輸送のおよそ 4.7%を占める。貨物輸送においては、トラックによる輸送が最も多く 73%、電車 17.7%、内航船舶が 9.3%を占める。

国際航空・国際海運においてドイツが排出する温室効果ガスは、温室効果ガス排出報告の輸送部門には含まれないが、国際空輸・海運の急増に対応する必要がある。特に ICAO による 2020 年以降の航空部門における気候ニュートラルな発展を保証し、国際市場に基づいた対策を支援する。EU 域内の航空部門における排出量は EU 排出権取引制度により把握し、2018 年以降は国際海路輸送における CO<sub>2</sub> 排出量を MRV 条例（算定、報告、検証）に基づき、IMO のデータ収集システムにより把握する。

表 4.1.24 2030 年の削減目標に向けた対策及び 2050 年のビジョンに関する主な記載

<p><b>2030 年の削減目標に向けた対策</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2030 年までに道路交通における温室効果ガス削減のコンセプトをまとめる。</li> <li>・ E モビリティに関する支援対策を定期的にレビューし、E モビリティの発展状況に合わせて対策を調整する。</li> <li>・ 環境に優しい交通手段・乗り物の利用や交通部門における再生可能エネルギーの利用への経済的インセンティブが明らかに高まるよう、追加費用を発生させずに交通関連費用や分担金を発展させる方法を検討する。</li> <li>・ 公共交通機関の利用、モーダルシフト、自転車・徒歩交通を拡大する。</li> <li>・ 国内・グローバルレベルで航空輸送及び内航船舶における電力ベースの燃料を拡大し、市場導入するためのコンセプトを提示する。廃棄物及び残材をベースとしたバイオ燃料の同部門における役割を検証する。</li> <li>・ 交通部門のデジタル化戦略を構築する。</li> </ul>
<p><b>2050 年のビジョン</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2050 年にはドイツの交通システムを化石燃料からほぼ脱却（「脱炭素化」）させ、広範囲に温室効果ガスニュートラルを達成する。</li> <li>・ 計画的で統合的な都市開発により、道路空間を需要に応じて再構築し、徒歩及び自転車による移動が大幅に増加する。</li> <li>・ 道路交通については、内燃機関のエネルギー効率を改善するだけでなく、自動車のボディへの軽量化技術の採用、電動モーターなどの代替動力の大量生産工程への統合、またそのさらなる開発が必要である。</li> <li>・ 代替動力や代替エネルギー源への転換においては、今後、eFuels/Power-to-X 等が不可欠な選択肢となる。</li> <li>・ 航空輸送など、電力を直接利用できない部門においてはバイオ燃料が有用である。しかし、持続可能なバイオマスの可能性は限定的である。このため、<u>再生可能エネルギー電力の水素への転換、さらには水素からメタンや液体燃料の合成も有望</u>である。再生可能エネルギーで生成した水素を燃料電池に使用し、<u>合成した炭化水素は船舶及び航空機に優先的に使用する。</u></li> </ul>

## (6) Stratégie Nationale Bas-Carbone 【仏／長期】

### ① 創設経緯

2012 年 11 月から 2013 年 7 月にかけて開催された「エネルギー移行に関する国民議論」及び 2013 年 9 月にオランダ大統領出席の下に開催された「国民環境会議」の提言を踏まえ「グリーン成長のためのエネルギー移行法（LTECV 法）」の草案が策定され、2014 年 10 月に国民議会下院に提出された。そして、フランス上院・下院を通じて 1 年以上の議論を経て 2015 年 7 月 22 日にエネルギー移行法が成立し、2015 年 8 月 18 日に公布された。

エネルギー移行法では、2050 年の温室効果ガス排出削減目標等を提示するとともに、同法第 8 編第 173 条において、フランスにおけるエネルギー移行を進める上での重要なツールとして、「フランス国家低炭素戦略 (Stratégie nationale bas carbone : SNBC)」および「カーボンバジェット (Budgets carbone)」の早期制定を明記した。

エネルギー移行法制定を受け、2015 年 11 月 18 日、ロワイヤル環境大臣が「フランス国家低炭素戦略」を発表。2016 年 12 月 27 日、パリ協定第 4 条第 19 項に基づく国家長期戦略として UNFCCC に提出された。SNBC では、エネルギー移行法で定めた目標達成のための包括的枠組みや部門別戦略を記載するとともに、第 3 期までのカーボンバジェットを制定 (2015-2018 年、2019-2023 年、2014-2028 年)。さらに、目標を確実に達成するためカーボンバジェットの各期間に、遵守状況をレビューし、国家低炭素戦略の見直しを行うこと等を定めている。

### ② 発効機関

エコロジー・持続可能開発・エネルギー省 (現、環境連帯・移行省 (Ministère de la Transition écologique et solidaire) )

### ③ 対象期間

～2050 年

④ 全体目標の概要

エネルギー移行法では、温室効果ガス排出量を 2030 年までに 1990 年比 40%削減、2050 年までに 4 分の 1 に削減（75%減）するとし、その道筋は、カーボンバジェットにより定めるとしている。

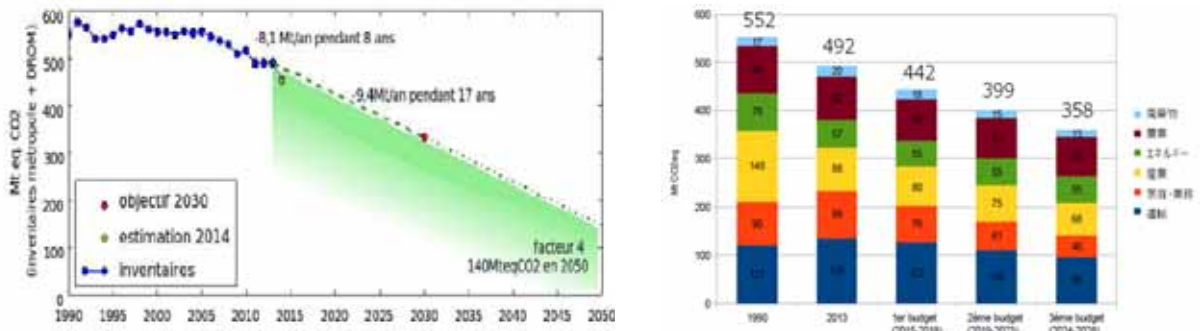


図 4.1.99 SNBC における全体目標（左）とカーボンバジェット（右）

国家低炭素戦略（SNBC）は、上記目標と整合性のある道筋をたどるために実施すべき取組を規定し、また、各部門における勧告を提示している。部門横断的な戦略として、カーボンフットプリント、炭素価格、イノベーション等、また、各部門に対して高い削減目標とそれを達成するための部門固有の戦略を提言している。

表 4.1.25 SNBC における部門固有の戦略

部門	取組みに関する具体的な提言	
産業	目標	2013 年比 ▲24%(2024-28) ▲75%(2050)
	取組	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ エネルギー効率改善</li> <li>・ 循環経済の推進（リサイクル・再利用・エネルギー回収等）</li> <li>・ バイオマス等の低排出原料の利用促進</li> <li>・ GHG 集約度の高いエネルギー使用の削減</li> </ul> ※長期的には CCS 技術の開発及び普及が重要
エネルギー転換	目標	1990 年比で ▲96%(2050) 「ファクター20※」 ※「ファクター20」=効率改善による「ファクター2」× エネルギーミックスの脱炭素化（CCS 含む）による「ファクター10」
	取組	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 需要抑制（効率改善、電化、電力ピーク緩和）</li> <li>・ 再エネの普及と新規火力発電の建設回避</li> <li>・ 再エネ普及のための電力需給調整システムの向上</li> </ul>
運輸	目標	2013 年比 ▲29%(2024-28) ▲70%(2050)
	取組	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 燃費改善（2030 年新車燃費 2L/100km）</li> <li>・ 低炭素車両の導入促進</li> <li>・ 燃料の炭素強度の低減</li> <li>・ 需要の削減（テレワーク、カープーリング等）</li> <li>・ モーダルシフト（道路交通・航空から鉄道等へ）</li> </ul>
建物	目標	2013 年比 ▲54%(2024-28) ▲87%(2050)
	取組	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2012 年基準新築建築物の普及</li> <li>・ ライフサイクル CO<sub>2</sub> 削減を考慮した次期基準の策定</li> <li>・ 2050 年までにはほぼ全ての既存建築物が省エネ改修</li> <li>・ 省エネマネジメント（エコデザイン、スマートメーター等）</li> </ul>
農林業	目標	2013 年比 ▲12%(2024-28) 1990 年比 ▲50%(2050)
	取組	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ アグロエコロジー農業の拡大（有機肥料、永年放牧地の保全等）</li> <li>・ 木材採取量の増加</li> <li>・ バイオマスの活用（建築用材の大規模利用等）</li> </ul>
廃棄物	目標	2013 年比 ▲33%(2024-28) ▲80%(2050)
	取組	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 廃棄物発生抑制</li> <li>・ 資源再利用の促進</li> <li>・ 廃棄物のエネルギー回収</li> <li>・ 廃棄物処理場や浄水処理場からのメタン発生抑制</li> <li>・ エネルギー回収を行わない焼却の禁止</li> </ul>

⑤ 運輸部門の主な記載

運輸部門の GHG 排出量は 1990 年の 1.183 億 tCO<sub>2</sub>eq から 11.1%増加し、2013 年に 1.314 億 tCO<sub>2</sub>eq に達した。2013 年の内訳は道路輸送が運輸全体の 92%であり、航空（同 3%）、海運（同 1%）と続いている。運輸部門では、上述の通り、2013 年比で 2024-28 年までに 29%削減、2050 年までに 70%削減の GHG 削減目標を掲げており、目標達成に向けて表 4.1.26 に示す 5 つの戦略を掲げている。

表 4.1.26 SNBC における運輸部門の固有の戦略

1 人当たり・単位 GDP 当たり移動需要の抑制 (さらには減少)	<ul style="list-style-type: none"> <li>モノの生産地と消費地の近接化。</li> <li>在宅勤務や遠隔サービスの利用の拡大。</li> </ul>
乗車・積載率、より一般的には車両及び既存交通網のより有効な使用	<ul style="list-style-type: none"> <li>往来する車両内の空きスペースを有効利用。カープーリングやその他の移動サービスの拡大。荷主や輸送業者がその業務慣行の見直し。</li> <li>都市間を結ぶ道路や高速道路の速度制限。</li> </ul>
自動車のエネルギー効率	<ul style="list-style-type: none"> <li>標準で 2L 当たり 100km 走れる車を 2050 年までに普及。(遅くとも 2030 年までに新車販売の主流に。)</li> <li>大型トラックのエネルギー効率向上の加速化。</li> </ul>
燃料の炭素強度	<ul style="list-style-type: none"> <li>カーボンバジェット第 1 期 (2015-2018) までに第三世代バイオ燃料や水素モビリティ、バイオ NGV [車両用天然ガス] 等の技術を実用化。短期・中期的には、E モビリティ、第二世代バイオ燃料、NGV、バイオ NGV を推進し、運輸部門のエネルギーミックスの多様化を図る。</li> </ul>
モーダルシフト	<ul style="list-style-type: none"> <li>都市部での徒歩、自転車と公共交通機関の優先。長距離の共同輸送、鉄道船舶の優先。</li> <li>価格シグナルの導入 (炭素価格の引上げ)。</li> <li>国際輸送は、国際海事機関 (IMO) や国際民間航空機関 (ICAO) など国際機関の規則の制定を優先する。 (欧州炭素市場への航空部門の組み入れや海運向け代替燃料の推進などの地域のイニシアティブは、国際規則の補完的位置付けとする。)</li> </ul>

(7) Renewable Fuel Standard II 【米／短期】

① 創設経緯

2005 年 7 月、包括エネルギー法 (Energy Policy Act of 2005) において、燃料供給事業者に対し再生可能燃料の販売を義務付ける RFS を策定し、2007 年 12 月、エネルギー自立・安全保障法 (Energy Independence and Security Act of 2007) の成立に伴い RFS II に改正した。具体的には、再生可能燃料の明確な定義の追加、再生可能燃料の 2022 年供給目標 (360 億ガロン)、RIN (バイオ燃料製造識別番号) の創設等を行った。

② 運用機関

米国環境保護庁 (United States Environmental Protection Agency : EPA)

③ 対象期間

2005 年～2022 年

④ 義務対象者

アラスカ州を除く 49 州で輸送用燃料を提供する石油精製事業者及び石油製品輸入事業者

⑤ 導入目標

Renewable Fuel Standard における再生可能燃料は、原料及びライフサイクル GHG 削減率に応じて 4 種類に分類され、それぞれの導入目標が定められている。他方で、環境保護庁 (EPA) が経済性・環境性に深刻な影響を与えると判断した場合、目標自体を修正する権限を有する。

<制度導入当初の各バイオ燃料の導入目標>

制度導入当初では、再生可能燃料による供給総量を 2022 年までに 360 億ガロンに引き上げ、従来型バイオ燃料の供給を抑えつつ、セルロース系バイオ燃料や先進系バイオ燃料を増やす方向で供給目標を設定していた。

表 4.1.27 RFS II における各バイオ燃料の導入目標（制度導入当初）<sup>104)</sup>

年	セルロース系バイオ燃料	バイオディーゼル	先進系バイオ燃料	再生可能燃料総量	従来型バイオ燃料※2
2009	NA	0.50	0.60	11.10	10.5
2010	0.10	0.65	0.95	12.95	12.0
2011	0.25	0.80	1.35	13.95	12.6
2012	0.50	1.00	2.00	15.20	13.2
2013	1.00	※1	2.75	16.55	13.8
2014	1.75	※1	3.75	18.15	14.4
2015	3.00	※1	5.50	20.50	15.0
2016	4.25	※1	7.25	22.25	15.0
2017	5.50	※1	9.00	24.00	15.0
2018	7.00	※1	11.00	26.00	15.0
2019	8.50	※1	13.00	28.00	15.0
2020	10.5	※1	15.00	30.00	15.0
2021	13.5	※1	18.00	33.00	15.0
2022	16.0	※1	21.00	36.00	15.0

※1 最低 10 億ガロンを設定するが、要件を引き上げる可能性があるとしている。

※2 従来型バイオ燃料の値は法律で定められた供給量目標ではない。

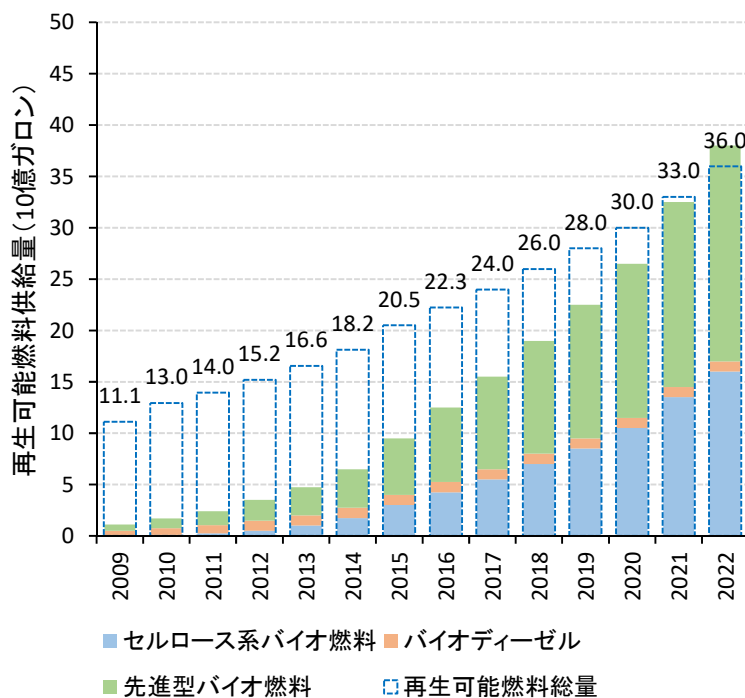


図 4.1.100 RFS II における各バイオ燃料の導入目標推移（制度導入当初）<sup>104)</sup>

<2019 年 3 月時点の各バイオ燃料の導入目標>

2019 年 3 月時点では、2007 年当初に主要な再生可能燃料とされたセルロース系バイオ燃料の供給量目標は大幅に下方修正され、先進系バイオ燃料及び再生可能燃料総量も下方修正されている。一方で、バイオディーゼルの供給量目標は上方修正されている。



表 4.1.28 RFS II における各バイオ燃料の導入目標 (2019 年 3 月時点) <sup>105)</sup>

年	セルロース系 バイオ燃料	バイオ ディーゼル	先進系 バイオ燃料	再生可能 燃料総量	従来型 バイオ燃料
2009	NA	0.50	0.60	11.10	10.5
2010	0.10	0.65	0.95	12.95	12.0
2011	0.0066	0.80	1.35	13.95	12.6
2012	0.00865	1.00	2.00	15.20	13.2
2013	0.006	1.28	2.75	16.55	13.8
2014	0.033	1.63	2.67	16.28	14.4
2015	0.123	1.73	2.88	16.93	15.0
2016	0.230	1.90	3.61	18.11	15.0
2017	0.311	2.00	4.28	19.28	15.0
2018	0.288	2.10	4.29	19.29	15.0
2019	0.418	2.10	4.92	19.92	15.0
2020	NA	2.43	NA	NA	NA
2021	NA	NA	NA	NA	NA
2022	NA	NA	NA	NA	NA

※ 赤字は 2007 年当時から上方修正した目標、青字は下方修正した目標

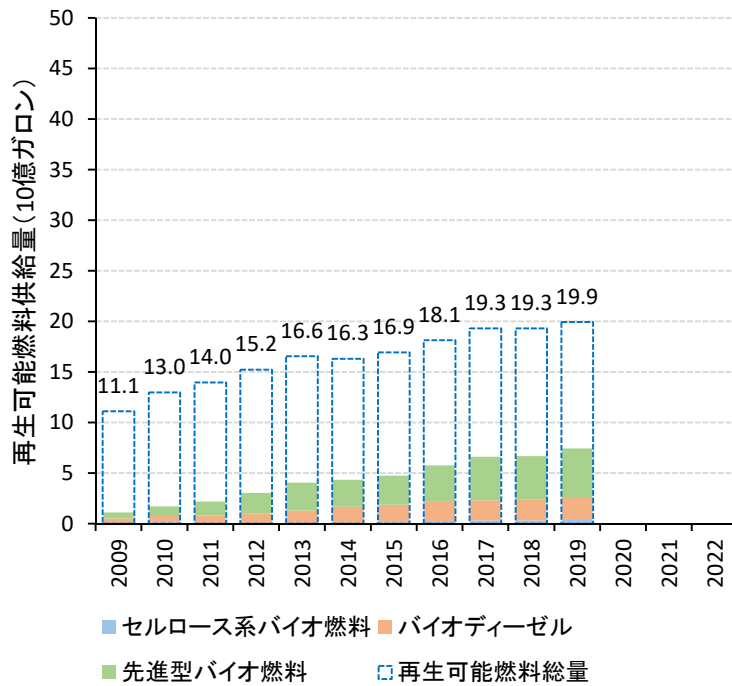


図 4.1.101 RFS II における各バイオ燃料の導入目標推移 (2019 年 3 月時点) <sup>105)</sup>

## ⑥ 遵守方法

以下のいずれかの方法で義務遵守量を達成する。

- ・ バイオエタノールを調達してガソリンに混合又はバイオディーゼルを購入し供給
- ・ 再生可能識別番号（Renewable Identification Number：RIN）のクレジット購入

### <再生可能識別番号（RIN）について>

RIN は再生可能燃料供給者が再生可能燃料を供給することで、1 ガロン当たり 1 クレジット生成される。対象事業者（石油精製事業者及び石油製品輸入事業者）は、生成された RIN を必要に応じて購入し、対象事業者は購入した RIN を義務遵守量として償却することができる。

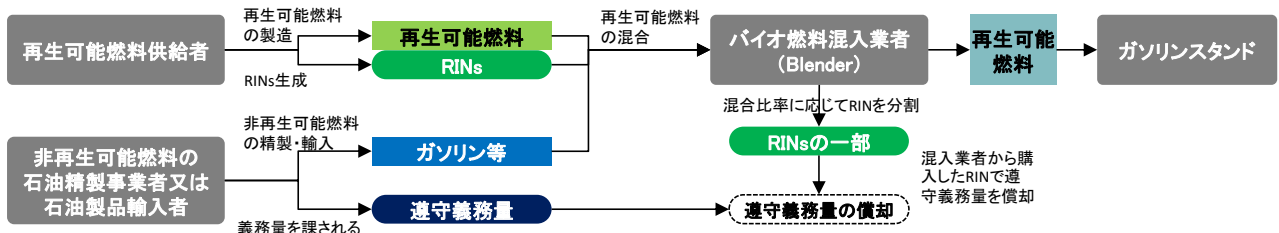


図 4.1.102 RIN の生成から償却利用までのイメージ<sup>105)</sup>

## ⑦ 罰則

義務量を遵守できなかった対象事業者や RIN 発行を偽装した事業者は、最大 25,000USD/日の違約金と、その違反に起因する経済的利益分について民事罰金（Civil Penalty）を課される。

### <民事罰金が課された事例>

NGL Crude Logistics 社は、他社から RIN が付与されたバイオディーゼルを購入し、その RIN を第三者に売却した後、Western Dubuque 社にバイオディーゼルをメチルエステルの「原料」として売却。Western Dubuque 社はそのバイオディーゼルを再処理し、新たな RIN を生成。EPA はこれを違法に当たるとして、2018 年 9 月 27 日、NGL Crude Logistics 社に 2500 万米ドルの民事罰金と 3600 万クレジット分の RIN の購入を命じた。

## (8) United States Mid-Century Strategy 【米／長期】

### ① 創設経緯

2015 年 3 月、米国政府はパリ協定に基づき、2025 年までに 2005 年比で 28%の温室効果ガス削減にコミットする NDC を UNFCCC に提出した。2016 年 11 月、ホワイトハウスはパリ協定の要請に基づく、温室効果ガス削減に向けた長期的な戦略として「United States Mid-Century Strategy for Deep Decarbonization」を公表した。

### ② 発効機関

ホワイトハウス

### ③ 対象期間

～2050 年

### ④ 全体目標の概要

シナリオ分析により、2050 年 80%削減を達成する複数のパスウェイを提示し、パスウェイに関連する重要な機会や困難を明らかにすることを目的とする。正味排出量削減のため、①低炭素なエネルギーシステムへの転換、②森林等や CO<sub>2</sub> 除去技術を用いた CO<sub>2</sub> 隔離、③CO<sub>2</sub> 以外の排出削減の 3 分野で対策を推進するとしている。

①低炭素エネルギーシステムへの転換では、エネルギー効率を向上させ、電気のほぼ完全な脱炭素化を実現し、運輸・建物・工業における電気及びその他の低炭素燃料への転換を図る。②森林等や CO<sub>2</sub> 除去技術を用いた CO<sub>2</sub> 隔離では、今後 20-35 年の間に約 16～20 万 km<sup>2</sup> 規模の森林を拡大し、CO<sub>2</sub> 除去技術の活用等を通じて CO<sub>2</sub> を隔離する。③CO<sub>2</sub> 以外の排出削減では、石油・ガス部門に対する排出基準を設定し、新技術や農法改善による農業部門からのメタンや N<sub>2</sub>O の排出

を削減する。

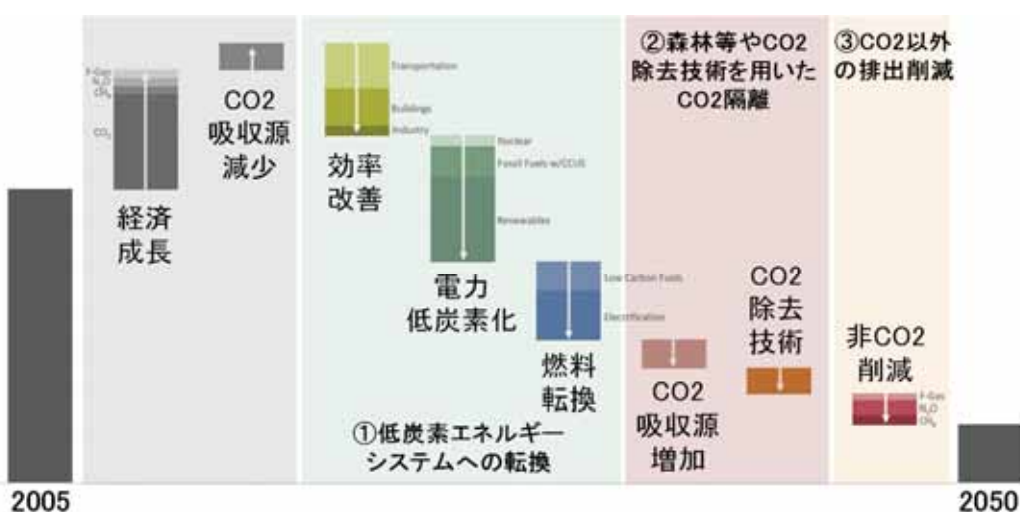


図 4.1.103 ベンチマークシナリオにおける削減量の要因分析

⑤ 運輸部門の主な記載

運輸部門では、GHG 削減に向けて以下 3 つの戦略が掲げられている。

表 4.1.29 United States Mid-Century Strategy における運輸部門の 3 つの戦略

燃費の向上	<ul style="list-style-type: none"> <li>自動車の燃費と燃料製造の効率を向上させる。燃費の向上は、電化が困難な輸送機関（航空機、船舶、長距離トラック）において特に重要。</li> </ul>
低炭素な輸送用燃料及び車両の開発	<ul style="list-style-type: none"> <li>電気自動車、燃料電池自動車、バイオマス自動車への技術の投資が必要。いずれも市場に存在するが、大規模な普及に向け、コスト削減や性能向上、消費者の受容性向上、インフラ開発が必要。</li> </ul>
自動車における走行距離の削減	<ul style="list-style-type: none"> <li>公共交通機関の改善及び活用、人口密度の上昇、ライドシェアの増加、徒歩や自転車を利用しやすい環境が、乗用車の利用削減につながる。</li> <li>ロジスティクスの改良と長距離トラックから列車へのモーダルシフトにより、大型車の走行距離削減につながる可能性がある。</li> </ul>

ベンチマークシナリオでは、2035 年に、軽量車における新車の約 50%がクリーン自動車になり、2050 年に軽量車の走行距離の 60%がクリーン自動車由来になる。他の戦略として、コネクテッドカーや自動運転がある。これらが拡大することで、よりスムーズな運転、自動追尾、渋滞緩和等が行われ、GHG 排出量を削減できる。2050 年の排出量の大半は運輸部門によるものであり、継続的な技術革新の重要性を示唆している。電化が難しい輸送機関（長距離トラックや航空機）にとって、最も費用対効果の高い方法を明らかにするには、さらに多くの研究・開発・実証・展開が必要となる。

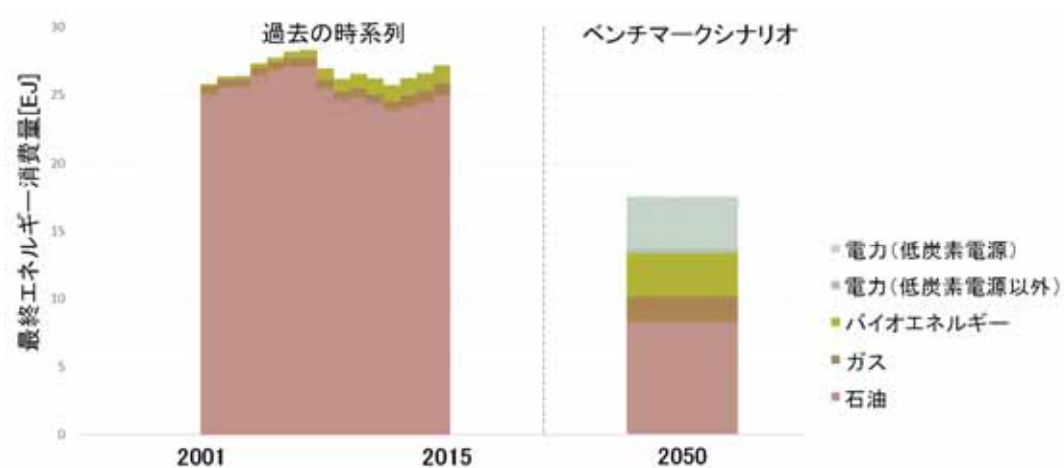


図 4.1.104 運輸部門の最終エネルギー消費量の見通し

(9) 再生可能エネルギー発展のための第 13 次 5 カ年計画 (2016-2020 年) 【中／短期】

① 創設経緯

2016 年 3 月、中国政府は 2016～2020 年までの 5 年間目標を定める「国家第 13 次 5 カ年計画」を可決した。2016 年 12 月、国家発展改革委員会は、「国家第 13 次 5 カ年計画」に記載されている再生可能エネルギー関連の具体的な計画を規定することを目的に、「再生可能エネルギー発展のための第 13 次 5 カ年計画」を公表した。

② 運用機関

国家発展改革委員会

③ 対象期間

2016～2020 年

④ 義務対象者

導入を義務付ける制度ではない。

⑤ 導入目標

再生可能エネルギー発電、バイオガス、再生可能エネルギー熱供給、バイオ燃料における 2020 年までの導入目標を設定している。

表 4.1.30 再生可能エネルギー発展のための第13次5カ年計画の2020年目標

燃料	規模ベース	エネルギーベース	年間熱量
1. 発電	6.75 億 kW	190,450 億 kWh	56,188
水力（揚水発電除く）	3.4 億 kW	125,000 億 kWh	36,875
風力	2.1 億 kW	42,000 億 kWh	12,390
太陽光	1.05 億 kW	12,450 億 kWh	3,673
太陽熱	0.05 億 kW	2,000 億 kWh	590
バイオマス	0.15 億 kW	9,00 億 kWh	2,660
2. バイオ天然ガス	—	800 億 m <sup>3</sup>	960
3. 熱供給	—	—	15,100
太陽熱温水	80,000 万 m <sup>2</sup>	—	9,600
地熱	160,000 万 m <sup>2</sup>	—	4,000
バイオエネルギー	—	—	1,500
4. バイオ燃料	—	—	680
バイオエタノール	400 万トン	—	380
バイオディーゼル	200 万トン	—	300
合計	—	—	72,928

※年間熱量の単位は、標準炭 1 万トン/年

⑥ 遵守方法

無し（導入を義務付ける制度ではないため）

⑦ 罰則

無し（導入を義務付ける制度ではないため）

⑧ 輸送用バイオ燃料に関する主な記載

<バイオガスの実証及び商用化の加速>

- ・ 大規模な地域を選定し、地域単位でのバイオ天然ガス実証実験を実施する。
- ・ バイオ天然ガスの供給システムを確立し、従来のパイプライン網、自動車燃料補給、発電、ボイラー燃料等の多様な消費形態を確立する。

<バイオ燃料の商業化の促進>

- ・ 作物由来のバイオエタノールの総量を管理する。
- ・ 資源状況に応じたキャッサバやソルガム等のバイオエタノールプロジェクトを発展させる。
- ・ 木質バイオマスや藻類などの非作物由来のバイオ燃料の技術革新を加速させる。
- ・ バイोजェット燃料等の商業化に関するバイオマス変換技術の実証研究を促進させる。

#### 4.1.5.1 低・脱炭素燃料の認定基準についての現状整理

本節では、4.1.5 節で扱った対象国の施策や国際機関を中心に、再生可能燃料としての対象要件やライフサイクル CO<sub>2</sub> 排出量の評価手法について整理する。調査対象を下表に示す。

表 4.1.31 「低・脱炭素燃料の認定基準についての現状整理」における調査対象

#	国/地域	時間軸	施策名・ビジョン名	発行年
(1)	欧州	運輸全般	Renewable Energy Direction I	2009
(2)			Renewable Energy Direction II (審議中)	2021 予定
(3)	英国		Renewable Transport Fuel Obligation	2008
(4)	米国		Renewable Fuel Standard II	2007
(5)	UNFCCC	全部門	2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories	2006
(6)	ICAO	航空	Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation; CORSIA	2021 予定
(7)	米国 CA 州	自動車	Low Carbon Fuel Standard	2011

#### (1) Renewable Energy Direction I

##### ① 再生可能燃料の要件

時間軸と輸送用化石燃料 (83.8gCO<sub>2</sub>e/MJ) に対する GHG 削減率に応じて、RED I で認められる再生可能燃料の要件は以下のように設定される。

表 4.1.32 RED I で適用可能な再生可能燃料の要件<sup>100)</sup>

時間軸	要件
～2016 年 12 月	輸送用化石燃料に対する GHG 削減率が 35%以上
2017 年 1 月～12 月	輸送用化石燃料に対する GHG 削減率が 50%以上
2018 年 1 月～	2017 年 1 月 1 日以降に製造開始した設備によるバイオ燃料については、輸送用化石燃料に対する GHG 削減率が 60%以上

※但し、バイオ燃料の原料は生物多様性の高い土地や炭素含有量の高い土地から調達することはできない。

##### ② 再生可能燃料の分類

従来型バイオ燃料と先進型バイオ燃料の 2 つに分類される。

表 4.1.33 RED I における再生可能燃料の分類<sup>99)</sup>

種類	認定要件
従来型バイオ燃料	穀物、でんぷんが豊富な作物、糖類、油糧作物、農用地で栽培されるエネルギー作物を原料とするバイオ燃料
先進型バイオ燃料	以下のカテゴリ A 及び B を原料とするバイオ燃料 (A は 2020 年までに 0.5%導入する目標の対象となるが、B は対象外)

#### <カテゴリ A に該当する原料>

- ・ 藻類 (池・バイオリアクターで培養されたもの)
- ・ 混合都市廃棄物中のバイオマス成分 (リサイクルが義務付けられた廃棄物を除く)
- ・ 家庭部門から分別収集されるバイオ廃棄物
- ・ 小売/卸売/食糧生産/漁業/養殖業を含む産業廃棄物中のバイオマス成分 (リサイクルが義務付けられた廃棄物及び食料や飼料に使われるものを除く)
- ・ わら
- ・ 動物堆肥/下水汚泥



- ・ パームオイル廃液/ヤシ空果房
- ・ トールピッチ
- ・ 粗製グリセリン
- ・ バガス
- ・ ブドウ搾り粕/酒粕
- ・ ナッツ殻
- ・ 殻(Husks)
- ・ 穀粒を除いた穂軸
- ・ 森林や木材産業から排出された木質資源（樹皮、枝葉、小径木、製材端材、黒液等）
- ・ その他の非食用セルロース系素材
- ・ その他のリグノセルロース系素材（丸太を除く）
- ・ 非生物由来の液体または気体の再生可能輸送用燃料
- ・ 輸送部門における炭素分離回収活用（CCU）
- ・ バクテリア（エネルギー源が再生可能に限る）

<カテゴリ B に該当する原料>

- ・ 廃食油
- ・ 動物性油脂

③ 再生可能燃料の認定プロセス

代替燃料の精製事業者が独自にライフサイクル評価を行い、第三者機関に自主的な持続可能性基準の検証を仰ぎ、その結果を踏まえて欧州委員会が承認する形で認定する、メタスタンダード・アプローチを採用している。欧州委員会から承認された持続可能性基準の認定機関は、2018年11月末時点で以下の14機関となっている。

各認証機関で持続可能性基準の認定スキームは異なる。EUで最も利用される認証機関の一つである ISCC では、原料生産→収集→輸送→燃料精製→輸送→義務対象者まで追跡可能な形で認証を運用している。また、国レベルの再生可能燃料に関する制度との整合性を踏まえ、ISCC 以外の認証主体と協力・監督により、複数の欧州加盟国に対応したスキームを構築している。

表 4.1.34 RED I で承認を受けている持続可能性基準の認定機関<sup>101)</sup>

#	承認年月日	名称	備考
1	2016/8/9	ISCC (International Sustainability and Carbon Certification)	2008 年、ドイツ政府支援で研究機関、NGO、各国産業団体により設立。EU で最もよく使用される。
2	2017/3/21	Bonsucro EU	2005 年、NGO や企業等により設立
3	2017/10/17	RTRS EU RED (Round Table on Responsible Soy EU RED)	2006 年、NGO や企業等によりスイスで設立
4	2016/8/9	RSB EU RED (Roundtable of Sustainable Biofuels EU RED)	2012 年、スイス連邦工科大学主導で設立
5	2016/8/26	2BSvs (Biomass Biofuels voluntary scheme)	フランスのバイオ燃料サプライチェーン企業からなるコンソーシアムにより設立
6	2017/12/13	Red Tractor (Red Tractor Farm Assurance Combinable Crops & Sugar Beet Scheme)	英国の食料業界団体が運用する基準
7	2015/6/9	SQC (Scottish Quality Farm Assured Combinable Crops (SQC) scheme)	2007 年、スコットランドの農業産業関係者が理事を務める有限責任会社 (SQC) により設立
8	2017/8/10	Red Cert	2010 年、ドイツの農業・バイオ燃料分野の関係機関により設立
9	2012/7/31	NTA 8080 【2017/8/21 に期限切れ】	2007 年、複数の利害関係者により設立
10	2012/11/23	RSPO RED (Roundtable on Sustainable Palm Oil RED) 【2017/12/14 に期限切れ】	2004 年、WWF により設立
11	2013/5/30	Biograce GHG calculation tool	規制対応のため、EU により開発された温室効果ガス排出量算定ツール
12	2014/1/9	HVO Renewable Diesel Scheme for Verification of Compliance with the RED sustainability criteria for biofuels	Neste Oil 社により設立。水素化バイオディーゼル燃料に限定し、世界中で認定
13	2014/6/3	Gafta Trade Assurance Scheme	Grain and Feed Trade Association により設立
14	2014/6/3	KZR INIG System	The Oil and Gas Institute of Poland により設立
15	2014/9/17	Trade Assurance Scheme for Combinable Crops	Agricultural Industries Confederation により設立
16	2014/9/17	Universal Feed Assurance Scheme	Agricultural Industries Confederation により設立

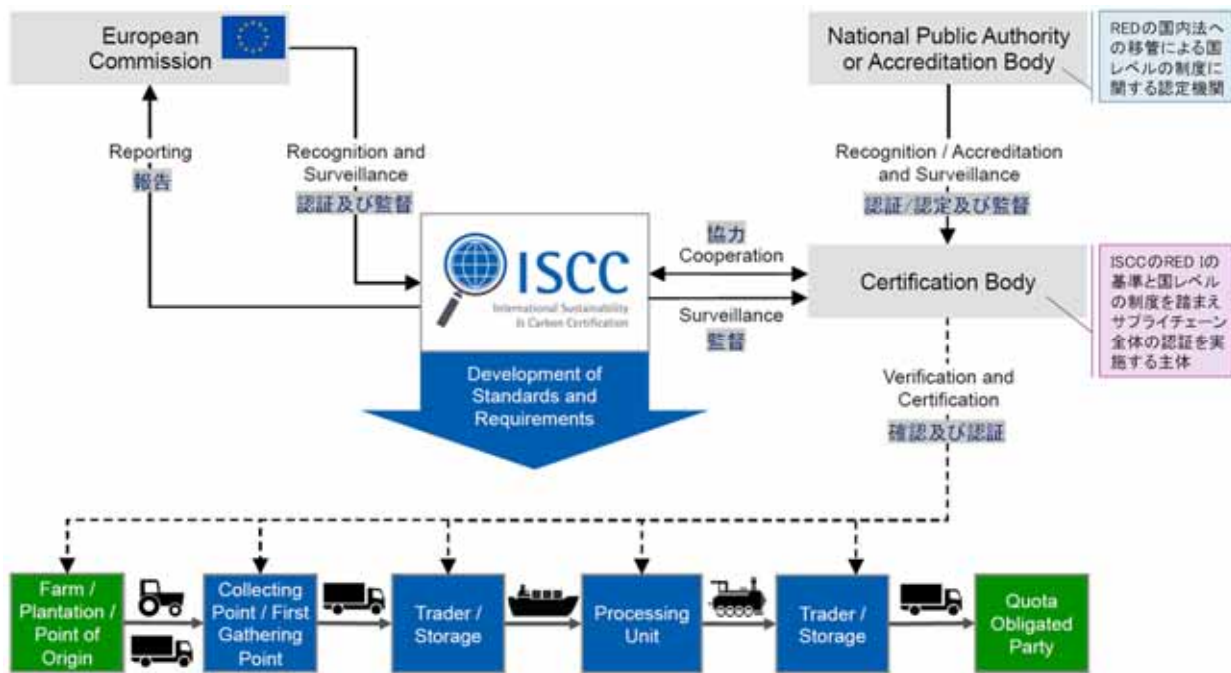


図 4.1.105 ISCC による認証プロセスの全体像<sup>107)</sup>

④ ライフサイクル GHG 削減率の評価手法

以下の算定式に準拠して GHG 排出量を算定することが定められている。

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr} - e_{ee}$$

(1.1.1)

$E$  : 燃料使用による総 GHG 排出量

$e_{ec}$  : 原料栽培における GHG 排出量

$e_l$  : 土地利用変化における GHG 排出量

$e_p$  : 燃料製造における GHG 排出量

$e_{td}$  : 輸送における GHG 排出量

$e_u$  : 燃料使用における GHG 排出量

$e_{sca}$  : 農業慣行の改善に伴う土壌の炭素ストックによる GHG 排出削減量

$e_{ccs}$  : CCS (炭素回収貯蔵) による GHG 排出削減量

$e_{ccr}$  : CCR (炭素回収除去) による GHG 排出削減量

$e_{ee}$  : コージェネレーションからの余剰電力による GHG 排出削減量

⑤ GHG 削減率のデフォルト値

REDI では、行政管理上過大な負担を抑制するため、典型的な燃料及び製造方法に応じて GHG 削減率のデフォルト値を設定している。輸送用化石燃料の排出係数として、 $83.8\text{gCO}_2\text{e/MJ}$  を基準に GHG 削減率が定められている。

表 4.1.35 RED Iにおける燃料別 GHG 削減率のデフォルト値<sup>108)</sup>

表 A : 一般的なバイオ燃料			
燃料	原料	製造プロセス	GHG 削減率
エタノール	テンサイ	—	52 %
	小麦	指定無し	16 %
		褐炭を CHP プラントのプロセス燃料として使用	16 %
		天然ガスを従来ボイラのプロセス燃料として使用	34 %
		天然ガスを CHP プラントのプロセス燃料として使用	47 %
		わらを CHP プラントのプロセス燃料として使用	69 %
	トウモロコシ	天然ガスを CHP プラントのプロセス燃料として使用	49 %
サトウキビ	—	71 %	
バイオエチル tert-ブチルエーテル(bio-ETBE)			1
バイオ tert-アミルエチルエーテル(bio-TAEE)			1
バイオディーゼル	菜種	—	38 %
	ヒマワリ	—	51 %
	大豆	—	31 %
	パーム油	指定無し	19 %
		製油所におけるメタン回収プロセス	56 %
廃棄植物油又は廃棄動物油脂		83 %	
水素化植物油(HVO)	菜種	—	47 %
	ヒマワリ	—	62 %
	パーム油	指定無し	26 %
製油所におけるメタン回収プロセス		65 %	
純植物油	菜種	—	57 %
バイオガス	CNG としての都市有機廃棄物		73 %
	CNG としての湿式発酵		81 %
	CNG としての乾式発酵		82 %
表 B : 2008 年 1 月時点で市場に出回っていないバイオ燃料			
燃料	原料	製造プロセス	GHG 削減率
エタノール	麦わら	—	85 %
	廃材	—	74 %
	植林木	—	70 %
FT ディーゼル	廃材	—	95 %
	植林木	—	93 %
ジメチルエーテル	廃材	—	95 %
	植林木	—	92 %
メタノール	廃材	—	94 %
	植林木	—	91 %
バイオメチル tert-ブチルエーテル(bio-MTBE)			※2

※1 使用されたエタノール生産経路の GHG 排出量に基づく削減量に等しい

※2 使用されたメタノール生産経路の GHG 排出量に基づく削減量に等しい

## (2) Renewable Energy Direction II

### ① 再生可能燃料の要件

設備の製造開始年月日と輸送用化石燃料 (94.0 gCO<sub>2</sub>e/MJ) に対する GHG 削減率に応じて、RED II で認められる再生可能燃料の要件は以下のように設定される。

表 4.1.36 RED II で適用可能な再生可能燃料の要件

設備の製造開始年月日	要件
2015年10月5日以前	輸送用化石燃料に対する GHG 削減率が 50%以上
2015年10月6日 ～2020年12月31日	輸送用化石燃料に対する GHG 削減率が 60%以上
2021年1月1日以降	輸送用化石燃料に対する GHG 削減率が 65%以上

※但し、バイオ燃料の原料は、生物多様性の高い土地や炭素含有量の高い土地から調達することはできない。

② 再生可能燃料の分類

従来型バイオ燃料、先進型バイオ燃料、非生物起源再生可能燃料、Recycled Carbon Fuel の 4 つに分類される。

表 4.1.37 RED II における再生可能燃料の分類<sup>109)</sup>

種類	認定要件
従来型バイオ燃料	穀物、でんぷんが豊富な作物、糖類、油糧作物、農用地で栽培されるエネルギー作物を原料とするバイオ燃料
先進型バイオ燃料	以下のカテゴリ A 及び B を原料とするバイオ燃料 (A は 2030 年までに 3%導入する目標の対象となるが、B は対象外)
非生物起源再生可能燃料	バイオマス以外の再生可能資源から得られるバイオ燃料・バイオガス以外の輸送部門で使用される液体燃料又は気体燃料 (具体例: 再生可能電力をプロセス燃料として水の電気分解により生成した水素)
Recycled Carbon Fuel	「物質回収に適していない非再生可能エネルギー起源の液体・固体廃棄物」または「工業設備における製造プロセスの不可避で意図しない結果として生じた非再生可能エネルギー起源の廃棄物処理ガス又は排気ガス」から製造された液体又は気体燃料 (具体例: CCU で回収した CO <sub>2</sub> を原料とした合成燃料)

<カテゴリ A に該当する原料>

- ・ 藻類 (池・バイオリアクターで培養されたもの)
- ・ 混合都市廃棄物中のバイオマス成分 (リサイクルが義務付けられた廃棄物を除く)
- ・ 家庭部門から分別収集されるバイオ廃棄物
- ・ 小売/卸売/食糧生産/漁業/養殖業を含む産業廃棄物中のバイオマス成分 (リサイクルが義務付けられた廃棄物及び食料や飼料に使われるものを除く)
- ・ わら
- ・ 動物堆肥/下水汚泥
- ・ パームオイル廃液/ヤシ空果房
- ・ トールピッチ
- ・ 粗製グリセリン
- ・ バガス
- ・ ブドウ搾り粕/酒粕
- ・ ナッツ殻
- ・ 殻(Husks)
- ・ 穀粒を除いた穂軸
- ・ 森林や木材産業から排出された木質資源 (樹皮、枝葉、小径木、製材端材、黒液等)
- ・ その他の非食用セルロース系素材
- ・ その他のリグノセルロース系素材 (丸太を除く)

<カテゴリ B に該当する原料>

- ・ 廃食油
- ・ 動物性油脂

③ 再生可能燃料の認定プロセス

RED I と同様のため省略。

④ ライフサイクル GHG 削減率の評価手法

以下の算定式に準拠して GHG 排出量を算定することが定められている。RED I の算定式から、コジェネレーションの余剰電力による排出削減量を除外している。

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr} \quad (1.1.2)$$

$E$  : 燃料使用による総 GHG 排出量

$e_{ec}$  : 原料栽培における GHG 排出量

$e_l$  : 土地利用変化における GHG 排出量

$e_p$  : 燃料製造における GHG 排出量

$e_{td}$  : 輸送における GHG 排出量

$e_u$  : 燃料使用における GHG 排出量

$e_{sca}$  : 農業慣行の改善に伴う土壌の炭素ストックによる GHG 排出削減量

$e_{ccs}$  : CCS (炭素回収貯蔵) による GHG 排出削減量

$e_{ccr}$  : CCR (炭素回収除去) による GHG 排出削減量

⑤ GHG 削減率のデフォルト値

RED II では、RED I と同様に行政管理上過大な負担を抑制するため、典型的な燃料及び製造方法に応じて GHG 削減率のデフォルト値を設定している。輸送用化石燃料の排出係数として、94.0 gCO<sub>2</sub>e/MJ を基準に GHG 削減率が定められている。



表 4.1.38 RED II における燃料別 GHG 削減率のデフォルト値<sup>109)</sup>

表 A : 一般的なバイオ燃料			
燃料	原料	製造プロセス	GHG 削減率
エタノール	テンサイ	天然ガスを従来ボイラのプロセス燃料として使用。スロープからのバイオガスなし。	59 %
		天然ガスを従来ボイラのプロセス燃料として使用。スロープからのバイオガスあり。	73 %
		天然ガスをコジェネレーション (以下、CHP) プラント (※1) のプロセス燃料として使用。スロープからのバイオガスなし。	68 %
		天然ガスを CHP プラント (※1) のプロセス燃料として使用。スロープからのバイオガスあり。	76 %
		褐炭を CHP プラント (※1) のプロセス燃料として使用。スロープからのバイオガスなし。	47 %
		褐炭を CHP プラント (※1) のプロセス燃料として使用。スロープからのバイオガスあり。	64 %
	トウモロコシ	天然ガスを従来ボイラのプロセス燃料として使用。	40 %
		天然ガスを CHP プラント (※1) のプロセス燃料として使用。	48 %
		褐炭を CHP プラント (※1) のプロセス燃料として使用。	28 %
		森林残渣を CHP プラント (※1) のプロセス燃料として使用。	68 %
	トウモロコシを除く他の穀物	天然ガスを従来ボイラのプロセス燃料として使用。	38 %
		天然ガスを CHP プラント (※1) のプロセス燃料として使用。	46 %
		褐炭を CHP プラント (※1) のプロセス燃料として使用。	24 %
		森林残渣を CHP プラント (※1) のプロセス燃料として使用。	67 %
	サトウキビ	—	70 %
	バイオエチル tert-ブチルエーテル(bio-ETBE)		
バイオ tert-アミルエチルエーテル(bio-TAEE)			2
バイオディーゼル	菜種	—	47 %
	ヒマワリ	—	52 %
	大豆	—	50 %
	パーム油	排水処理	19 %
		製油所におけるメタン回収プロセス	45 %
	廃棄食物油	—	84 %
動物性油脂	— (※3)	78 %	
水素化植物油 (HVO)	菜種	—	47 %
	ヒマワリ	—	54 %
	大豆	—	51 %
	パーム油	指定無し	22 %
		製油所におけるメタン回収プロセス	49 %
	廃棄食物油	—	83 %
動物性油脂	— (※3)	77 %	
純植物油	菜種	—	57 %
	ヒマワリ	—	64 %
	大豆	—	61 %
	パーム油	排水処理	30 %
		製油所におけるメタン回収プロセス	57 %
純粋油	廃棄食物油	—	98 %

表 4.1.38 RED II における燃料別 GHG 削減率のデフォルト値 (つづき) 109)

表 B : 2016 年時点で市場に出回っていないバイオ燃料			
燃料	原料	製造プロセス	GHG 削減率
エタノール	麦わら	—	83 %
FT ディーゼル	廃材	—	85 %
	植林木	—	82 %
	黒液	パルプミルと一体化したガス化処理	89 %
FT ガソリン	廃材	—	85 %
	植林木	—	82 %
	黒液	パルプミルと一体化したガス化処理	89 %
ジメチルエーテル	廃材	—	86 %
	植林木	—	83 %
	黒液	パルプミルと一体化したガス化処理	89 %
メタノール	廃材	—	86 %
	植林木	—	83 %
	黒液	パルプミルと一体化したガス化処理	89 %
バイオメチル tert-ブチルエーテル(bio-MTBE)			※4

※1 全ての熱エネルギーが CHP によって供給された場合にのみ有効

※2 使用されたエタノール生産経路の GHG 排出量に基づく削減量に等しい

※3 動物副産物規則 (Regulation (EC) No 1069/2009) で指定されたカテゴリ 1 及びカテゴリ 2 に分類される動物から製造されたバイオ燃料に限られる

※4 使用されたメタノール生産経路の GHG 排出量に基づく削減量に等しい

RED II における Recycled Carbon Fuel の GHG 削減率については、現在審議されている法案の第 25 条 (Article 25) 第 2 項に次の通り記載されている。

By 1 January 2021, the Commission shall adopt a delegated act in accordance with Article 35 to supplement this Directive by establishing appropriate minimum thresholds for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels through a life-cycle assessment that takes into account the specificities of each fuel.

具体的には、2021 年 1 月 1 日までにライフサイクル評価を行い、GHG 削減率の適切な最小閾値を設定するとあり、現時点では Recycled Carbon Fuel の具体的な GHG 削減率の数値は決まっていない状況である。

### (3) Renewable Transport Fuel Obligation

#### ① 再生可能燃料の要件

RTFO では、原料の加工プロセスの製造エネルギーに使用された再生可能エネルギーの比率に応じて、純粋なバイオ燃料と部分的なバイオ燃料に分けられる。加えて、非生物由来の再生可能エネルギー由来の燃料は、非生物由来バイオ燃料 (Renewable Fuels of Non-Biological Origin : RFNBO) として区別される (具体例：再生可能電力をプロセス燃料として水の電気分解により生成した水素)。また、原料を CO<sub>2</sub> とする場合は、CO<sub>2</sub> がバイオ燃料由来か化石燃料由来かをトレースする。

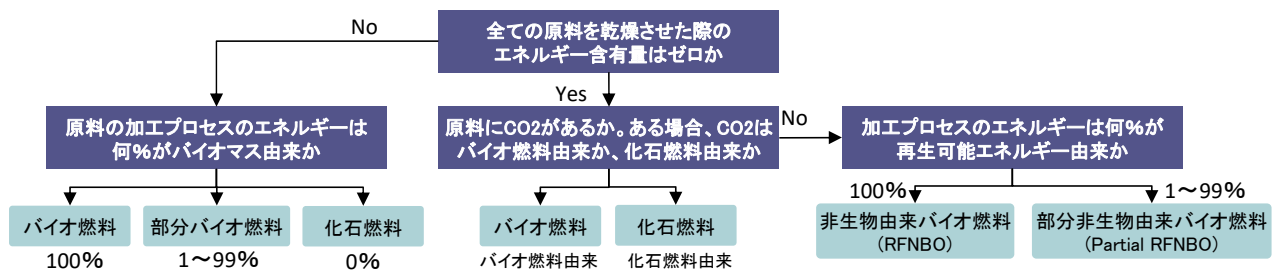


図 4.1.106 RTFO における再生可能燃料カテゴリ付けのフローチャート<sup>102)</sup>

② 再生可能燃料の分類

従来型バイオ燃料に加えて、2019年1月以降、英国の長期的な戦略ニーズに合致した燃料を「開発燃料(development fuel)」と定義し、再生可能燃料総量目標の内数での義務量を別途定めている。開発燃料に該当する原料及び燃料種を下表に示す。

表 4.1.39 RTFO における開発燃料に該当する原料及び燃料種<sup>102)</sup>

項目	対象
原料	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 廃棄物又は残渣物由来（食物油・獣脂は除く。RTFCs が 2 クレジット発行される廃棄物又は残渣物に該当）</li> <li>・ 非生物由来（RFNBO に該当する燃料）</li> </ul>
燃料種	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 水素</li> <li>・ 航空機燃料（航空機用ガソリン又はジェット燃料）</li> <li>・ 代替天然ガス（ガス化又は熱分解化から精製される再生可能メタン）</li> <li>・ 再生可能エネルギーの最終配合量が 25%以上のガソリン又はディーゼル</li> </ul>

③ 再生可能燃料の認定プロセス

RED I の自主的な持続可能性基準を満たす燃料を RTFO で利用可能な再生可能燃料として認定する。認定プロセスは RED I と同様のため省略。

④ ライフサイクル GHG 削減率の評価手法

純粋なバイオ燃料の場合は、GHG 削減率は 100%となるが、部分バイオ燃料の場合は、以下の算定式を用いて GHG 削減率を設定する。

$$\begin{aligned}
 & MJ \text{ of renewable fuel} \\
 &= \frac{\text{Total MJ of renewable feedstocks}}{\text{Total MJ of all feedstocks} \times \text{Total MJ of fuel produced}} \quad (4.1.3)
 \end{aligned}$$

すなわち、エネルギー消費ベースで原料に使われた再生可能エネルギーの割合を特定し、GHG 削減率を設定する。例えば、GHG 削減率が 75%となる部分バイオ燃料は、以下の状況に該当する。

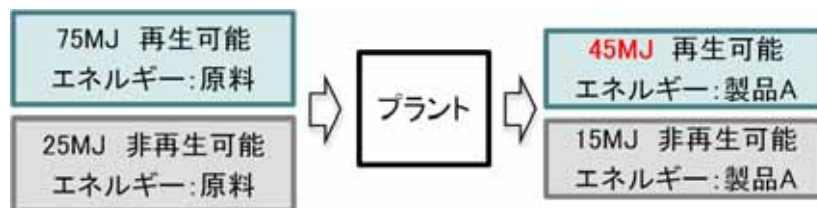


図 4.1.107 75%の再生可能原料から製品 A を製造した場合のイメージ<sup>110)</sup>

⑤ GHG 削減率のデフォルト値

RTFO で対象となる燃料の製造プロセス及び GHG 削減率の設定を以下に示す。下表に規定され

ていない燃料や製造プロセスは、RTFO の管理主体とコンタクトを取る必要がある。

表 4.1.40 RTFO で対象となる各燃料の製造プロセス及び GHG 削減率<sup>110)</sup>

燃料	製造プロセス要件	GHG 削減率	出所
エタノール	全てバイオマス由来	100%	—
メタノール	全てバイオマス由来	100%	—
植物油	全てバイオマス由来	100%	—
ブタノール	全てバイオマス由来	100%	—
水素化植物油 (HVO)	全てバイオマス又は化石燃料いずれかで水素化処理された植物油	100% (※1)	—
	製油所の原油と混合処理された植物油 (※2)	算出式で算定	—
バイオメタン	全てバイオマス由来	100%	—
バイオプロパン	全てバイオマス由来	100%	—
バイオブタン	全てバイオマス由来	100%	—
脂肪酸メチルエステル(FAME)	全てバイオマス又は化石燃料いずれかのメタノールと植物油のエステル交換反応	100% (※3)	Section 5(4B)(c) of the RTFO Order
バイオエチル tert-ブチルエーテル(bio-ETBE)	全て生物由来のエタノール及びイソブチレン (2-メチル-プロペン) から製造	47%	Section 5(4B)(a) of the RTFO Order - derived from 2003 Biofuels Directive
バイオメチル tert-ブチルエーテル(bio-MTBE)	全て生物由来のエタノール及びイソブチレン (2-メチル-プロペン) から製造	36%	Section 5(4B)(b) of the RTFO Order - derived from 2003 Biofuels Directive
バイオ tert-アミルエチルエーテル(bio-TAEE)	—	未アセス	—

※1 RTFO において、HVO 製造に使用される化石燃料 (メタン) は再生可能分と見なされず、部分バイオ燃料となる。

※2 混合燃料の化石燃料 (ディーゼル) 分は RTFCs クレジットとして認められない。

※3 RTFO において、FAME 製造に使用される化石燃料 (メタノール) は再生可能分と見なされず、部分バイオ燃料となる。

#### (4) Renewable Fuel Standard II

##### ① 再生可能燃料の要件及び分類

Renewable Fuel Standard における再生可能燃料は、原料及びライフサイクル GHG 削減率等に応じて 4 種類に分類され、入れ子構造になっている。EPA がパスウェイ (原料、製造方法、バイオ燃料の種類) 別に評価を行い、各バイオ燃料として認定する。

表 4.1.41 RFSII における再生可能燃料の分類<sup>111)</sup>

種類	定義・要件
従来型バイオ燃料	ライフサイクル GHG 排出量 20%減 を満たす従来型バイオ燃料 (例: トウモロコシ由来のバイオエタノール等)
先進系バイオ燃料	ライフサイクル GHG 排出量 50%減 を満たし、バイオディーゼルやセルロース系バイオ燃料に含まれないバイオ燃料
バイオディーゼル	ライフサイクル GHG 排出量 50%減 を満たすバイオマスベースのディーゼル燃料
セルロース系バイオ燃料	ライフサイクル GHG 排出量 60%減 を満たし、セルロース、ヘミセルロース、リグニンのいずれかを原料とするバイオ燃料

※ 2005 年時点の石油をベースラインとした場合の GHG 排出量比

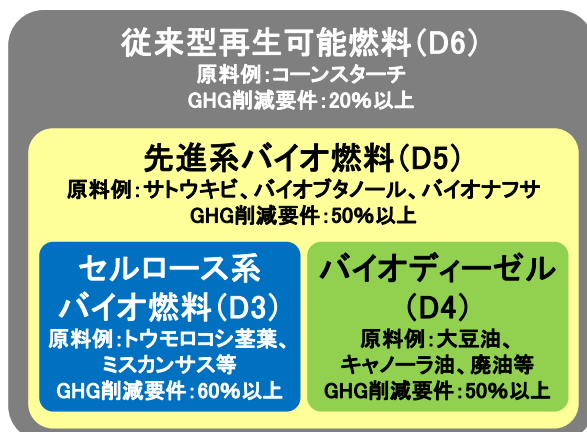


図 4.1.108 RFS II における再生可能燃料の分類構造 <sup>11)</sup>

② 再生可能燃料の認定プロセス

再生可能燃料の精製事業者は、以下の手順に従って、EPA から再生可能燃料の認定を受ける。



図 4.1.109 RFS II における再生可能燃料の認定プロセス

- Step 1 : 再生可能燃料の精製事業者は、EPA が提供する「Pathway Screening Tool」を通じて必要事項を入力して申請する。EPA は提供された情報に基づき正当性を検証する。既にパスウェイがある場合は申請不要となる。
- Step 2 : Step1 を踏まえ、申請の必要があると判断された場合は、精製事業者は正式な申請書を提出する。
- Step 3 : EPA は提出された申請書の完全性をレビュー氏、ライフサイクル分析に係る優先順位付けを行う。
- Step 4 : EPA がライフサイクル分析を実施する。分析期間は、類似するパスウェイの有無に応じて異なる。新たな分析フレームワークや方法論が必要な場合は、手法についてパブリックコメントを実施する。従って、ライフサイクル GHG 排出量の算定方法は、申請された燃料種毎に異なる。分析完了後、パスウェイが認定される。

③ ライフサイクル GHG 排出量の算定結果

EPA は申請された再生可能燃料について、原料、燃料、製造プロセス要件に応じたライフサイクル GHG 削減率を公表している。主な燃料の GHG 削減率は表 4.1.42 のとおりである。

表 4.1.42 RFS II における主な燃料の GHG 削減率

原料	燃料	製造プロセス要件	GHG 削減率
藻類	バイオディーゼル	エステル交換反応(Open Pond, Mid)	66%
		エステル交換反応(PBR, Mid)	71%
大麦	エタノール	乾式粉砕プロセス(<36,800 Btu/gal NG, <0.19 kWh/gal Elec.)	51%
		乾式粉砕プロセス	47%
埋立処分場発生バイオガス	再生可能電力	任意	87%
菜種	バイオディーゼル	エステル交換反応	50%
トウモロコシ茎由来のセルロース	セルロース系ディーゼル	フィッシュャートロプシュ法	91%
	エタノール	生化学的酵素プロセス	129%
コーンスターチ	ブタノール	乾式粉砕プロセス Biomass (dry DDGS)	50%
		乾式粉砕プロセス NG Pase Plant (dry DDGS)	27%
		湿式粉砕プロセス Coal	8%
	エタノール	乾式粉砕プロセス Biomass (2022 Average)	38%
		乾式粉砕プロセス NG (2022 Average)	21%
		湿式粉砕プロセス Coal	-19%
ソルガム	エタノール	乾式粉砕プロセス 92% Wet DGS, Biogas, CHP	53%
		乾式粉砕プロセス Dry DGS, NG	22%
パーム油	バイオディーゼル	エステル交換反応	17%
	再生可能ディーゼル	水素化処理	11%
大豆油	バイオディーゼル	エステル交換反応	57%
サトウキビ	エタノール	発酵処理(Trash, No CBI, Marg. Elec.)	91%
		発酵処理(No Trash, No CBI, Marg. Elec.)	61%
スイッチグラス	セルロース系ディーゼル	フィッシュャートロプシュ法	71%
	エタノール	生化学的酵素プロセス	110%
		熱化学ガス化プロセス	72%
使用済み食用油	バイオディーゼル	エステル交換反応	86%

また、申請された全ての燃料について正味 GHG 排出量をプロットした全体像は図 4.1.110 に示す通りである。なお、ガソリンの基準値は 98.2 kg-CO<sub>2</sub>/mmBtu、ディーゼル燃料の基準値は 97.0 kg-CO<sub>2</sub>/mmBtu と設定されており、正味 GHG 排出量が基準値を上回るバイオ燃料もあれば、0 kg-CO<sub>2</sub>/mmBtu を下回るバイオエタノールも存在する。



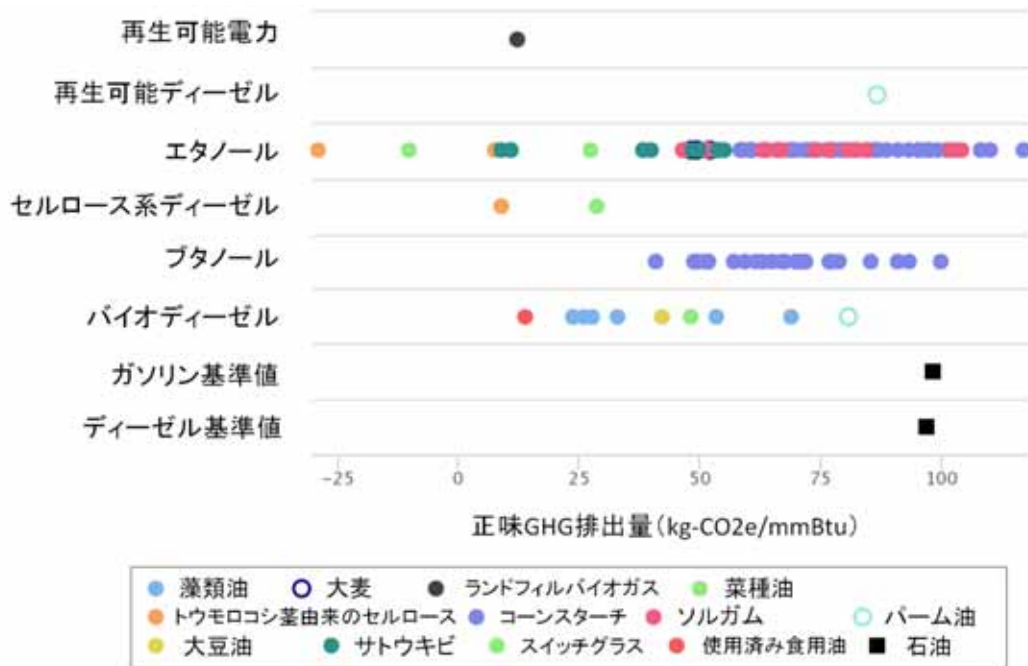


図 4.1.110 原料及び燃料種による GHG 排出量の算定結果 (全体像)

(5) 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

① インベントリ報告におけるバイオ燃料の扱い

日本が UNFCCC に提出した 2018 年版日本国温室効果ガスインベントリ報告書 (NIR) では、バイオ燃料について、下図のとおり自動車の参考値としてのみ報告しており、他の輸送用途においてはバイオ燃料の消費量を報告していない。また、2006 IPCC Guideline に従い、参考値として報告され、GHG 排出量には含まないことから、インベントリ上では事実上ゼロ排出と扱われる。従って、バイオ燃料等の低・脱炭素燃料を海外から輸入 (越境輸送) し、輸送先の国で当該燃料のライフサイクル CO<sub>2</sub> 排出量を算定したとしても、その排出係数による排出量は、インベントリ上では生産国に計上され使用した国では計上されない。

b) 方法論

- 算定方法
- 潤滑油以外の燃料

エネルギー産業 (1.A.1) と同様 2006 年 IPCC ガイドラインのデシジョンツリー (Vol.2, page 1.9, Fig.1.2) に従い、Tier 2 部門別アプローチ (Sectoral Approach) 法を用いて排出量の算定を行った。3.2.4. b) 節を参照のこと。

共通報告様式では、バイオ燃料の CO<sub>2</sub> 排出量を総合エネルギー統計の国内供給量 [#190000] から算定し、主な用途である自動車 (1.A.3.b) で参考値として報告する。2006 年 IPCC ガイドラインに従い、我が国の総排出量には含まない。

図 4.1.111 2018 年版日本国温室効果ガスインベントリ報告書におけるバイオ燃料の扱い

② インベントリ報告における国際バンカー油の扱い

日本が UNFCCC に提出した 2018 年版日本国温室効果ガスインベントリ報告書 (NIR) では、国際海運や国際航空から排出される国際バンカー油について、2006 IPCC Guideline に従い、参考値として報告され、国内の GHG 排出量には含まれない。

3.2.2. 国際バンカー油

a) 排出源カテゴリーの説明

当該分野では、貿易や海外渡航で利用される国際航空や国際海運から排出される温室効果ガスを扱う。

なお、国際バンカー油からの排出は、UNFCCC インベントリ報告ガイドライン及び 2006 年 IPCC ガイドラインに従い我が国の総排出量には含めず、CRF の Memo Item の欄で報告している。

図 4.1.112 2018 年版日本国温室効果ガスインベントリ報告書における国際バンカー油の扱い

加えて、国際バンカー油における潤滑油からの CH<sub>4</sub> 及び N<sub>2</sub>O の排出は、2006 IPCC Guideline によれば、CO<sub>2</sub> と比較して非常に小さく、排出量の算定上は無視できるとされており、2018 年版日本国温室効果ガスインベントリ報告書（NIR）では、算定及び計上は行われていない。

【CH<sub>4</sub>、N<sub>2</sub>O】

CH<sub>4</sub>、N<sub>2</sub>O の排出係数については、2006 年 IPCC ガイドラインに示されたデフォルト値を採用した。

表 3-8 国際バンカー油起源の CH<sub>4</sub>、N<sub>2</sub>O 排出係数

輸送機関	燃料種	CH <sub>4</sub> 排出係数 [kg-CH <sub>4</sub> /TJ(NCV)]	N <sub>2</sub> O 排出係数 [kg-N <sub>2</sub> O/TJ(NCV)]
航空機	ジェット燃料油	0.5 <sup>a</sup>	2 <sup>a</sup>
船舶	A 重油、B 重油、C 重油、軽油、灯油	7 <sup>b</sup>	2 <sup>b</sup>

a. 2006 年 IPCC ガイドライン Vol.2 Table 3.6.5

b. 同 Table 3.5.3. 2006 年 IPCC ガイドライン Vol.3 page 5.7 によれば、潤滑油からの CH<sub>4</sub>、N<sub>2</sub>O 排出は、CO<sub>2</sub> 排出と比較して非常に小さく、排出量の算定上は無視できるとされていることから、排出量を算定していない。

図 4.1.113 2018 年版日本国温室効果ガスインベントリ報告書における国際バンカー油由来のメタンの扱い

### ③ IPCC Guidelines におけるバイオ燃料の GHG 排出量の評価

①で記したとおり、国別インベントリにおけるバイオ燃料については、参考値としての提出のみが求められ、ライフサイクルでの GHG 評価手法等は定められていないが、エネルギー転換部門や産業部門等の CO<sub>2</sub>・CH<sub>4</sub>・N<sub>2</sub>O に関する共通の排出係数として、下限値・上限値・デフォルト値が設定されている（表 1.1.43～表 1.1.45 参照）。なお、IPCC Guidelines は各国における GHG の排出インベントリ作成を目的としているため、現在参照されているガイドラインでは、バイオ燃料が国境を越えて移動した場合について明確なルールが定められていない。しかし、現在の各国のインベントリ作成におけるプラクティスを踏まえると、次の通り計上されると考えられる。

例として、A 国で製造されたバイオマス燃料が B 国に輸出されて利用されると想定すると、その燃焼に伴う GHG 排出は、燃料の生産国である A 国の土地利用、土地利用変化及び林業（Land Use, Land Use Change and Forestry）の排出量に算出され、越境輸送に伴う排出については、A 国と B 国内での国内輸送は通常通り各国のインベントリに計上され、国際海運における排出量は②で示した通り参考値とされ、A 国または B 国のインベントリには計上されないこととなる。

表 4.1.43 2006 IPCC Guidelines におけるバイオ燃料の CO<sub>2</sub> 排出係数

燃料 (単位 : kg/TJ)		デフォルト値	下限値	上限値
固形バイオマス	木材/廃材	r 112,000	95,000	132,000
	亜硫酸パルプ廃液 (黒液) ※1	n 95,300	80,700	110,000
	その他の固形バイオマス	n 100,000	84,700	117,000
	木炭	n 112,000	95,000	132,000
液体バイオマス	バイオガソリン	n 70,800	59,800	84,300
	バイオディーゼル	n 70,800	59,800	84,300
	その他の液体バイオ燃料	n 79,600	67,100	95,300
ガス状バイオマス	ランドフィル (埋立地) ガス	n 54,600	46,200	66,000
	スラッジ (汚泥) ガス	n 54,600	46,200	66,000
	その他のバイオガス	n 54,600	46,200	66,000
その他	一般廃棄物	n 100,000	84,700	117,000

表 4.1.44 2006 IPCC Guidelines におけるバイオ燃料の CH<sub>4</sub> 排出係数

燃料 (単位 : kg/TJ)		デフォルト値	下限値	上限値
固形バイオマス	木材/廃材	300	100	900
	亜硫酸パルプ廃液 (黒液) ※1	n 3	1	18
	その他の固形バイオマス	300	100	900
	木炭	200	70	600
液体バイオマス	バイオガソリン	10	3	30
	バイオディーゼル	10	3	30
	その他の液体バイオ燃料	10	3	30
ガス状バイオマス	ランドフィル (埋立地) ガス	5	1.5	15
	スラッジ (汚泥) ガス	5	1.5	15
	その他のバイオガス	5	1.5	15
その他	一般廃棄物	300	100	900

表 4.1.45 2006 IPCC Guidelines におけるバイオ燃料の N<sub>2</sub>O 排出係数

燃料 (単位 : kg/TJ)		デフォルト値	下限値	上限値
固形バイオマス	木材/廃材	4	1.5	15
	亜硫酸パルプ廃液 (黒液) ※1	n 2	1	21
	その他の固形バイオマス	4	1.5	15
	木炭	1	0.3	3
液体バイオマス	バイオガソリン	0.6	0.2	2
	バイオディーゼル	0.6	0.2	2
	その他の液体バイオ燃料	0.6	0.2	2
ガス状バイオマス	ランドフィル (埋立地) ガス	0.1	0.03	0.3
	スラッジ (汚泥) ガス	0.1	0.03	0.3
	その他のバイオガス	0.1	0.03	0.3
その他	一般廃棄物	4	1.5	15

※1 黒液燃焼装置から排出されるバイオマス由来の CO<sub>2</sub> 及びパルプ化工程から排出されるバイオマス由来の CO<sub>2</sub> を含む

n : 1996 Guidelines にはなかった新しい排出係数であることを示す

r : 1996 Guidelines 以降で改定された排出係数であることを示す

## (6) Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation : CORSIA

### ① 代替航空燃料の要件および分類

ICAO では、石油由来の従来型航空燃料（CAF）と石油以外の代替航空燃料（AAF）に分類し、持続可能性基準を満たす AAF を持続可能航空燃料（SAF）と定義している。ICAO によれば、2050 年に全ての CAF を SAF に置き換えることで、国際航空の CO<sub>2</sub> 排出量をベースライン比で 63% 削減可能としている。

表 4.1.46 ICAO におけるジェット燃料の定義<sup>112)</sup>

従来型航空燃料(CAF)	原油、液化天然ガス、重油、シェールオイル、オイルサンドなど、完全な石油源から得られる航空燃料。灯油系（Jet-A、Jet-A1、Jet-B）及び航空機用ガソリンも含まれる。
代替航空燃料(AAF)	石炭、天然ガス、バイオマス、水素添加油脂など、石油以外の供給源から得られるドロップイン燃料。これらは、持続可能な生産かつライフサイクルベースで CAF よりも低い炭素排出となる可能性を秘めている。
持続可能航空燃料(SAF)	持続可能性基準を満たす AAF を指す。ICAO における持続可能性基準の定義は、CORSIA の検討プロセスの下で検討中である。 持続可能性基準について、ICAO 総会決議では“食料と水の競合を避け、地域社会や経済発展に寄与し、ライフサイクルベースで GHG 排出量削減を達成する全ての航空代替燃料の持続可能性を査定するためのアプローチを特定する”と言及。

### ② 代替航空燃料の認定プロセス

現行の代替ジェット燃料は、ASTM（米国試験材料協会）の D4054 に規定されているジェット燃料の審査プロセスに従い試験および審査（以下の Tier1～Tier4）を受け、代替ジェット燃料の要件を定めた D7566 の Annex に追加されることで、利用可能な代替ジェット燃料として認定される。

Tier 1 : <Specification Properties>物質組成等の試験

Tier 2 : <Fit-for-Purpose Properties>燃料性能、取扱性能、毒性評価等の試験

Tier 3 : <Component/Rig Testing>250～10,000 ガロン程度の試料を用いた燃焼性等を評価する試験

Tier 4 : <Engine Auxiliary Power Unit Testing>60,000～225,000 ガロン程度の試料を用いたエンジンのパフォーマンス、耐久性等を評価する試験

### ③ 認定済みの代替航空燃料

ASTM（米国試験材料協会）が定めた D7566 規格により現時点で認められている代替ジェット燃料は以下のとおり。

表 4.1.47 2019 年 2 月時点で認定済みの代替ジェット燃料

#	燃料名	承認年	主な原料	主な製造プロセス	混合率	主な申請事業者
1	FT-SPK	2009	石炭、天然ガス、バイオマス系廃棄物	フィッシャートロップシユ合成、ガス化処理	最大 50%	Kaidi、Sasol、Shell 等
2	HEFA-SPK	2011	植物性・動物性油脂、再利用油	水素化処理	最大 50%	AltAir Fuels、Neste Oil 等
3	HFS-SIP	2014	バイオマス糖	発酵処理	最大 10%	Amyris、Total
4	FT-SPK/A	2015	石炭、天然ガス、バイオマス系廃棄物	フィッシャートロップシユ合成、ガス化処理	最大 50%	Sasol
5	ATJ-SPK	2016	でんぷん・砂糖・セルロース系バイオマス	アルコール変換	最大 30%	Gevo、Cobalt 等

以下、CORSIA の制度概要について紹介する。

### ④ 制度名

Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation : CORSIA

## ⑤ 創設経緯

2010年、ICAO第37回総会において「2050年までに燃料効率年2%改善」「2020年以降の排出増加ゼロ」とする国際航空部門の目標を設定した。2016年10月、ICAO第39回総会において4本柱から成るGHG排出削減策が採択。その1つが国際的な市場活用型削減策（Global Market-based Mechanism：GMBM）であり、国際航空部門のカーボンオフセット・削減制度（CORSIA）として、2021年導入に向け検討が進められている。

## ⑥ 運用機関

ICAO

## ⑦ 対象期間

- ・ 試行フェーズ：2021～23年（自主参加）
- ・ 第1フェーズ：2024～26年（自主参加）
- ・ 第2フェーズ：2027～35年（参加義務付け）

## ⑧ 対象事業者

ICAO加盟国（世界190カ国）間で運航する国際線を運航する航空会社。なお、自主参加を表明している国は世界76カ国（2018年11月末時点）ある。第2フェーズは、2018年時点の有償トン・キロ（料金を伴う旅客・貨物を積載した状態での輸送距離）が世界の0.5%超、または、累積シェアにおいて90%超の国が参加を義務付けられる。

### <除外対象の基準>

- ・ 後発開発途上国、島嶼国、内陸の途上国（但し、自主参加を推奨）
- ・ 小規模排出事業者（国際便からの排出量が年10,000トンCO<sub>2</sub>未満または航空機の最大離陸重量（MTOM）が5,700kg未満）
- ・ 新規参入事業者（時限的除外：3年間または2020年総排出量の0.1%を上回った年のいずれかが到来するまで）
- ・ 特殊目的のフライト（人命救助・医療・消防等）

## ⑨ カバー率

第2フェーズのカバー率は部門排出量の約90%となる見込み。

## ⑩ レビュー等

2022年より、3年毎にCORSIAの実施状況に関するレビューを実施する。2032年末までに特別レビューを実施し、航空機技術・運航効率・代替燃料の進展を踏まえ、2035年以降の本制度の終了／拡大／改正を検討する。

## (7) Low Carbon Fuel Standard (LCFS)

### ① 創設経緯

2009年、カリフォルニア州理事会は輸送用燃料の炭素原単位（Carbon Intensity：CI）を、2020年までに2010年比10%削減するLCFSを承認。2010年までは報告義務のみとし、2011年から原単位規制を開始した。2015年にLCFSの改正を行い、2016年1月1日より改正された制度に基づき運用が始まっている。

### ② 運用機関

カリフォルニア大気資源局（California Air Resources Board：CARB）

### ③ 対象期間

2011年～2030年

### ④ 義務対象者

自動車用燃料を製造・輸入するカリフォルニア州内の事業者

### ⑤ 義務要件

炭素原単位規制は「ガソリン／その代替燃料」、「ディーゼル／その代替燃料」それぞれに設定され、2019年からは「ジェット燃料／その代替燃料」が規制対象に追加され、2030年までの目標値が設定されている。目標値は下表のとおり（単位：gCO<sub>2</sub>e/MJ）。

表 4.1.48 各燃料の原単位目標の推移 (2011~2030 年)

年	ガソリン	ディーゼル	ジェット燃料
2011	95.61	94.47	NA
2012	95.37	94.24	NA
2013	97.96	97.05	NA
2014	97.96	97.05	NA
2015	97.96	97.05	NA
2016	96.5	99.95	NA
2017	95.02	98.44	NA
2018	93.55	96.91	NA
2019	93.23	94.17	89.37
2020	91.98	92.92	89.37
2021	90.74	91.66	89.37
2022	89.5	90.41	89.37
2023	88.25	89.15	89.15
2024	87.01	87.89	87.89
2025	85.77	86.64	86.64
2026	84.52	85.38	85.38
2027	83.28	84.13	84.13
2028	82.04	82.87	82.87
2029	80.8	81.62	81.62
2030	79.55	80.36	80.36

⑥ 燃料の炭素集約度の認定プロセス

2019年1月以降、燃料のパスウェイを踏まえ、(1)Lookup Table pathway、(2)Tier 1 pathway、(3)Tier 2 pathway に分類し、認定手続きを進める。

表 4.1.49 LCFS におけるパスウェイ分類に応じた認証手続きの概要

<b>(1)Lookup Table pathway</b>	最も簡単なパスウェイであり、CARB が提供するライフサイクル GHG 排出量推計モデル「CA-GREET 3.0」のみで炭素集約度を算出し、認定される。
<b>(2)Tier 1 pathway</b>	CA-GREET に加え、CARB が認定する簡易的な炭素集約度推計ツールを用いて炭素集約度を算出し、認定される。トウモロコシやデンプン等が原料のバイオエタノール、動物性油脂や使用済み食用油等が原料のバイオディーゼルなどが該当する。
<b>(3)Tier 2 pathway</b>	CA-GREET 等の簡易的なツールで推計が困難な、現段階で普及が進んでいない燃料であり、個別にアプリケーションパッケージを適用することで炭素集約度を算出し、認定される。

⑦ ライフサイクル炭素集約度の算定結果

LCFS で認証された燃料について、ライフサイクルベースの炭素集約度を公表しており、認証済みの燃料は 544 種類 (2019年2月15日時点) がある。燃料種ごとの炭素集約度をプロットした全体像は図 4.1.114 に示すとおりである



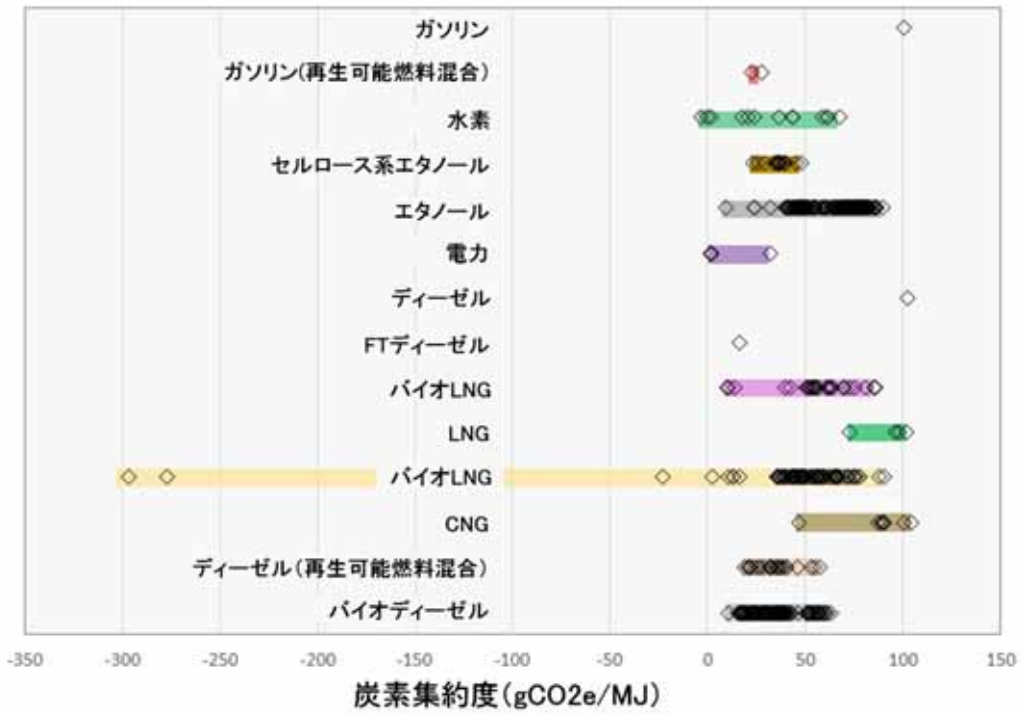


図 4.1.114 燃料種毎の炭素集約度の算定結果 (全体像)

#### 4.1.5.2 欧州における越境再エネ燃料のトラッキング制度検討状況

##### (1) バイオメタンにおける国際取引の試み

制度面では ERGaR (European Renewable Gas Registry) が 2016 年 9 月に設立され、バイオメタンを (国をまたがって) 託送し、証明書を取引する仕組みの検討を開始した。これは、欧州で再生可能なバイオマスからのバイオメタン生産・促進する BIOSURF と連動した取り組みである。再生可能電力の CO<sub>2</sub> 削減性を欧州で保障する Guarantee of Origin (GoO) の考え方を利用しており、欧州域外は現在のところ GoO の対象外である。電力の場合「再生可能エネルギー指令(2001/77/EC)」のもと、電力のトレーサビリティの一つとして各国に 1 機関を定め、同じ再生可能エネルギー証書が 2 重に使われていないか、また外国との取引において 1 対 1 の対応がなされているかを監視する仕組みであり、同様の仕組みをバイオメタンに適用できるか検討が開始されたものである。

##### (2) グリーン水素における国際取引の試み

欧州ではグリーン水素の GoO を実証するプロジェクトとして、2014 年に FCH2 JU の資金援助により CertifHy が発足した。この検討結果により実証されるグリーン水素の GoO や CO<sub>2</sub> フリー水素の基準に関する検討結果は世界基準になる可能性もあり、経済産業省においても合会に出席するなど注目している。特徴としては、ライフサイクルでの排出量で天然ガス改質から製造した水素に対して 6 割 CO<sub>2</sub> 削減したものを再生可能エネルギー由来、非再生可能エネルギー由来 (副生水素等) どちらに対しても CO<sub>2</sub> フリー水素と定義している点である。

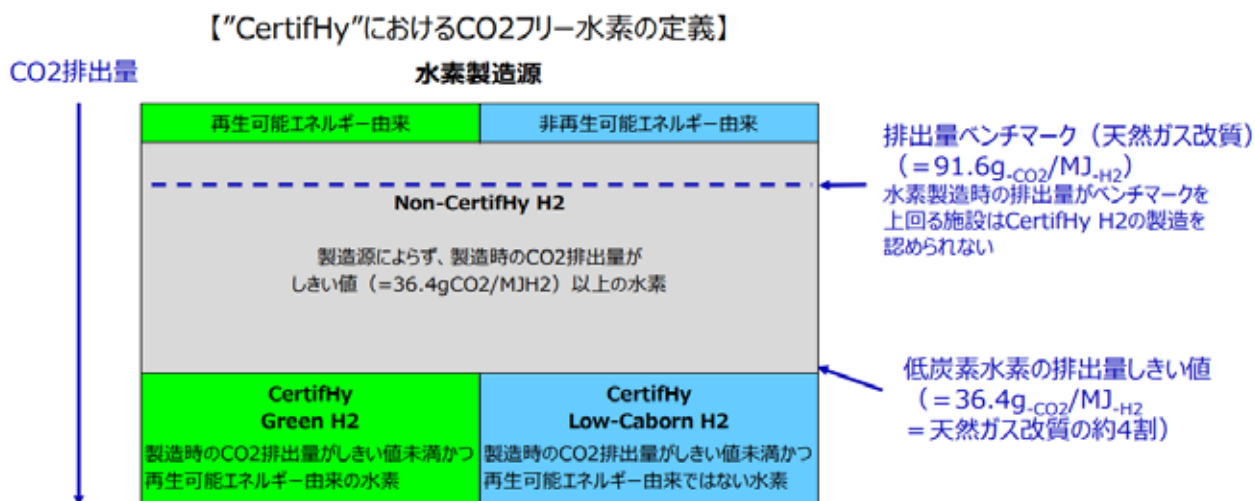





図 4.1.115 CertifHy における CO<sub>2</sub> フリー水素の考え方 <sup>113)</sup>

2019 年 2 月には、世界で始めて国境を越えたグリーン水素の GO の実証が行われており、オランダのロッテルダムの水電解設備で風力発電の電力を用いて製造された CertifHy の最初の認証を受けたグリーン水素証書が英国の燃料電池バスとドイツの水素ステーションで利用された <sup>114)</sup>。

#### 4.1.5.3 民間における取り組み

法律や規制に基づく取り組みだけでなく、企業に対しては、年金基金等の投資家から ESG（「Environmental（環境）」、「Social（社会）」、「Governance（企業統治）」）への適切な対応がこれまで以上に求められており、グローバル企業の気候変動対策についての情報開示・評価のイニシアティブ（CDP、RE100、SBT など）の影響力が拡大し、これに対応する企業が増加している。企業の活動全般が評価対象となっており、外航海運も対象とすることができる制度である。

表 4.1.50－CDP、RE100、SBT の概要

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• CDP は、気候変動・水など環境分野に取り組む国際 NGO。本部所在地は英国。</li> <li>• 企業の気候変動問題の取組や、GHG 排出量の算定・管理の状況について調査・評価し、結果を公表。毎年各国の主要企業に質問票を送り、得られた情報をもとにスコア化。</li> <li>• 世界の 827 の投資機関（資産運用規模計約 100 兆ドル）が賛同（2017 年 11 時点）しており、年々 CDP に回答することで気候変動対策の情報開示を行う企業数が増加している。</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• RE100 は、事業運営を 100%再生可能エネルギー電力で調達することを目標に掲げるイニシアティブ。</li> <li>• 国際環境 NGO である The Climate Group が、CDP との協力で 2014 年に開始し、2018 年 10 月現在、世界で 154 企業が加盟（日本企業は 13 社が参加）。</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SBT とは、産業革命比の気温上昇を「2 度未満」に維持するために、企業が気候科学の知見（IPCC）と整合した削減目標を設定するためのスタンダード。</li> <li>• WWF、CDP、WRI、The Global Compact により運営されている。</li> </ul>

CDP は、現在、気候変動、水、森林に関する分野の質問書を用意しており、最も回答の多い気候変動に関連する質問に対する回答企業数は、2018 年には約 7,000 社が回答している。回答状況によって企業がランク付けされており、2018 年は最も評価の高い A List に 138 社がランクインしている。日本企業も CDP の回答に力を入れており海運では川崎汽船株式会社、日本郵船株式会社が A List に入る最も高い評価を得ている。

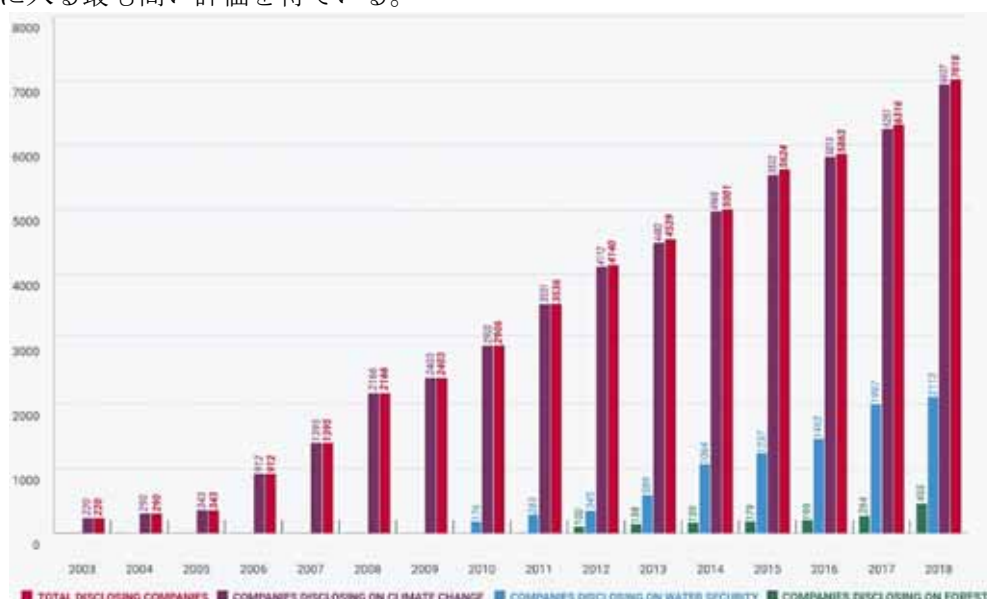


図 4.1.116 CDP の回答企業数の推移<sup>115)</sup>

RE100 は、再生可能エネルギーに取り組む企業のイニシアティブであるが、現在電力消費に関する取り組みに限定されており、100%再生可能エネルギー電力で調達することを目指すものである。

一方、SBT は、Science Based Targets の略であり、企業の GHG の削減目標が、「気候科学の知見に整合」していることを要件とする目標設定を促すイニシアティブである。SBT が唱える「気候科学の知見に整合」とは、気候変動に関する政府間パネル (IPCC) や国際エネルギー機関 (IEA) によって発表されている気温上昇を 2 度未満に抑える可能性が高いとされるシナリオに沿った目標を設定していることが要件となっており、2 年以内の目標策定をコミットする企業と、策定した目標が SBT 事務局によって認定された企業の分類で公表されている。2018 年 10 月 23 日時点では、SBT から目標の認定を受けた企業は 146 社で、2 年以内の目標策定をコミットする企業は 349 社となっており、合計 495 社が参画している。日本企業では、目標の認定を受けた企業は 30 社、2 年以内の目標策定をコミットする企業は 34 社 (合計 64 社が参画) となっており、こちらも海運では川崎汽船、日本郵船が目標の認定を受けている。

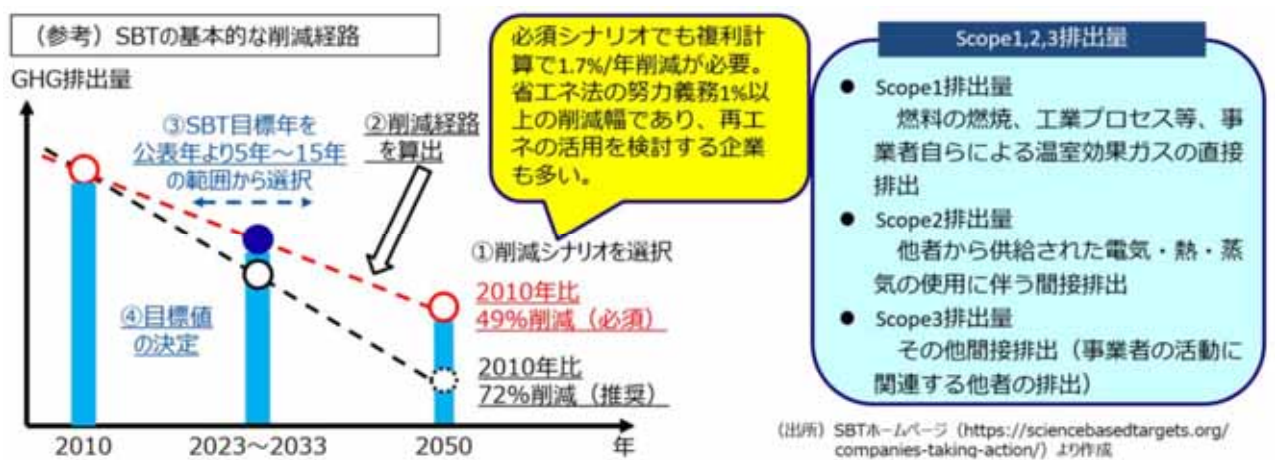


図 4.1.117 SBT における基本的な GHG 削減経路 <sup>116)</sup>

#### 4.1.6 シナリオ分析

世界全体のエネルギー供給のシナリオとして国際的に広く引用されているものは、OECD を中心に 29 カ国で構成される国際エネルギー機関（IEA）が作成している World Energy Outlook である。これを基本的なシナリオとして、他の船級協会等が公開しているシナリオや、との違い、それぞれの前提としている燃料供給量についてまとめた。World Energy Outlook は、石油系の再生可能エネルギーや新エネルギーに関しては保守的に見積もる傾向があり、過去に何度も将来導入量の上方修正を行っている。

本調査の対象としては、原則として 2018 年 4 月の IMO 海洋環境保護委員会における GHG 削減戦略採択以降に出版されたものを対象としたが、文献数が少ないため、参考として 2018 年 3 月以前の文献も一部を調査対象とした。

表 4.1.51 調査を実施したエネルギー転換シナリオ

	発行機関	文献名	文献公表時期
海事関係機関のシナリオ	DNV GL	MARITIME FORECAST TO 2050 -Energy transition outlook 2018-	2018 年 9 月
非海事系機関のシナリオ	国際エネルギー機関 (IEA)	World Energy Outlook 2018	2018 年
	Royal Dutch Shell	Sky Scenario	2018 年 4 月
	気候変動に関する政府間パネル (IPCC)	Representative Concentration Pathway 2.6	2014 年
	(参考) 国際エネルギー機関 (IEA)	World Energy Outlook 2016	2016 年
	(参考) 国際再生可能エネルギー機関 (IRENA)	Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050	2018 年

#### 4.1.6.1 DNV GL MARITIME FORECAST TO 2050 -Energy transition outlook 2018-

DNV GL は、オイル&ガス分野のリスクマネジメント、風力/電力送配電分野のエキスパート、船級協会を主とする総合企業である。クリーンなゼロエミッション船の検討が盛んなノルウェー・オスロに本拠地を置く Det Norske Veritas が前身ということもあり、海運分野の GHG 削減に関する様々なレポートを発表している。本項目では MARITIME FORECAST TO 2050 -Energy transition outlook 2018-を紹介する。

当該レポートでは、2050 年に IMO が掲げる目標を達成するために DNV GL が独自のモデルを用いて分析した結果を示している。図 4.1.118 は将来の国際海運の積荷輸送量の見通しである。ここでは IMO が 2014 年に行った 3rd GHG Study における見通しよりも将来の伸びが少なく、特に 2030 年以降の伸び率がかなり小さく見積もられている。

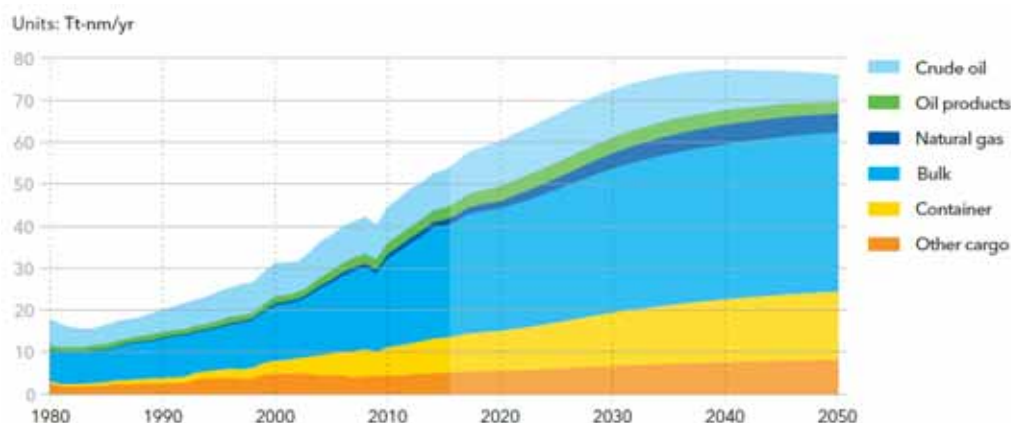


図 4.1.118 海運輸送量の将来見通し<sup>117)</sup>

図 4.1.119 は海運における燃料シェアの将来予測である。2050 年には熱量ベースで 39%の燃料がカーボンニュートラルな燃料から来ることを想定し、また、5%は船のバッテリー推進化により再生可能エネルギーでまかなわれると予測している。

市場メカニズムにおける CO<sub>2</sub> の排出権価値を 50USD/トン-CO<sub>2</sub> とした際の 2040 年時点での燃料内訳は、MGO/LSHFO が 55%、HFO+スクラバーが 3%、Battery hybridization が 4%、LNG が 18%、バイオ燃料が 19%と推測されている。

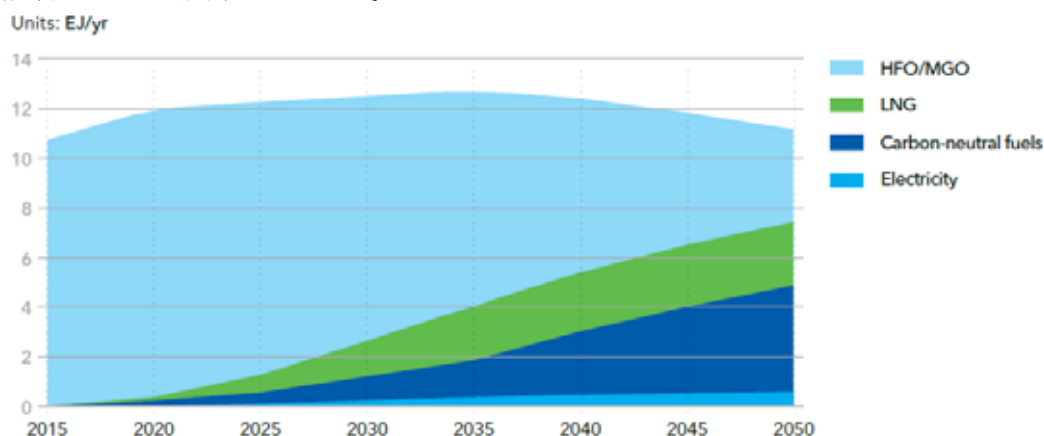


図 4.1.119 海運における燃料シェアの将来見通し (熱量ベース)<sup>117)</sup>



#### 4.1.6.2 国際エネルギー機関 World Energy Outlook 2018

国際エネルギー機関（IEA：International Energy Agency）は、世界のエネルギー消費量の約4分の3を占める30カ国のメンバーと中国、ブラジル等8カ国の協力国からなる国際団体で、1973年の第1次石油危機を契機に石油の安定供給を目的に米国の呼びかけで結成された。なお、OECD加盟国（現在36カ国）のうち、石油備蓄に関する基準（前年の国の1日当たり石油純輸入量の90日分を国内に常時備蓄していること）を満たす国が加盟申請を行うことができる。現在では、石油供給国の多様化によりその役割は変容しており、中長期の需給見通し作成、エネルギー源多様化、電力セキュリティ、エネルギー技術・開発協力、省エネルギーの研究・普及、加盟国のエネルギー政策の相互審査等に取り組んでいる。世界のエネルギー供給の見通しの作成等、近年では、国際的な気候変動枠組みに対して各国政策を講じた場合の将来のエネルギー供給見通しシナリオの作成やCO<sub>2</sub>排出量の推計等も行っている。

今回対象とした文献はIEAの将来推計の中核となるWorld Energy Outlookの2018年版であり、これはIMOのGHG削減戦略の採択後に発行されたレポートであり、同削減戦略に対して言及されている。WEO2018においてはCurrent Policies Scenario、New Policies Scenario、Sustainable Development Scenarioの3種類のシナリオが設定されており、パリ協定後のものとしてはNew PoliciesとSustainable Developmentが重要である。

表 4.1.52 国際エネルギー機関 World Energy Outlook2018 における本調査対象シナリオ

	IMO GHG 戦略の考慮	シナリオの前提
New Policies Scenario 2018 (新政策シナリオ)	なし	現在のUNFCCC政策で達成が見込まれる将来の姿。
Sustainable Development Scenario 2018 (持続可能な開発シナリオ)	あり	目標ベースで決められたターゲットを達成する場合の将来の姿。

表 4.1.52 に示した2つのシナリオにおける、国際海運分野のCO<sub>2</sub>排出量の見通しを図 4.1.120 に示す。参考として国際航空におけるCO<sub>2</sub>排出量も図示している。なお、内航船は各国のCO<sub>2</sub>排出量の内数に含まれるため、このCO<sub>2</sub>排出量には含まれていない。

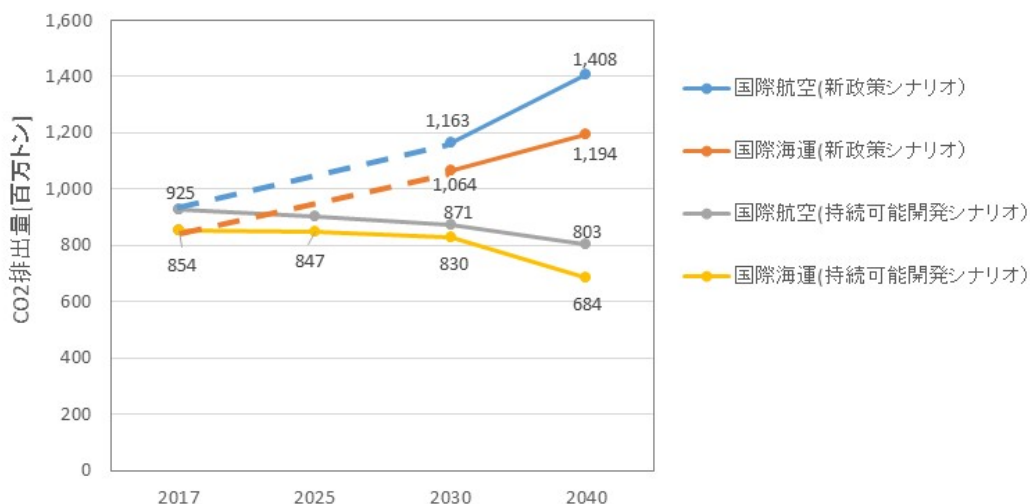


図 4.1.120 IEA WEO2018 シナリオにおける国際海運・国際航空のCO<sub>2</sub>排出量見通し<sup>118)</sup>



新政策シナリオでは 2018 年 4 月の IMO の GHG 削減戦略は考慮されておらず、持続可能な開発シナリオでは、考慮されている。なお IMO が 2014 年に行った 3rd GHG Study との比較では、2008 年の国際海運における GHG 排出量は 772 万トン/年<sup>118)</sup> (Bottom-up 方式と Top-down 推計の中間値。内航船・漁船を除く) である。IEA の見通しでは、2040 年には 684 万トン/年となっており、2050 年の目標達成も不可能ではない曲線を描いている。

国際エネルギー機関の描く持続可能な開発シナリオでは、水素の導入が見込まれている。当該部分を下記に示す。WEO にて国際海運における水素エネルギーの導入に明確に言及するのは WEO2018 が初めてとなる。実際のシナリオにおいて水素エネルギーがどれだけ使用されるかについては明言されていない。

In the shipping sector, hydrogen has emerged as one of the few fuel options able to achieve the International Maritime Organization agreement to reduce CO<sub>2</sub> emissions at least by 50% by 2050 from 2008 levels. The Sustainable Development Scenario therefore now includes the use of hydrogen-based fuels in the shipping sector and by 2040 this is on a rising trend, in anticipation of the 2050 deadline.

International Energy Agency (2018), World Energy Outlook 2018, OECD/IEA, Paris P.69 より引用

表 4.1.53 2040 年における国際海運分野における燃料消費量の内訳<sup>118)</sup>より作成

単位 [Mboe/d]	New Policies Scenario (IMO GHG 戦略非考慮)	Sustainable Development Scenario (IMO GHG 戦略考慮)
Biofuels	0.2	0.5
LNG	0.82	0.24
Marine Gas Oil	1.5	非公表
HSFO	2.2	
LSFO	1.5	

IEA のどのシナリオにおいても、バイオマス由来燃料の供給量はそれほど多くなく、これは過去の WEO でも共通している点である。IEA は持続可能な土地開発が可能な農地の面積や肥料の課題から、バイオマスエネルギーの世界全体での利用可能量には限界があるとしている。それに代わって利用されると見込まれる低炭素燃料が水素であり、海事分野でも水素等の利用を見込んでいる。なお、二次電池等を用いた電気推進船による電化は、国際海運では技術的に採用できるレベルにないとの見解を示している。なお IEA は独自に開発している Mobility Model を用いて運輸部門の将来推計を作成している。

#### 4.1.6.3 Royal Dutch Shell Sky Scenario

石油メジャーの Royal Dutch Shell は、低炭素化が進む国際社会における自社の戦略についての報告書「Shell Energy Transition Report」を 2018 年 4 月に発表した。このレポートの目的は、低炭素化が進められていることを背景に、自社事業のリスクを投資家に説明することを目的としたシナリオ分析である。同社は以前にも同様のレポートを公表してきたが、今回の特徴としては、気候変動を産業革命以前から 1.75°C 未満に抑えた場合の再生可能エネルギー大量導入シナリオであることである。

Shell 自動車部門で電気自動車 (EV) 化が進む影響を考慮し、2030 年までに世界全体の乗用車新車販売の 50% が EV になり、2050 年までに内燃機関自動車は世界中で販売できなくなると仮定している。

このシナリオで明らかにされていることは、エネルギー全体に占める化石燃料の割合は今後減少していくものの、世界のエネルギー需要全体は伸びるため、原油需要は 2025 年までは毎年 1% 増加していく。低炭素エネルギーに対する世界の需要が高まる中、同社の石油・ガス燃料資産が CO<sub>2</sub> 排出削減の観点から保有していても売却できない「座礁資産」となるリスクは小さいとの見方を示している。なお、このシナリオが発表された時期は 2018 年 4 月であるが、時期的に、また前述の IEA の SD シナリオとの比較から、IMO の GHG 削減戦略は考慮されていないと見られる。

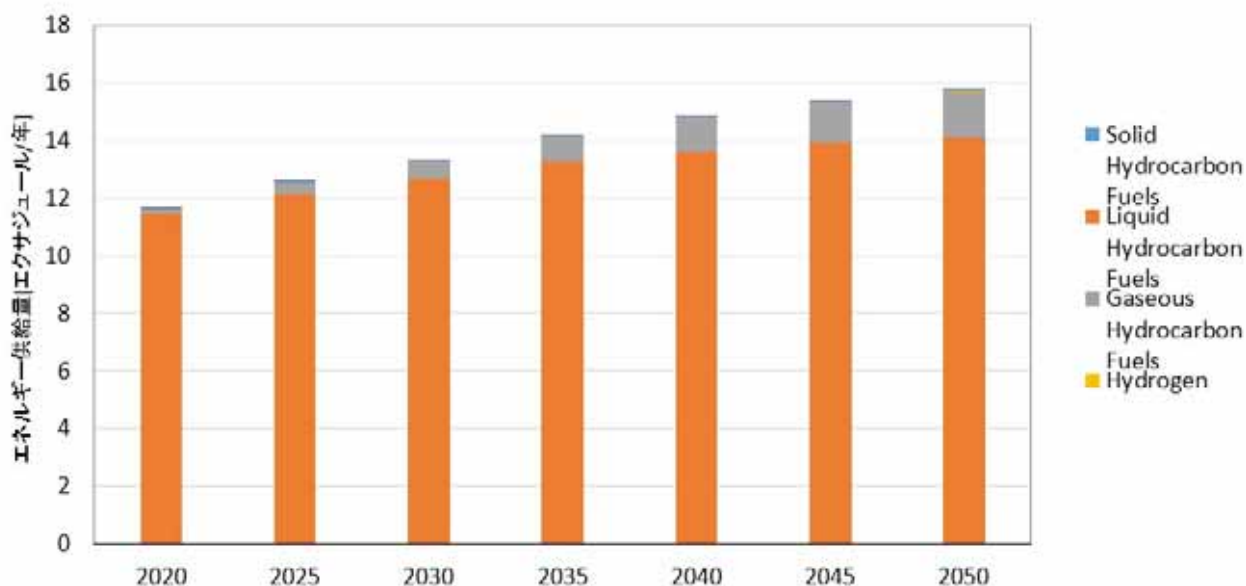


図 4.1.121 Shell Sky シナリオにおける国際海運の燃料内訳 <sup>119)</sup>より作成

#### 4.1.6.4 IPCC WorkingGroup1 Fifth Accessment Report

2015年12月にCOP21において採択されたパリ協定においては、気候変動に関する政府間パネル(IPCC)のWorking Group 1 Fifth Accessment ReportにおけるRCP 2.6 (Representative Concentration Pathway) シナリオを念頭に、「(前略)世界的な平均気温上昇を産業革命以前に比べて2℃より十分低く保つとともに、1.5℃に抑える努力を追求すること(後略)」等を記載した協定文書が合意された。

この根拠となったPCR2.6というシナリオは、オランダのNetherlands Environmental Assessment Agencyに所属する研究者を中心に開発されたTIMER 2.0モデルとIMAGE 2.3モデルから推測される将来のCO<sub>2</sub>およびその他のGHGの将来排出量推計を行ったものである。この推計は、最終エネルギー消費型のモデルであり、国際海運分野からどの程度のCO<sub>2</sub>が排出されるかについて具体的に検討したものではないが、国際海運の船舶からの直接GHG排出量については、上述のモデルにより別途推計されている。

表 4.1.54 RCP 2.6 における国際海運分野のGHG 直接排出量<sup>120)</sup>

GHG 種類	単位	2010年	2020年	2030年	2040年	2050年	2100年
CH <sub>4</sub>	10 <sup>12</sup> gCH <sub>4</sub> /yr	0.473	0.520	0.522	0.318	0.000	0.000
Sulfur	10 <sup>12</sup> gSO <sub>2</sub> /yr	7.810	2.891	2.080	1.440	0.672	0.377
Black Carbon	10 <sup>12</sup> g/yr	0.151	0.078	0.072	0.042	0.015	0.013
Organic Carbon	10 <sup>12</sup> g/yr	0.161	0.089	0.104	0.059	0.016	0.027
CO	10 <sup>12</sup> gCO/yr	1.376	1.424	1.431	1.703	1.561	0.454
NO <sub>x</sub>	10 <sup>12</sup> gNO <sub>2</sub> /yr	20.09	20.42	18.53	20.86	21.17	1.78
揮発性有機化合物	10 <sup>12</sup> g/yr	3.736	3.604	3.210	3.673	3.380	0.776

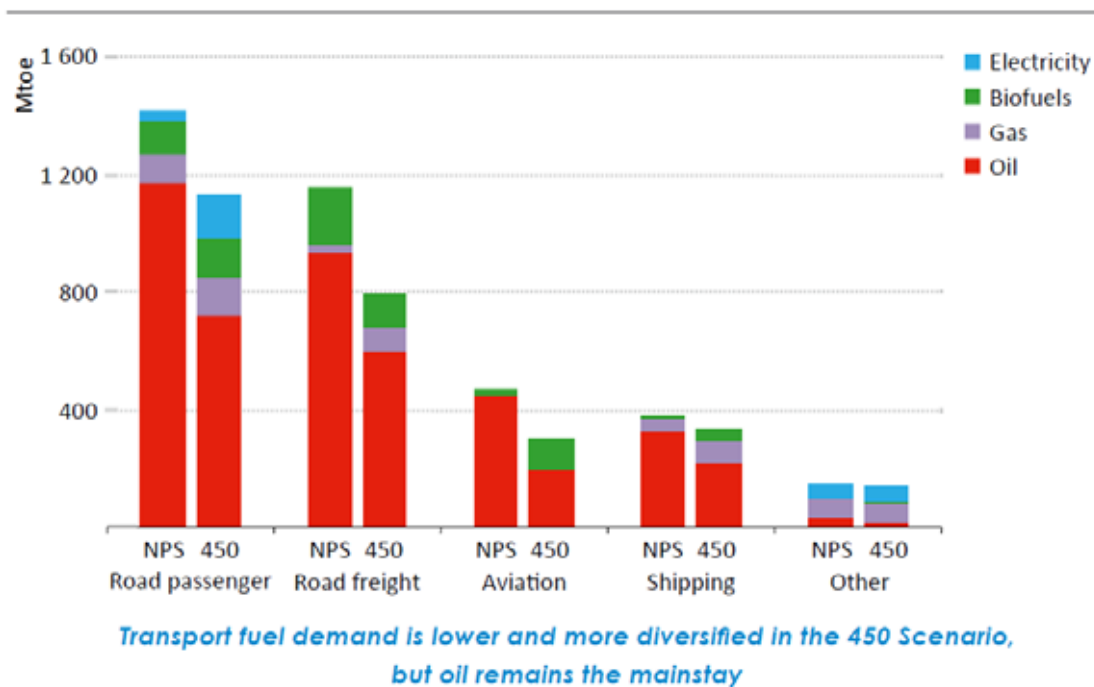
#### 4.1.6.5 国際エネルギー機関 World Energy Outlook 2016

パリ協定における合意をうけ、国際エネルギー機関が発表したWorld Energy Outlookの450シナリオでは、パリ協定で合意された「平均気温上昇を産業革命以前に比べて2℃より十分低く保つとともに、1.5℃に抑える努力を追求する」という合意シナリオを考慮した見通しが発表された。ここで450シナリオとは、CO<sub>2</sub>の平均大気中濃度を450ppm未満に抑えるシナリオという意味である。

この中において、IMOの取り組みのうちEEDI規制については考慮されており、将来の貨物輸送量の増加分は船舶の燃費向上によりある程度相殺され、貨物輸送量の増加にもかかわらず燃料消費量は

2040年の国際海運において、パリ協定後のINDCを考慮した新政策シナリオでは、エネルギー換算で13%をLNGが占める見通しであり、バイオ燃料が約2%を占める見通しで、このシナリオにおけるCO<sub>2</sub>排出量は93億トン/年である。

パリ協定における目標達成を想定した450シナリオでは、化石燃料の需要が減少し国際取引が減少することによるオイルタンカーの輸送活動量減少を国際海運全体の8%と想定し、新政策シナリオと比較して低い燃料油需要を想定している。450シナリオでは、LNG燃料が、バイオ燃料が7%を占める見通しであり、その他の先進的なゼロエミッション燃料の導入は想定されていない。450シナリオにおける2040年のCO<sub>2</sub>排出量は年間61億トンであり、新政策シナリオと比較すると約33%少ない。



Notes: NPS = New Policies Scenario; 450 = 450 Scenario.

図 4.1.122 World Energy Outlook 2016 における各運輸セクターの 2040 年の燃料需要見通し <sup>119)</sup>

#### 4.1.6.6 国際再生可能エネルギー機関 Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050 (参考)

国際再生可能エネルギー機関 (IRENA) は、温室効果ガスの削減と持続可能な絵年ルギー供給を可能とする各種再生可能エネルギー (太陽エネルギー、風力エネルギー、バイオマスエネルギー、地熱エネルギー、水力エネルギー、海洋エネルギー等) の普及及び持続可能な利用の促進を目的として 2011 年 4 月に正式に設立された国際機関である。主な活動は、再生可能エネルギー利用の分析・把握・体系化、政策上の助言の提供、加盟国の能力開発支援等であり、日本を含む 158 カ国と EU が加盟している (2018 年 12 月現在)。

再生可能エネルギーに関する国際団体であり前述の IEA と比較して再生可能エネルギーの将来導入シナリオ、導入ポテンシャル等についてかなり野心的な見積りを行っていることが特徴である。将来の導入シナリオは REmap と呼称されており、現在は 2050 年までのエネルギー転換シナリオが公表されている <sup>122)</sup>。

海運では量が限られるバイオ燃料に加えて、再生可能エネルギーによる電化、ハイブリッド技術、近代的な帆技術がオプションとして提示されている。

特に、再生可能エネルギーを利用した運輸モードがビジネスとして実行可能性を達成するためには、研究、イノベーション、および概念実証を実現するための政策的な支援と金銭的なインセンティブが非常に重要であるとしている。また、再生可能エネルギーの導入が進められるべき対象としては、貨物の単位あたりの温室効果ガス排出量と移動距離が大きくあらゆる場所で用いられている小型外航船に焦点を当てること望ましいとしている。

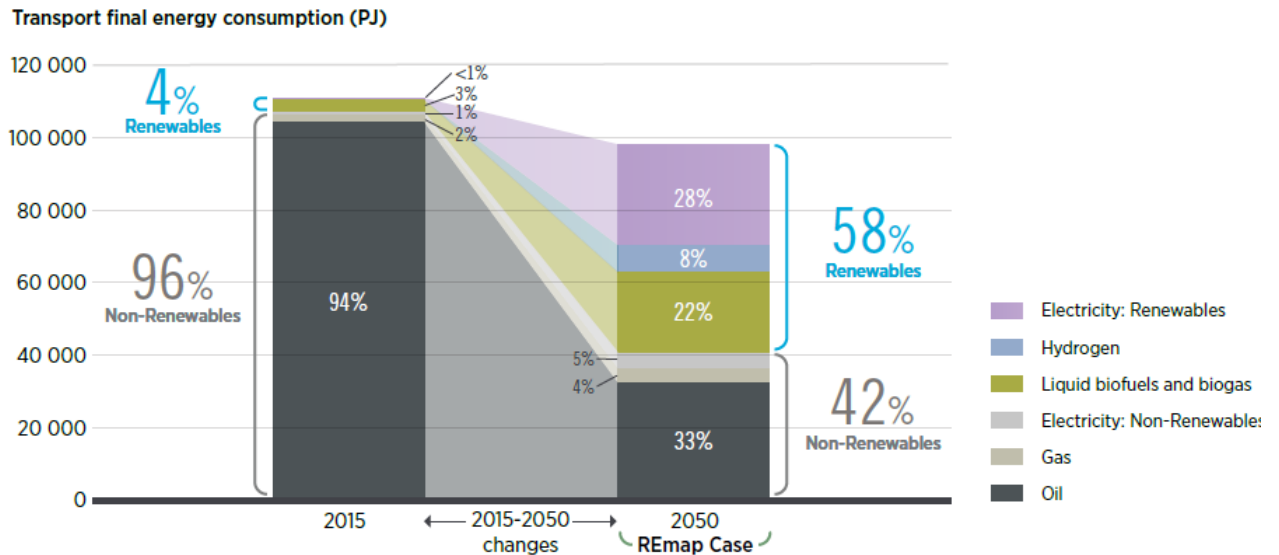


図 4.1.123 Remap における運輸部門全体のエネルギー転換内訳<sup>122)</sup>

#### 4.1.6.7 シナリオ調査のまとめ

本項目では、船級協会や国際的エネルギー機関、石油メジャーが発表しているシナリオの比較を行った。すべてのレポートにおいて、将来国際海運の分野でもバイオマス燃料が中心的な役割を果たすとする方向である一方で、DNV GL “MARITIME FORECAST TO 2050 -Energy transition outlook 2018-” や IEA の “WEO2018” における持続可能な開発シナリオでは、水素の国際海運での利活用が 2050 年の IMO の GHG 削減目標を達成するための現実的なシナリオとして、2030 年～2040 年以降の時期において必要であるとの見解を示している。

表 4.1.55 エネルギーシナリオの結果に関するまとめ

	発行機関	シナリオ	特徴
海事系機関のシナリオ	DNV GL	・ Bright Green	欧州などの域内では電池推進船が普及し 2050 年の海運の全体の 5% を占める 2040 年以前は LNG とバイオ燃料が主体
非海事系機関のシナリオ	国際エネルギー機関 (IEA)	・ NPS (IMO 合意非考慮) ・ SDS	海運分野での 50% 削減は厳しいが、水素の導入により可能 (SDS シナリオに限る)。
	国際再生可能エネルギー機関 (IRENA)	・ Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050 (IMO 合意非考慮)	海事分野はバイオ燃料が必須との想定
	ロイヤル・ダッチ・シェル	・ Sky Scenario (IMO 合意非考慮)	海運分野での 50% 削減はそもそも前提としていない。
	気候変動に関する政府間パネル (IPCC)	Representative Concentration Pathway 2.6 (IMO 合意非考慮)	海事分野の詳細分析なし
	(参考) 国際エネルギー機関 (IEA)	・ NPS (IMO 合意非考慮) ・ 450 Scenario (IMO 合意非考慮)	

一方でバッテリー船については、DNV GL では導入される見通しを描いているが、IEA ではその点に関して否定的であると意見が分かれている。これは国際海運のみに着目する IEA と欧州域内にも着目する DNV GL の立場の違いであると推測される。

バイオマス燃料については、一部のディーゼル燃料はバイオガスが工業用途や自動車等と競合することから、船舶分野にてこれらの他運輸モードと競合する燃料を調達していくためには、より高い調達価格や調達量を提示する必要があると考えられる。

#### 4.1.7 低・脱炭素燃料の将来利用可能性に関する考察

本調査では、船舶分野で利用実績がない燃料も含めて現在主に陸上で着目されている低・脱炭素燃料の船舶における利用可能性、燃料の調達可能性等の調査を行った。これらを船への投資の必要性、燃料の想定価格、供給ポテンシャルの点から定性的に整理した結果を次のページの一覧表に示す。

まず、既存船への追加設備投資がほとんど必要ない燃料として、バイオマス燃料のうち持続可能性の高いとみなされる第二世代・第三世代のバイオマス燃料と e-fuel/e-gas の船舶での利用が挙げられる。何れも、燃料自体の価格は現時点で高く、炭素価格を考慮しない場合には現在使用されている原油から精製される重油と比較して価格面で及ばない。

更にバイオ燃料については、世界全体の人口増加が進展しているなか食糧生産との競合も懸念され、欧州の長期ビジョンでは持続可能性と両立可能な供給ポテンシャルの限界が懸念されるところである。

電力から合成される燃料の e-fuel/e-gas については、現状では生産規模が小さい点や、バイオマス以外の再生可能エネルギーを利用できることから、将来期待される供給ポテンシャルがバイオ燃料よりも大きい。例えば、IEA の World Energy Outlook 2018 の持続可能な開発 (SDS) シナリオでは、バイオマスと水力発電を除いた太陽光発電と風力発電等の 2017 年から 2040 年の導入量の年平均増加率は 9.7%と、23 年で約 8 倍の増加を見込む。また、電気から製造される合成メタンガス (e-gas) を液化して LNG 相当の燃料にすることで、将来増加すると見込まれる LNG 燃料船に、既存のバンカリング設備を活用して供給することができると考えられることから、将来の GHG 削減可能な燃料のうち少ない設備投資コストで低炭素化が可能な燃料として、e-fuel/e-gas 生産量の拡大が期待される。

水素は、再生可能電力による水の電気分解で製造が可能であり (Power to Gas)、e-gas と同様に再生可能燃料としての生産量ポテンシャルが大きく、また、天然ガスと混焼することにより既存のエンジンの熱効率を高めつつメタンスリップを削減できる。また、N<sub>2</sub>O の発生原因のひとつである NOx も含めた GHG 排出ゼロを、水素を燃料電池で利用することにより達成可能であることから、将来の脱炭素燃料として有望である。一方で、水素を船舶で主燃料として利用するためには、既存船での利用には船の設備の大幅な改変が必要であることから、短期・中期的な国際海運分野での大量導入は大きな初期投資が必要になると考えられる。

水素キャリアとして検討されているアンモニアは、貯蔵性において水素より優れているものの、水素と異なり人体健康影響がある点や、4.1.4.1.4 で詳述した通り内燃機関・燃料電池での安定的な燃焼及び燃料電池の劣化等に関係課題が残されており、アンモニア燃料船の IGF コード等国際的なルールも定まっていないことから、2050 年の燃料として GHG 削減への貢献量は限定的であると推測される。

船舶での利用には多額の設備投資や改装工事が必要であり、初期コストが大きくなる傾向がある電気推進方式 (二次電池を利用するものに限る) は、価格の面だけでなく航続距離が極端に短いという点から国際海運での利用は技術的困難を伴う。一方で再生可能エネルギー由来の電気は安価であることから、運航コストが安価になる可能性があり、DNV GL が描くシナリオの中では国際海運でも近距離の航路では可能性があると考えられている。

船上での太陽光・風力の直接利用について、太陽光発電については大型船舶での搭載例があるが、船の甲板の面積は限られることから推進エネルギーの 100%をまかなうことは非常に困難であり、また、夜間は発電できないことから将来的な技術革新を考慮しても難しいと考えられる。風力の利用については複数のコンセプトがあり 2020 年頃の実現を目標に研究が進められている。

本年度は将来の GHG 削減ロードマップ作成のための基本情報の収集を目的に、船舶における代替燃料普及に関する基礎調査を行った。2050 年に 2008 年比で GHG 排出量を半減させるために

は、本調査で紹介した複数の将来シナリオに共通するように、1種類の燃料に頼るのではなく様々な低・脱炭素燃料を適切な構成比で採用し、コスト最適なシナリオを描く必要があると考えられるが、コストを左右する要素には少なくとも船舶への投資、インフラへの投資、そして燃料価格が関わってくる上に、燃料種ごとに供給ポテンシャルの上限があり、その引き上げも一つの課題であることを考慮する必要がある。

将来のGHG削減ロードマップの検討に当たっては、将来の船種の構成や燃費向上の見通し、航路やその運航隻数、LNG燃料船の普及割合、燃料を利用する熱機関や燃料貯蔵装置の技術開発見通し等の前提条件を十分に整理し、様々なパターンを検討することが必要と考えられる。これに加えて、将来のGHG削減シナリオを詳細に検討するためには、各低・脱炭素燃料を利用した場合のGHG削減量のIMOにおける算定ルールが具体化されていることが必要である。この点については、本調査で明らかにした海外主要国における国内ルールや、IPCCのガイドラインにおける評価方法、及びICAOが採用する評価方法等が参考となると考えられる。



燃料種	燃料製造法	CO2 削減率 の一次評価	燃料の想定価格	供給ポテンシャル	船の設備投資コスト	燃料貯蔵方法
ディーゼル	電気をを用いた Power to Fuel フィッシャー 合成等	制度上未決定	中	大	小 既存船の転換も易	合成ディーゼル
	バイオマス 液化	-10~125% (ただし評価基準 によって異なる)	第一世代：安価 第二世代：中 第三世代：高価	第一世代：小 第二世代：中 第三世代：大	小 既存船の転換も易	バイオディーゼ ル、FAME、HVO 等
		-10~125% (ただし評価基準 によって異なる)	第一世代：安価 第二世代：中 第三世代：高価	第一世代：小 第二世代：中 第三世代：大	小 設備の改変は必要	エステル化してい ないディーゼル
エタノール	電気をを用いた Power to Fuel	同上	同上	同上	小 設備の改変は必要	エタノール
水素	Power to Gas 化石燃料改質 +CCS バイオマス ガス化	化石由来：<0% 再エネ由来：100% (プロセスにより 異なる)	化石由来：中 再エネ由来：高 価 廃棄物由来：安 価	化石由来：大 廃棄物由来：小	燃料タンクが高価 水素専焼エンジンは 事例がないが高価と 想定	液体水素
				化石由来：大 廃棄物由来：小	未実用化、事例なし (高価と想定)	圧縮水素
				化石由来：大 廃棄物由来：小	燃料電池が高価 燃料タンクが高価	水素貯蔵合金
				高価	小 改質装置が高価 燃料電池が高価	有機ハイドライド
アンモ ニア	アンモニア合 成 (ハーバーボ ッシュ法が 主)	0~100% (プロセスにより 異なる)	比較的高価	化石由来：大 廃棄物由来：中 CCS 併設：小	実用化例なく不明 (ガスエンジン船 より高価と想定 アンモニア安全 設備高価)	液体アンモニア
メタンを主 成分とする 燃料ガス	Power to Methane	0~100% (プロセスにより 異なる)	中程度	小~大	LNG 用の新造船なら ほぼ不要 (ガスの不 純物除去は必要)	合成液化メタン
	バイオマス ガス化			小		バイオ LNG
	天然ガス採掘	約 25~30%	安価	大	LNG 用の新造船なら 不要	LNG
	バイオマスガ ス化または 天然ガス採掘	天然ガス：約 25 ~30% バイオガス：~ 100%	中~高 (精製度合依 存)	バイオガス：小 天然ガス：大	圧縮天然ガス用に設 計された新造船なら 不要。既存船転換は 高コスト	圧縮天然ガス 圧縮バイオガス 圧縮合成メタン
(自然エネ ルギー)	/	100%	安価	小	設計が大幅に変更さ れるため新造船のみ	/
		100%	不明	小~大 (面積依存)	設計が大幅に変わる ため新造船のみ	/
再エネ電気	再生可能 エネルギー	100%	化石燃料より安 価	小 (船の動力を 100%賄えない)	電池価格高価 新造船のみ適用可	二次電池

貯蔵技術の課題	燃焼・発電技術	燃焼・発電技術課題
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 長期保管における酸化防止対策</li> <li>● 燃料ホース等のゴム製部品の膨潤・劣化対策</li> <li>● 配管部品等の銅合金部品に対する酸化防止対策</li> <li>● 必要に応じて低引火点燃料としての安全対策</li> </ul>	ディーゼルエンジン	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 大幅に改造することなく使用可能</li> <li>● NOx 排出量の増加への対応</li> <li>● エンジンオイルへの燃料混入による動粘度変化並びに酸化による劣化の対策</li> <li>● 低負荷運転時の燃料噴射制御</li> </ul>
	ディーゼルエンジン	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 長期使用時の燃料系統、燃焼室、排気系統の汚損や腐食などへの対応</li> <li>● 植物油の劣化（酸化）や不純物の析出などの貯蔵安定性</li> <li>● ゴム、樹脂、金属などの部材に与える影響</li> <li>● エンジンオイルへ植物油の混入</li> <li>● NOx 排出量を低減するための対応</li> <li>● 低負荷運転時の燃料噴射制御</li> <li>● 高流動点燃料（パーム油等）への対応</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 水分混入防止対策</li> <li>● 低引火点燃料としての安全対策</li> </ul>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 外部からの入熱が少ない高度な断熱技術</li> <li>● 液化に要するエネルギーの低減技術</li> <li>● タンク内のスロッシング対策</li> <li>● 液体水素用大容量移送ポンプの開発</li> <li>● BOG 漏洩検知等の液体水素用計測装置開発</li> <li>● スラッシュ水素貯蔵等の新技術の開発</li> </ul>	水素専焼エンジン	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 大出力化技術</li> <li>● 適切な安全対策</li> </ul>
	水素混焼ガスエンジン	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 最高燃焼圧力の増大への対応</li> <li>● ノッキング等の異常燃焼の抑制技術</li> <li>● 安全対策の確立</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 圧縮水素タンクの大型化</li> <li>● 適切な安全対策</li> </ul>	水素タービン	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 水素特有の燃焼特性に適合する安定燃焼技術</li> <li>● 低 NOx 化を実現する燃焼器の開発</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 軽量化・高エネルギー密度化・低コスト化のための新技術の開発</li> <li>● 水素充填・放出過程における熱管理</li> </ul>	燃料電池 (PEFC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 低コスト化</li> <li>● 長寿命化</li> <li>● 安全対策の確立</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 水素貯蔵・脱水素反応の高効率化</li> </ul>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 供給・製造技術</li> <li>● 銅合金の応力腐食割れ対策</li> <li>● 毒性・漏洩対策などの適切な安全対策</li> </ul>	アンモニア燃焼レシプロエンジン	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 燃焼性が低いアンモニアの燃焼効率の向上</li> <li>● アンモニア由来 NOx の抑制</li> <li>● 温暖化係数の高い N<sub>2</sub>O の削減</li> </ul>
	アンモニア燃料タービン	<ul style="list-style-type: none"> <li>● アンモニア特有燃焼特性に適合する燃焼技術</li> <li>● アンモニア由来 NOx の抑制</li> </ul>
	アンモニア燃料電池 (SOFC・)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 高温の動作温度に至るまでの熱供給</li> <li>● 熱による劣化を防ぐ耐熱材料の開発</li> <li>● 起動停止時間の短縮技術</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 処理行程における不純物の分離・除去</li> <li>● 断熱性能の向上と BOG の最小化</li> <li>● タンク内濃縮現象への対策</li> <li>● タンク内のスロッシング対策</li> <li>● タンク内燃料性状の均一化（ロールオーバー対策）</li> </ul>	ガスエンジン (ガスインジェクション方式、GI 方式)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 局所燃焼温度の制御</li> <li>● NOx 低減技術</li> </ul>
	ガスエンジン (リーンバーン方式)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 異常燃焼（ノッキング、失火、過早着火）の発生抑制技術</li> <li>● 未燃燃料（メタンスリップ）の低減技術</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 圧縮天然ガスタンクの大型化</li> <li>● 適切な安全対策</li> </ul>	ガスタービン	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 高効率化</li> </ul>
	天然ガス改質燃料電池	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 改質器内の燃焼ガス加熱などの安全性確保</li> <li>● 水素生成速度の制限による発電負荷追従性</li> <li>● 負荷停止・減少時の余剰水素の処理</li> </ul>
<div style="border: 1px solid black; height: 100px; width: 100%;"></div>	太陽電池	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 高効率化、GHG 排出削減や燃料消費削減のための有効利用技術</li> </ul>
	風力推進（帆船）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 有効性の確認</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 適切な安全対策船の動力がまかなえるほど高いエネルギー密度は困難</li> <li>● 大型船の電気安全基準必要</li> </ul>	二次電池	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 高エネルギー密度化（次世代二次電池開発）</li> <li>● 海上充電設備の開発</li> <li>● GHG 削減のため有効利用技術海上充電設備</li> </ul>

出典一覧

- 1) 日本化学会：化学便覧 応用化学編、丸善、1996.
- 2) BP：世界エネルギー統計 2018 年版、2018 年 6 月 13 日、(2019 年 2 月参照)  
[https://www.bp.com/ja\\_jp/japan/report/press-release/statusreview2018.html](https://www.bp.com/ja_jp/japan/report/press-release/statusreview2018.html)
- 3) Royal Dutch Shell, “Shell LNG Outlook 2019“, 2019. February. 25<sup>th</sup>.
- 4) International Energy Agency (2018), World Energy Outlook 2018, OECD/IEA, Paris.
- 5) CEDIGAZ 統計.
- 6) DNV GL：<https://www.dnvgl.com/maritime/advisory/lng-ready.html> (2019 年 2 月参照)
- 7) SustainableJapan：<https://sustainablejapan.jp/2014/08/09/biofuel/11532> など (2019 年 2 月参照)
- 8) 農林水産省 HP：[http://www.maff.go.jp/j/biomass/b\\_energy/pdf/bdf\\_03.pdf](http://www.maff.go.jp/j/biomass/b_energy/pdf/bdf_03.pdf) (2019 年 2 月参照)
- 9) F.O.Licht 統計.
- 10) 山根浩二：自動車用バイオ燃料とは、自動車技術会、<https://www.jsae.or.jp/~dat1/mr/motor24/mr20062403.pdf> (2019 年 2 月参照)
- 11) IBIA HP (2018/9/17 付け記事より)：<http://ibia.net/imo-to-start-consideration-of-legal-framework-for-low-flashpoint-diesel/> (2019 年 2 月参照)
- 12) 環境省大臣官房廃棄物・リサイクル対策部廃棄物対策課：メタンガス化施設整備マニュアル、[https://www.env.go.jp/recycle/report/h28-10/manual3\\_metan.pdf](https://www.env.go.jp/recycle/report/h28-10/manual3_metan.pdf) (2019 年 2 月参照)
- 13) Gas Infrastructure Europe, European Biomethane Map 2018(2018)
- 14) Green Gas Certification Scheme, "Green Gas Certification Scheme Introductory leaflet"  
(<https://www.greengas.org.uk/pdf/ggcs-leaflet.pdf>)
- 15) Lidköping Biogas ホームページ (<http://www.lidkopingbiogas.se/eng/>)
- 16) Skangas プレスリリース (2018 年 6 月 26 日)  
(<https://www.skangas.com/skangas/news/2018/fure-vinga/>) (2019 年 2 月参照)
- 17) BOKRAFT ホームページ (<http://www.biokraft.no/>) (2019 年 2 月参照)
- 18) Hurtigruten プレスリリース (2018 年 11 月 19 日)、<https://global.hurtigruten.com/about-us/press/mynewsdesk/#/pressreleases/hurtigruten-to-power-cruise-ships-with-dead-fish-2799848>、(2019 年 2 月参照)
- 19) 田島博士：天然ガス系燃料の基礎 -熱物性に基づく考察、日本マリンエンジニアリング学会誌、vol. 51、no. 3、p. 30-35、2016.
- 20) 雑賀高、野原徹雄、アンモニア燃料・水素エネルギーシステムの研究、総合研究所・都市減災研究センター (UDM) 最終研究報告書 (平成 26 年度).
- 21) Hayakawa, A., Goto, T., Mimoto, R., Kudo, T., Kobayashi, H., Fuel, 159: 98-106 (2015).
- 22) 北川徹三、小林義隆、遠藤瞭、楠木英吾、アンモニアの爆発危険性、工業化学雑誌、第 69 巻、第 7 号、p.1263-1267(1966).
- 23) 藤本健一郎ら、「製鉄副生ガスからの水素高度利用技術開発」、新日鉄技法 391 号、2011 年.
- 24) IRENA, “Hydrogen From Renewable Power”
- 25) R. Brown et. al., “Hydrogen Production US and Worldwide”, 2015 May
- 26) 仁木洋一、新田好古、平田宏一、春海一佳：水素エネルギーキャリアの船舶利用に関する検討、日本機械学会第 26 回交通・物流部門大会、TRANSLOG2017、2017.
- 27) 内閣府政策統括官 (科学技術・イノベーション担当)：戦略的イノベーション創造プログラム (SIP) エネルギーキャリア (新しいエネルギー社会の実現に向けて) 研究開発計画、2018、[https://www8.cao.go.jp/cstp/gaiyo/sip/keikaku/4\\_enekyari.pdf](https://www8.cao.go.jp/cstp/gaiyo/sip/keikaku/4_enekyari.pdf) (2019 年 2 月参照)
- 28) 塩沢文朗：アンモニア：エネルギーキャリアとしての可能性 (その 2)、<http://ieei.or.jp/2017/05/exp1170525/> (2019 年 2 月参照)
- 29) USGS “Geological Survey Nitrogen (Fixed)--Ammonia” (2019 年 2 月参照)
- 30) FarmFutures ウェブページ、<https://www.farmfutures.com/story-weekly-fertilizer-review-0-30765>、(2019 年 2 月参照)
- 31) Merchant Research&Consulting ウェブページ
- 32) 武田 実、安井亮太、前川一真、井上雄貴、藤川静一、松野 優、黒田恒生、熊倉浩明：極低温液体水素の海上輸送を実現するための基盤技術の研究、神戸大学海事科学研究科紀

- 要、Vol. 11、pp.54-58、2014.
- 33) 国立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構編：水素エネルギー白書、2015.
  - 34) ICCT, “Black carbon emissions and fuel use in global shipping, 2015” Supplemental Materials
  - 35) 各種資料よりみずほ情報総研作成
  - 36) IEEJ Outlook 2019
  - 37) Ole. Vider Nilsen, “LNG regulatory update 1 “Best fuel of the future”, conference & study tour, DNV-GL, 2018 April 10.
  - 38) ME-GI Dual Fuel MAN B&W Engines A Technical, Operational and Cost-effective、 Solution for Ships Fuelled by Gas, MAN Energy Solutions, 2012.
  - 39) 青波徹：WinGD バルチラ低速 2 ストローク低圧 X-DF 機関の制御、日本マリンエンジニアリング学会誌、vol. 51、no. 1、p. 29-32、2016.
  - 40) Maria Anderson, Kent Salo, Erik Fridell: Particle- and Gaseous Emissions from an LNG Powered Ship, Environmental Science & Technology, 2015, 49 (20), p.12568–12575. DOI: 10.1021/acs.est.5b02678.
  - 41) Meriteollisuus HP  
[http://meriteollisuus.teknologiateollisuus.fi/sites/meriteollisuus/files/file\\_attachments/Viking\\_Grace\\_ENG\\_web.pdf](http://meriteollisuus.teknologiateollisuus.fi/sites/meriteollisuus/files/file_attachments/Viking_Grace_ENG_web.pdf) (2019年2月参照)
  - 42) Myhre, G., Shindell, D., Bréon, F.-M., Collins, W., Fuglestedt, J. S., Huang, J., Koch, D., Lamarque, J.-F., Lee, D., Mendoza, B., Nakajima, T., Robock, A., Stephens, G., Takemura, T., Zhang, H., Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, 2013.
  - 43) Stuart L. Slade, Competing Manufacturers of MARINE GAS TURBINES A Special Descriptive Market Analysis, FORECAST INTERNATIONAL, 2015.
  - 44) 平松彩、津村健司、高田龍祐、石田聡成、平岡和芳：次世代球形タンク方式 LNG 船 155 km<sup>3</sup> 型 “さやえんどう”、三菱重工技法、vol. 49、no. 1、p. 13-18、2012.
  - 45) 小早川広明、楠本裕己、豊田昌信：IHI-SPB LNG タンクのスロッシングに対する構造安全性、IHI 技法、vol. 52、no. 3、p. 42-47、2012.
  - 46) Høglund 社 HP：<https://hma.no/solutions/gas-solutions/fgss> (2019年2月参照)
  - 47) Wärtsilä 社 HP：<https://cdn.wartsila.com/docs/default-source/product-files/ogi/fuel-gas-andling/brochure-o-ogi-lngpac.pdf> (2019年2月参照)
  - 48) 日本船舶技術研究協会：コンポジットタンクによる CNG 輸送に関する調査研究報告書、日本財団補助事業、2009.
  - 49) 佐尾邦久、鈴木信市：CNG による天然ガス輸送技術開発の現状と展望、石油技術協会誌、vol. 73、no. 2、p. 164-177、2008.
  - 50) NEDO：「次世代バイオエタノールの研究開発の状況」、平成 29 年 12 月より作成
  - 51) ユーグレナプレスリリース
  - 52) 西尾澄人：バイオ燃料による GHG (Greenhouse Gas) 削減について、日本マリンエンジニアリング学会誌、第 51 巻、第 1 号、p.61-65、2016.
  - 53) USA Environmental Protection Agency: Analysis of biodiesel impacts on exhaust emissions-draft technical report, Springfield, 2002.
  - 54) Robert Ollus, Kay Juoperi: Alternative fuels experiences for medium-speed diesel engines, CIMAC Congress 2007, Paper No.234, p1-15, 2007.
  - 55) S. Nishio, Z. Xu, et al.: COMBUSTION AND EXHAUST CHARACTERISTICS OF BIO-FUELS IN MARINE DIESEL ENGINE, ISME KOBE, 2011.
  - 56) S. Nishio, T. Fukuda, et al.: Influence of Palm Biofuel for Marine Diesel Engine on Combustion and Exhaust Emission Characteristics, Journal of the JIME Vol.
  - 57) MefCO<sub>2</sub> プロジェクトウェブサイト
  - 58) 梶 光雄、産業系廃プラスチック油化の現状と課題、FSRJ News, Vol. 13, Nov. 2004.
  - 59) 一般社団法人プラスチック循環利用協会、2016 年プラスチック製品の生産・廃棄・再資源化・処理処分の状況、2018 年 12 月
  - 60) 宮城県環境生活部環境政策課、中国の廃プラスチック輸入禁止措置に関する取組、2018 年 9 月
  - 61) 及川昌訓、小笠原悠介、近藤慶一、関根花南、高木靖雄、佐藤由雄：過濃混合気塊点火燃

- 焼による高圧筒内直接噴射水素エンジンの NOx 生成低減に関する研究、日本マリンエンジニアリング学会誌、vol. 47、no. 3、p. 429-436、2012.
- 62) 柏木章宏、後藤昌志：RX-8 ハイドロジェン RE の紹介、マツダ技報、no. 24、p. 135-138、2006.
  - 63) 山根健：BMW Hydrogen 7 プロジェクト水素社会の実現を目指して、水素エネルギーシステム、vol. 31、no. 1、p. 42-48、2008.
  - 64) 古谷博秀、壹岐典彦、辻村拓：水素を燃料としたエンジンシステム、vol. 51、no. 1、p. 91-96、2016.
  - 65) CMB 社 HP：<http://www.hydroville.be/en/CMBHydrovillebrochure.pdf> (2019 年 2 月参照)
  - 66) 市川泰久、関口秀紀、平田宏一：船用リーンバーンガス機関の水素混焼技術に関する研究、第 88 回マリンエンジニアリング学会学術講演会講演論文集、p. 131-132、2018.
  - 67) 三菱日立パワーシステムズ社 HP：  
[https://www.mhps.com/jp/special/hydrogen/article\\_1/index.html](https://www.mhps.com/jp/special/hydrogen/article_1/index.html) (2019 年 2 月参照)
  - 68) インプレス SmartGrid ニュースレター：<https://sgforum.impress.co.jp/news/4444> など (2019 年 2 月参照)
  - 69) 岡田邦夫：ドライ低 NOx 水素専焼燃焼器の開発、日本機械学会、JSME TED Newsletter、No.83、2017.
  - 70) 山下誠二、新郷正志、海野峻太郎、今井達也、州河誠一：水素液化貯蔵システムの開発、J. of Japan Society of Energy and Resources、vol.37、No.4、2016.
  - 71) 大平勝秀：液体水素及びスラッシュ水素技術の現状と応用、低温工学、Vol.41、No.2、pp.61-72、2006.
  - 72) サムテック株式会社 HP：<http://www.samtech.co.jp/products/hpc.html> (2019 年 2 月参照)
  - 73) フレインエナジー社 HP：<http://www.hrein.jp/> (2019 年 2 月参照)
  - 74) Emeric Krock: Ammonia-A Fuel for Motor Buses, J. Inst. Petrol., 31, 213 (1945).
  - 75) 内閣府 HP：<https://www8.cao.go.jp/cstp/gaiyo/sip/index.html> (2019 年 2 月参照)
  - 76) 小池誠、宮川浩、鈴置哲典、小笠原和人：水素エネルギーキャリアとしてのアンモニアとレシプロエンジン燃焼への適用、日本燃焼学会誌 58(184)、99-106、2016.
  - 77) 仁木洋一、新田好古、春海一佳、平田宏一、西尾澄人、関口秀紀、市川泰久：アンモニア混焼エンジン、平成 30 年度海上技術安全研究所研究発表会、  
[https://www.nmri.go.jp/event/presentation/h30/poster\\_18.pdf](https://www.nmri.go.jp/event/presentation/h30/poster_18.pdf)
  - 78) <https://www.ammoniaenergy.org/man-energy-solutions-an-ammonia-engine-for-the-maritime-sector/> (2019 年 2 月参照)
  - 79) 産業技術総合研究所 HP：  
[https://www.aist.go.jp/aist\\_j/press\\_release/pr2015/pr20150917/r20150917.html](https://www.aist.go.jp/aist_j/press_release/pr2015/pr20150917/r20150917.html) (2019 年 2 月参照)
  - 80) [https://www.ihl.co.jp/ihl/all\\_news/2018/technology/2018-4-18/index.html](https://www.ihl.co.jp/ihl/all_news/2018/technology/2018-4-18/index.html) (2019 年 2 月参照)
  - 81) [https://www.mhps.com/jp/randd/technical-review/pdf/index\\_56j.pdf](https://www.mhps.com/jp/randd/technical-review/pdf/index_56j.pdf)、(2019 年 2 月参照)
  - 82) 江口浩一：エネルギー媒体としての水素キャリアの現状、触媒、57(1)、p.2-7、2015.
  - 83) 戦略的イノベーション創造プログラム HP：<https://www.jst.go.jp/pr/announce/20170703-2/index.html> (2019 年 2 月参照)
  - 84) 江口浩一：エネルギーキャリアプロジェクトにおけるアンモニア利用燃料電池の開発、  
[https://www.jst.go.jp/pdf/pc201311\\_eguchi.pdf](https://www.jst.go.jp/pdf/pc201311_eguchi.pdf) (accessed 2019/2)
  - 85) 三谷和久：トヨタにおける「FCV」開発状況と 2015 年普及開始に向けた取り組み、生産と技術、Vol.66、No.2、2014.
  - 86) 環境省資料、経済産業省資料よりみずほ情報総研作成
  - 87) 及川昌訓、小笠原悠介、近藤慶一、関根花南、高木靖雄、佐藤由雄：過濃混合気塊点火燃焼による高圧筒内直接噴射水素エンジンの NOx 生成低減に関する研究、日本マリンエンジニアリング学会誌、vol. 47、no. 3、p. 429-436、2012
  - 88) ITenergy (アイテナジー) 研究会：電力用語事典 高密度蓄電池、2013.
  - 89) 菅野了次、加藤祐樹：次世代電池を牽引する全固体電池開発、Nature Energy、AUTHOR INTERVIEW、Vol.1、No.4、2016.

- 90) 経済産業省、我が国のCCS政策について、平成28年11月24日
- 91) 経済産業省、次世代火力発電協議会（第2回会合）資料、
- 92) 環境省資料「我が国におけるCCS事業について」
- 93) Global CCS Institute ウェブサイト
- 94) 鷲尾英俊、十楚博行：化合物多接合太陽電池の高効率化と応用、シャープ技報、第107号、2014.
- 95) 日本郵船 HP： <https://www.nyk.com/csr/envi/ecoship/>（2019年2月参照）
- 96) 国土交通省、「IMOでの議論と海事分野におけるGHG削減活動」、2018年12月12日
- 97) 次世代帆船「ウインドチャレンジャー計画」、<http://wind.k.u-tokyo.ac.jp/>（2019年2月参照）
- 98) 大内一之、ジョール ヘンジー：水素生産帆船の研究－概念と可能性－、日本船舶海洋工学会平成29年度秋期講演会、2017.
- 99) 再生可能エネルギー指令（DIRECTIVE 2009/28/EC）、燃料品質指令（DIRECTIVE 2009/30/EC）、ILUCに関する改正指令（DIRECTIVE (EU) 2015/1513）、欧州議会プレスリリース等よりみずほ情報総研作成。
- 100) 再生可能エネルギー指令（DIRECTIVE 2009/28/EC）、燃料品質指令（DIRECTIVE 2009/30/EC）、ILUCに関する改正指令（DIRECTIVE (EU) 2015/1513）よりみずほ情報総研作成
- 101) 欧州委員会ウェブページ「Voluntary schemes」
- 102) 英国運輸省（2018）”Renewable Transport Fuel Obligation Guidance Part One Process Guidance Year 11: 15/4/18 to 31/12/18”等よりみずほ情報総研作成。
- 103) Department for Business, Energy and Industrial Strategy, “The Clean Growth Strategy”, 2015.
- 104) EPA ウェブページ”Overview for Renewable Fuel Standard”よりみずほ情報総研作成。
- 105) EPA ウェブページ”Final Renewable Fuel Standards for 2017, and the Biomass-Based Diesel Volume for 2018”、”EPA Finalizes RFS Volumes for 2019 and Biomass Based Diesel Volumes for 2020”
- 106) 再生可能エネルギー指令・2018/11/13 欧州議会承認改正案（P8\_TA-PROV(2018)0444）
- 107) ISCC” ISCC 102 GOVERNANCE version 3.0”
- 108) 再生可能エネルギー指令（DIRECTIVE 2009/28/EC）
- 109) 再生可能エネルギー指令・2018/11/13 欧州議会承認改正案（P8\_TA-PROV(2018)0444） - ANNEX V Rules for calculating the greenhouse gas impact of biofuels, bioliquids and their fossil fuel comparators
- 110) 英国運輸省（2018）”RTFO Process Guidance - list of renewable fuels Valid from 15 April 2018 - RTFO Year 11, version 11.0”
- 111) EPA ウェブページ”Overview for Renewable Fuel Standard”、”Civil Enforcement of the Renewable Fuel Standard Program”
- 112) ICAO ウェブページ”Frequently Asked Questions - 2. What are alternative fuels in aviation?”
- 113) 経済産業省資源エネルギー庁、第9回CO<sub>2</sub>フリー水素WG事務局提出資料、平成29年8月8日
- 114) Fuell Cell Works, “Air Products Launches European Renewable Hydrogen Certification Project”, 2019.
- 115) Corbon Disclosure Project ウェブページ <https://www.cdp.net/en/scores>
- 116) [http://www.meti.go.jp/shingikai/energy\\_environment/international\\_initiative/pdf/001\\_03\\_02.pdf](http://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/international_initiative/pdf/001_03_02.pdf)
- 117) DNV GL, ”Maritime forecast to 2050 Energy transition outlook 2018”
- 118) International Energy Agency (2018), World Energy Outlook 2018, OECD/IEA, Paris.
- 119) Royal Dutch Shell, ”SKY SCENARIO”
- 120) RCP Database Version 2.0.5  
<https://tntcat.iiasa.ac.at/RcpDb/dsd?Action=htmlpage&page=about#rcpinfo>
- 121) International Energy Agency (2016), World Energy Outlook 2016, OECD/IEA, Paris.
- 122) IRENA, “GLOBAL ENERGY TRANSFORMATION a roadmap to 2050” .
- 123) International Maritime Organization, “Third IMO Greenhouse Gas Study 2014”, 2014, P.46-47

124) 電力広域的運用推進機関、九州本土における再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の  
検証結果 ～2019年1月3日抑制分 九州電力～、2019年2月20日



## 4.2 船舶のライフサイクル CO2 ゼロエミッション技術に関するフィージビリティ・スタディ

### 4.2.1 調査検討の目的

IMO に於いて、国際海運からの GHG 削減に向けた目標が MEPC72 (2018 年 4 月) に於いて採択された。その合意内容は 2008 年対比で 2030 年目標 燃費効率 40%以上改善、2050 年目標としては GHG 総排出量 50%以上削減を設定。また、今世紀中に可能な限り早期にゼロを目指すというもの。

我が国に於いても国際海運 GHG ゼロエミッションプロジェクトを設置し、船舶の低・脱炭素化に向けて 2018 年度情報収集すべき事項を確認した。特に、海運分野にとらわれず陸上分野に於ける代替燃料の供給状況や展望も十分に把握すべきとの確認が成された。

その中で船上 CO2 回収技術や CO2 再燃料化 (メタネーション) 等の技術コンセプトに関する、今後の実現に向けた課題等を洗い出すためフィージビリティ・スタディを目的とした調査研究の実施が採択された。

以下にその調査結果を報告する。

### 4.2.2 現状技術の考察

現在、船舶用主機関として多く採用されている 2 サイクル Diesel 機関の単体燃費効率はあらゆる内燃機関の中でも最高効率を示しており、50%を超えている。更に排熱エネルギー回収・活用により有効仕事率は 58%を超える。(図 4.2.1 参照)

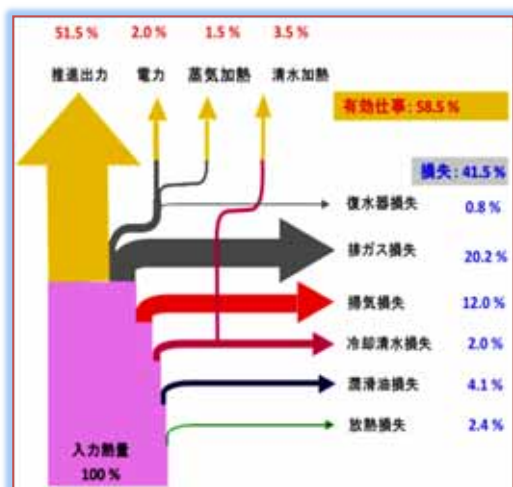


図 4.2.1 Diesel 機関のエネルギーフロー

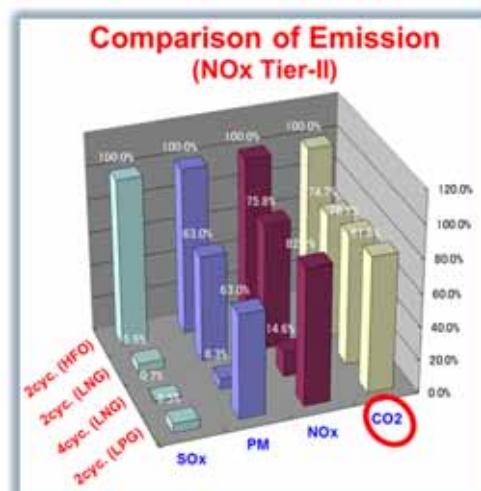


図 4.2.2 ガス燃料 エミッション比較

しかしながら、今後の技術開発の可能性を考察すると、船型性能の改善も限界感があり、前述の Diesel 機関の熱効率も含めた推進プラント全体の効率改善もほぼ飽和状態である。また、従来の重油燃料に換えて、ガス燃料を適用することで排出 CO2 の削減を図ることは出来るが、20~25% の削減に止まる。(図 4.2.2 参照)

IMO で採択された 2050 年の GHG 削減目標  $\Delta 50\%$  は既就航船も含めた総量数値であり、これを達成するためには近い将来の新造船 GHG 削減目標はゼロ近くまで高める必要がある。その為にはあらゆる技術、可能性の検討が必要である。

今後の検討に挙げるべき Key word としては下記が考えられる。

- ① 非化石燃料
- ② 再生可能エネルギー
- ③ 水素
- ④ CO2 フリー燃料
- ⑤ CO2 回収
- ⑥ メタネーション / 炭化水素合成燃料
- ⑦ 炭素循環
- ⑧ 炭素クレジット / 取引スキーム

#### 4.2.3 非化石、人工合成燃料

表 4.2.1 に非化石燃料の候補として 4 種類をピックアップし、考察した。

表 4.2.1 非化石燃料の候補

燃料	水素 H2		メタン CH4		メタノール CH3OH		アンモニア NH3		
	仕様	考察	仕様	考察	仕様	考察	仕様	考察	
水素製造	再生可能エネルギー、水電解		再生可能エネルギー、水電解		同左		同左		
燃料製造	再生可能エネルギー、水電解		H2 と CO2 による合成 (4H2 + CO2 ⇒ CH4 + 2H2O)  大型化のためには反応速度制御と大量の熱処理が必要。		H2 と CO2 による合成 (3H2 + CO2 ⇒ CH3OH + H2O)  実証事件も含め確認済み		N2 と H2 による合成 (N2 + 3H2 ⇒ 2NH3)		
物性 (沸点/液密度/他)	-252.8°C、0.071、脆性破壊		-162°C、0.422		+64.45°C、0.792		-33.4°C、0.674、毒性		
機関仕様	2 cycle Diesel	実績無し	開発(難)	実績あり	既存技術	MAN ME-LGIP 実績	既存技術	??	未知
	4 cycle Diesel	試験実績あり	開発(難)	実績あり	既存技術	無し	開発(易)	戦時中、自動車実例	開発(難)
NOx	直接燃焼	NOx対策 必要	開発(難)	同左	既存技術	同左 or 28% 水混合	既存技術	同左	既存技術
	Ar循環燃焼	空気中のNを分離、Arを作動ガス化。	開発(難)	同左	開発(難)	同左	開発(難)	同左	開発(難)
SOx	Pilot fuel	--	未知	1~3%	既存技術	1~3%	既存技術	--	未知
	Ignitor点火方式	SOx Free	開発(難)	SOx Free	既存技術	SOx Free	未知	SOx Free	未知
燃料輸送方法	極低温貯蔵設備	開発(難)	既存技術	既存技術	既存技術	既存技術	既存技術	低温貯蔵説	既存技術
	メタノール変換輸送	開発(難)	既存技術	低温貯蔵設備	既存技術	(高価)	既存技術	(ケミカルタンク仕様)	既存技術
船上 燃料ハンドリング	真空二重管、防熱技術、BOG管理	開発(難)	既存技術	SUS二重管技術	既存技術	既存技術	既存技術	SUS二重管技術	既存技術
	メタノール改質装置	開発(難)	既存技術	BOG管理	既存技術	(高価)	既存技術	SUS二重管技術	既存技術
考察	水素燃料は小型・低出力機関の実現性はあるも船用大型機関は開発ハードルが高く、水素燃料FGSSも同様。		メタン燃料機関の就航実績も多く、開発要素は無い。		メタノール燃料機関の就航実績も多く、開発要素は無い。燃料貯蔵が容易。		毒性もあり、機関による直接燃焼技術開発のハードルが高い。高Nox対策も必要か		

船舶用将来燃料としての評価に当たっては、単体熱効率が最も高く、取り扱い性にも長けた、Diesel 機関に適用可能かどうかを優先選択肢とし、また燃料貯蔵、ハンドリング等の容易さ、安全性を第 2 の選択肢とした。

その結果、表 4.2.1 考察の通り、非化石燃料として、また人工合成燃料の候補としてはメタン、及びメタノールの 2 種類が適当であると考えた。

#### 4.2.4 調査実施内容

本調査事業は前2項の Key word、及び前3項の考察を元に、下図 4.2.3 に示す燃料供給・循環スキームを検討の前提とした。船舶の排ガスから回収した CO<sub>2</sub> と再生可能エネルギー由来の電力で製造した水素を原材料に、メタネーション反応により炭化水素合成燃料を製造し、船舶燃料として再循環・供給する。このスキームにより炭素循環システム構築を目指した、船舶のライフサイクル CO<sub>2</sub> ゼロエミッション化に関するフィージビリティ・スタディーを実施した。

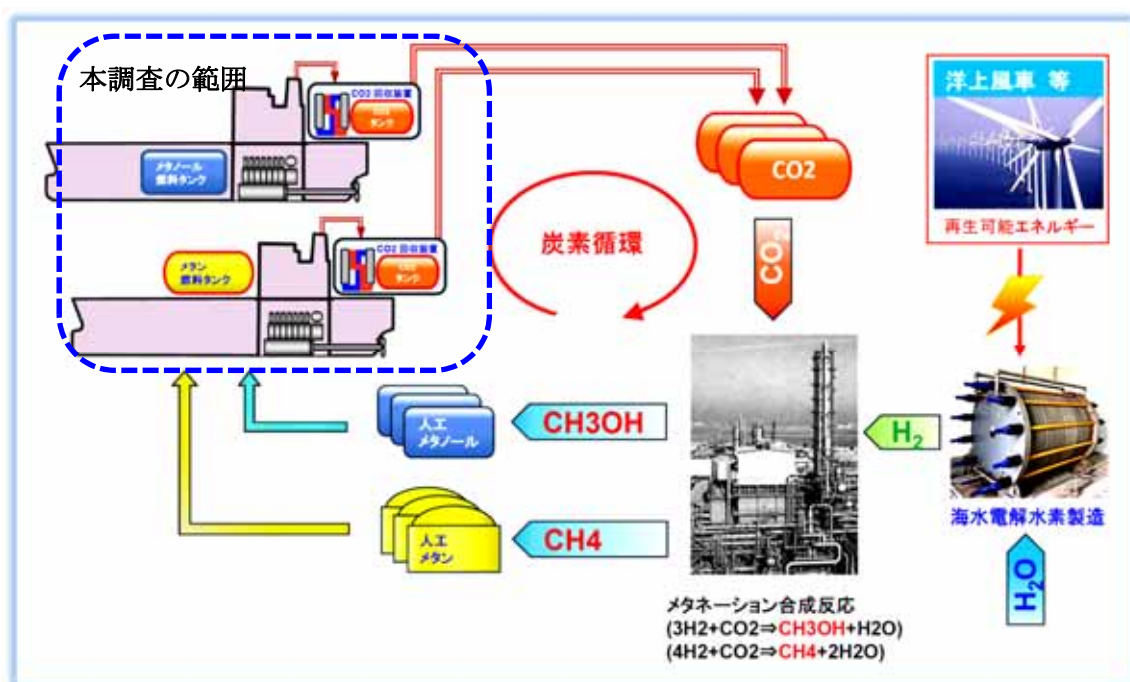


図 4.2.3 船舶のライフサイクル CO<sub>2</sub> ゼロエミッション 検討

ただし、本年度調査は時間的な制約もあり、青破線で示す範囲の、船舶に CO<sub>2</sub> 回収・液化装置を搭載する事に関する試設計と、そのコストインパクト、並びに採算性の概略検討のみとした。

採算性の検討要領は、回収した CO<sub>2</sub> を想定カーボンプライス相当額にて売却取引できるものとし、購入メタネーション燃料との差額を原資に投資回収出来る年数を試算し、試設計の対象船舶としては下表 4.2.2 を選定実施した。

表 4.2.2 対象船舶

	船型	ガス燃料タンク		CO <sub>2</sub> タンク
		種類	容量	容量
Case-1	外航 300 kW VLCC	メタン	1,800m <sup>3</sup> x 2 (片航)	2,000m <sup>3</sup> x 2 (片航)
Case-2	外航 300 kW VLCC	メタノール	2,000m <sup>3</sup> x 2 (片航)	2,400m <sup>3</sup> x 2 (片航)
Case-3	外航 207 kW B/C	メタノール	2,000m <sup>3</sup> x 2 (往復)	2,400m <sup>3</sup> x 2 (往復)
Case-4	内航 12 kW セメント船	(MGO)	---	40m <sup>3</sup> x 2 (片航 40hr)

尚、過去の関連の調査報告やコンセプト設計との比較も合わせて実施した。

先ず、船舶技術研究協会の 2009 調査報告書[1]、及びそこで参照している資料 [3] [4] によると、CO<sub>2</sub> 分離・回収に必要なエネルギー消費量は、実績ある石炭火力発電所の化学吸収法による CO<sub>2</sub>

分離・回収 (154 万 t-CO<sub>2</sub>/ 年) 検討結果を参照し、石炭発熱量の 28%程度の追加的なエネルギーが必要になるとしており、今回の調査検討開始に当たって、ガス燃料を使用する船舶についても同程度の燃料消費増加と、それに伴う回収すべき CO<sub>2</sub> 量も増加すると仮定して、回収装置・液化装置、関連装置の容量設定を主機関排ガス量の 1.3 倍に仮設定し、諸検討を実施。

次に、2013 年の DNV が纏めた VLCC への CCS 搭載コンセプト設計[2]に於いては、船舶からの CO<sub>2</sub> 排出量を最大 65%迄低減可能であるとの報告があり、これについても比較評価を実施した。

#### 4.2.5 CO<sub>2</sub> 回収技術、及び CO<sub>2</sub> 液化技術

下図 4.2.4 に本調査検討に採用した CO<sub>2</sub> 回収・液化・貯蔵装置のスケルトンを示す。

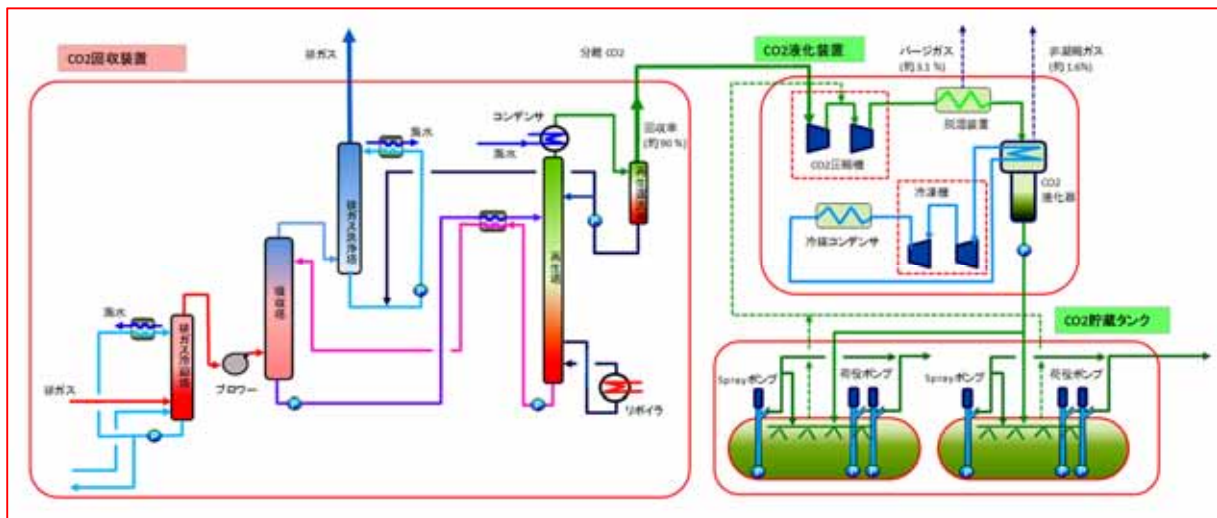


図 4.2.4 CO<sub>2</sub> 回収装置・液化装置

##### 1) 液体アミン吸収法 CO<sub>2</sub> 回収装置

CO<sub>2</sub> 回収技術としては石炭火力発電所の CO<sub>2</sub> 回収装置として実績のあるアミン吸収法を採用した。排ガス中の CO<sub>2</sub> をアミン水溶液の化学吸収液に選択的に吸収させた後、加熱して分離させる方法である。比較的大規模な常圧ガスからの CO<sub>2</sub> 分離に優れており、200 ~5,000 トン/day クラスのプラントが稼動している。

本装置は排ガス冷却塔、CO<sub>2</sub> 吸収塔、排ガス洗浄塔、CO<sub>2</sub> 再生塔、再生循環塔、及び再生用リボイラにて構成している。

CO<sub>2</sub> 分離効率は、ほぼ 90%の性能で、装置出口の CO<sub>2</sub> 状態は下記。

状態：気体 (水： 4.6 mol.% 飽和状態)、温度：40℃、圧力：0.6kg/cm<sup>2</sup>G

##### 2) 固体吸収材 CO<sub>2</sub> 回収装置

現在、開発中[5]の技術で、アミン化合物を多孔質材料に含浸させ、CO<sub>2</sub> を吸収・離脱出来る、固体吸収剤方式で、コンパクトで、且つ、CO<sub>2</sub> 分離エネルギーが少ないことが期待されている技術である。(図 4.2.5 参照)

本調査の当初段階に於いて、内航小型船舶向けの CO<sub>2</sub> 回収装置として、固体吸収剤のみ

をカートリッジ方式で必要数を搭載し、CO<sub>2</sub> 吸収後は陸揚げにより CO<sub>2</sub> 放出・再生・交換するコンパクトな装置に出来ないか検討開始。

しかしながら、技術検討の結果では 24 時間運転時の CO<sub>2</sub> 回収のために、カートリッジ 100m<sup>3</sup> x 24 本程度が必要になり、そのスペース、重量、ハンドリングの煩雑さから、目論見との乖離が確認されたため不採用とした。

その為、現実的では無いとは思われるも、内航小型船にも外航船と同じ、液体アミン吸収法による CO<sub>2</sub> 回収・液化・貯蔵装置の搭載を検討する事とした。

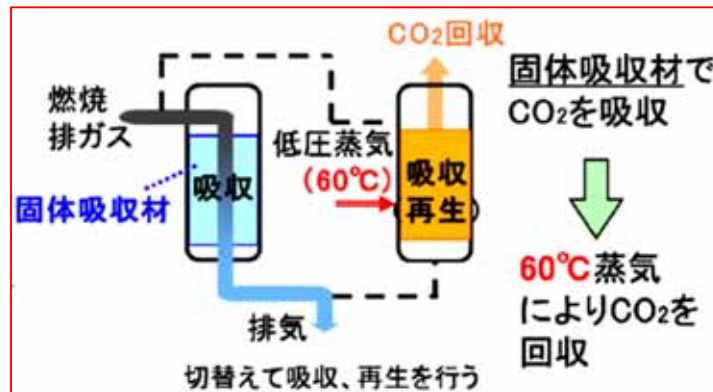


図 4.2.5 CO<sub>2</sub> 固体吸収方式の例

### 3) CO<sub>2</sub> 液化装置、貯蔵装置

本装置は CO<sub>2</sub> の圧縮機、脱湿装置、液化装置、冷凍機、液化 CO<sub>2</sub> 移送ポンプ、貯蔵タンク (スプレーポンプ、荷役ポンプ) にて構成している。

尚、液化冷凍システムは乗組員の操作性を考慮して、出来るだけシンプルなプロセス・機器構成とした。

液化装置出口条件

CO<sub>2</sub> 組成：99.95%、運転温度：-46℃、運転圧力 715kpaG

CO<sub>2</sub> タンクの設計条件

温度：-50℃、 圧力：1.0 MPaG

尚、CO<sub>2</sub> プロセスに於ける排出ロスは計算の結果、下記性能となった。

脱湿装置パーシガス：約 3.1%、液化装置比凝縮ガス：約 1.6%



#### 4.2.6 船舶概略試設計

試設計の結果 表 4.2.3、及び各船の一般配置検討図を添付する。

CO<sub>2</sub> 回収装置関連の追加的な必要エネルギーを 30%と想定していたが、検討の結果、ガス燃料を適用した船舶は約 40%の増加の結果である。

その理由は以下の様に整理できる。

① CO<sub>2</sub> 再生の為の蒸気供給効率の差

- ガス燃料適用による主機関排ガス温度の低下⇒排エコ蒸発量の低下
- 陸上プラントの大型ボイラ効率と船用小型ボイラの効率差

② 陸上プラント (154 万 t-CO<sub>2</sub>/年) 規模に比べ、今回の規模は 6 万 t-CO<sub>2</sub>/年と非常に小さく、回収装置、液化装置自体の効率にも差が出たと推察。

例：CO<sub>2</sub> 液化装置所用電力 陸上:167kWh/t-CO<sub>2</sub>、今回：221kWh/t-CO<sub>2</sub>

尚、MGO 燃料適用の内航船 CO<sub>2</sub> 回収装置は追加的な必要エネルギー30%以内に収まっている。これは CO<sub>2</sub> 再生のための蒸気を主機関排エコのみで賄え、補助ボイラを運転する必要が無かった結果である。

検討初期に CO<sub>2</sub> 回収装置能力を主機関常用運転負荷の 30%増しで検討したが、前述の通り、追加的なエネルギーの増加により実質的な主機関運転負荷は約 5%程度の低下となる。実設計の際には十分なフィードバックが必要。

尚、今回検討の CO<sub>2</sub> 回収装置能力は CO<sub>2</sub> 回収効率 90%、脱湿装置パージガス 3.1%、及び液化装置の非凝縮率 1.6%を考慮すると 85.7%の回収率に相当する。

仮に、追加的なエネルギーを付加せず、既存設備のままで運転する場合は約 65%の回収効率に相当し、過去の DNV 検討コンセプトと等価と思われる。

また、船舶への影響として載荷重量の減少影響があり、それぞれ以下であった。

- |                       |        |
|-----------------------|--------|
| ➤ 外航 VLCC メタン燃料船      | 1.53 % |
| ➤ 外航 VLCC メタノール燃料船    | 1.68 % |
| ➤ 外航 207 B/C メタノール燃料船 | 2.20 % |
| ➤ 内航 セメント船 MGO 燃料     | 23.0 % |

内航セメント船への影響が顕著であるが、これは CO<sub>2</sub> 回収装置に加え、それら装置を配置するため船橋・居住区画を船尾から船首に移設したことと、背の高い CO<sub>2</sub> 回収装置搭載による復元性確保を考慮し、バラストの追加が必要となったためである。

表 4.2.3 試設計結果

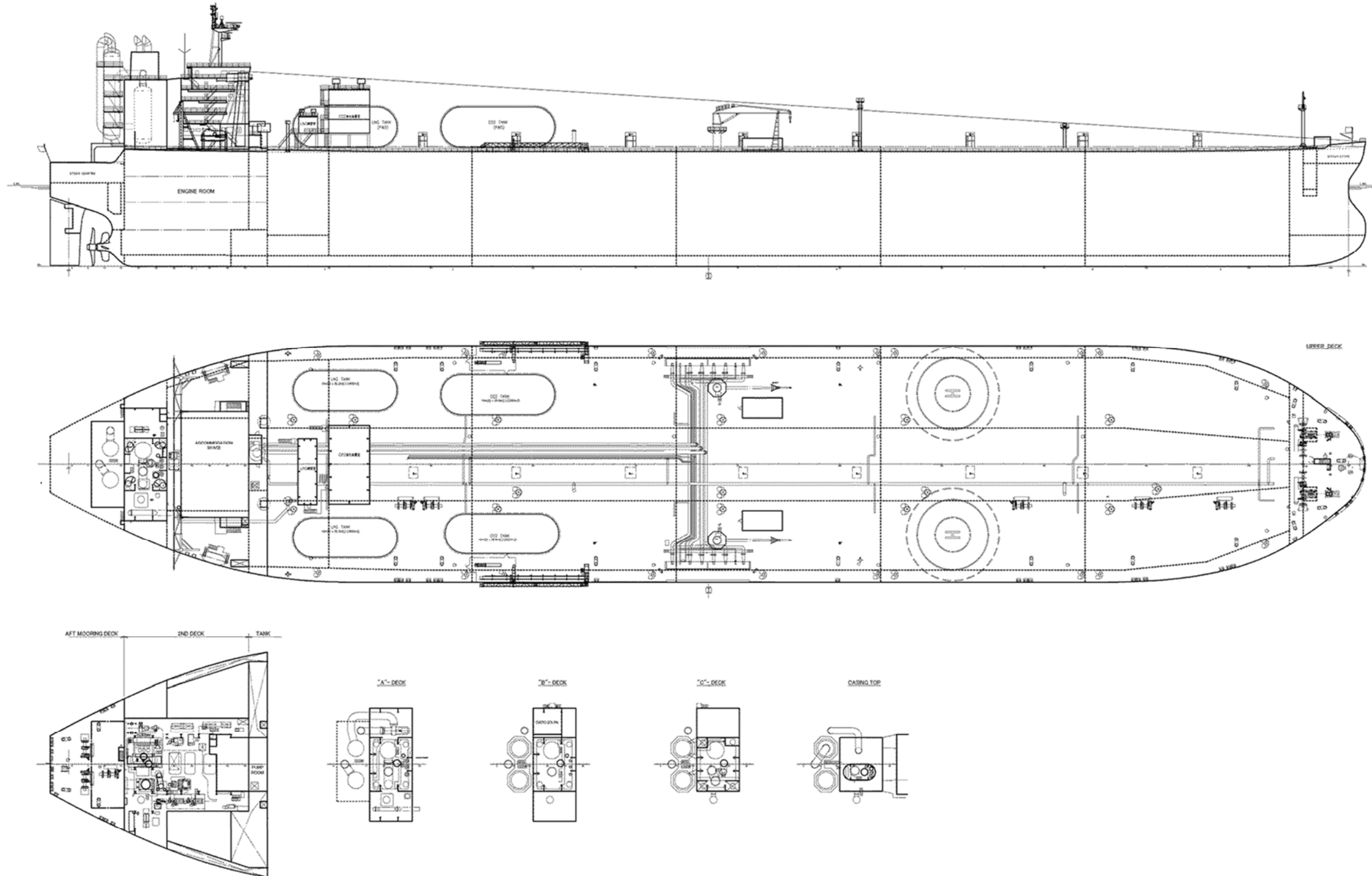
		Case-1	Case-2	Case-3	Case-4
		VLCC-LNG	VLCC-メタノール	207B/C-メタノール	内航 セメント- MGO
主機関		7G80ME-C9.5-GI-EcoEGR MCR 21,060 kw NOR 18,950 kw (90%)	7G80ME-C9.5-GIM-EcoEGR MCR 21,060 kw NOR 18,950 kw (90%)	6G70ME-C9.5-GIM-EcoEGR MCR 15,770 kw NOR 13,405 kw (85%)	8DKM-36eF NOR 4,050 kw 平均常用負荷 70%
燃料消費	主燃料	2,384 kg/h	5,873 kg/h	4,195 kg/h	599 kg/h
	Pilot	137 kg/h	190 kg/h	136 kg/h	---
	CO2排出量 @ 常用負荷	167.9 t/d	208.4 t/d	148.9 t/d	46.1 t/d
	CO2回収装置能力 (+30% 考慮)	218.3 t/d	271.0 t/d	193.6 t/d	59.2 t/d
	回収 CO2 (90%効率)	196.4 t/d	243.9 t/d	174.2 t/d	53.3 t/d
CO2回収装置	加熱蒸気消費	10,600 kg/h	13,100 kg/h	9,300 kg/h	2,860 kg/h
	消費電力	530 kw 58 kwh/CO2-ton	570 kw 50 kwh/CO2-ton	409 kw 51 kwh/CO2-ton	132 kw 54 kwh/CO2-ton
CO2液化装置	消費電力	1,821 kw 222 kwh/CO2-ton	2,247 kw 221 kwh/CO2-ton	1,602 kw 221 kwh/CO2-ton	566 kw 255 kwh/CO2-ton
	その他 関連機器 消費電力	417 kw	305 kw	218 kw	96 kw
合計 増加電力		2,768 kw	3,122 kw	2,229 kw	794 kw
発電機関 追加 燃料消費		449 kg/h	1,273 kg/h	909 kg/h	151 kg/h
ボイラ 追加 燃料消費		550 kg/h	1,650 kg/h	1,180 kg/h	0 kg/h
合計 増加エネルギー		999 kg/h <b>39.9%</b>	2,923 kg/h <b>46.5%</b>	2,089 kg/h <b>46.6%</b>	151 kg/h <b>25.2%</b>
増加 CO2		2,747 kg/h	4,019 kg/h	2,872 kg/h	484 kg/h
		65.9 t/d	96.5 t/d	68.9 t/d	11.6 t/d
本検討 CO2回収装置による主機関運転 負荷		<b>84.0%</b>	<b>80.0%</b>	<b>80.0%</b>	<b>71.8%</b>
本検討装置のCO2回収能力		今回検討の装置能力は脱湿装置パージガス 3.1%、及び液化装置の非凝縮率 1.6% を考慮すると、 <b>85.7%</b> の回収率に相当する。回収・液化エネルギーを既存設備の能力範囲内で運転させるとすれば、 <b>約65.2%</b> の回収に止まり、DNV検討コンセプトと等価と思われる。			
考察	<p>初期想定エネルギー増加率 30% を超えた理由、要因</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>CO2再生の為の蒸気供給効率の低下。 <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 陸上プラントのボイラ効率と船用小型ボイラの効率差</li> <li>✓ ガス燃料適用による主機関排ガス温度低下、排エコ蒸発量の低下</li> </ul> </li> <li>陸上プラント (154万t-CO2/年) に比べ、今回の規模は 6万t-CO2/年と小規模のため、回収装置、液化装置の効率にも大きく差が出たと推察。 <ul style="list-style-type: none"> <li>例、CO2液化装置 所用電力 陸上: 167kwh/ton-CO2、今回検討 221kwh/ton-CO2</li> </ul> </li> </ol>				
装置搭載による船体への影響	LW増加、Cargo 調整	- 4,550 ton	- 5,000 ton	- 4,550 ton	- 2,630 ton (居住区画の船尾から船首への移設、及び復元性考慮のバラスト含む)
		- 1.53 %	- 1.68 %	- 2.2 %	- 23.0 %



Case-1 外航 300kW VLCC、メタン燃料適用

- ① LNG 燃料タンクを On deck に配置
- ② CO2 タンクを LNG 燃料タンク船尾、On deck に配置
- ③ LNG 燃料機器室、及び CO2 液化装置室を居住区前の On deck に配置
- ④ CO2 回収装置を Engine Casing の内部と船尾暴露に配置

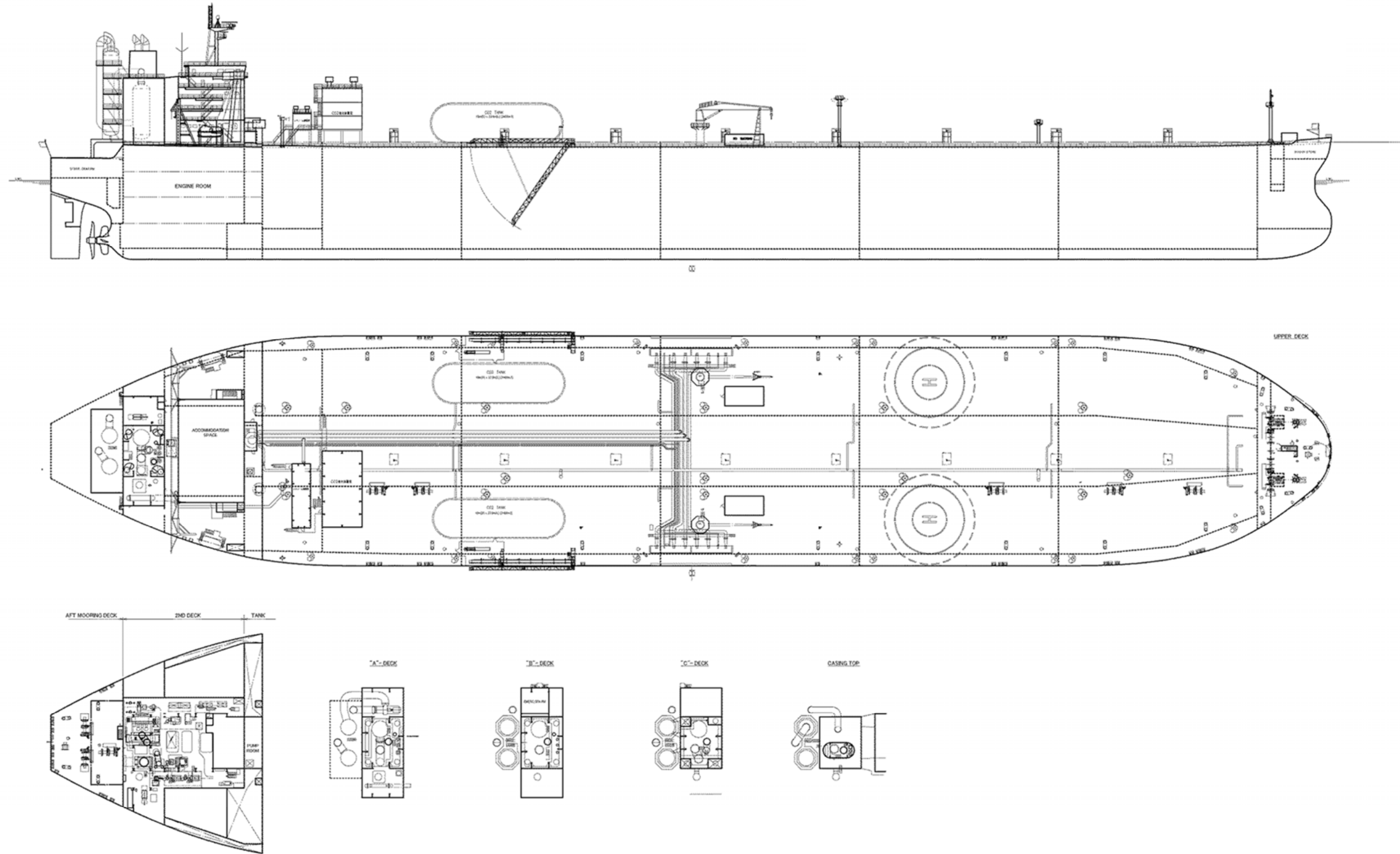
CASE - 1  
一般配置図



Case-2 外航 300kW VLCC、メタノール燃料適用

- ① メタノール燃料タンクは従来の H.F.O. Side タンク位置とした
- ② CO2 タンクを On deck に配置
- ③ メタノール燃料機器室、及び CO2 液化装置室を居住区前の On deck に配置
- ④ CO2 回収装置を Engine Casing の内部と船尾暴露に配置

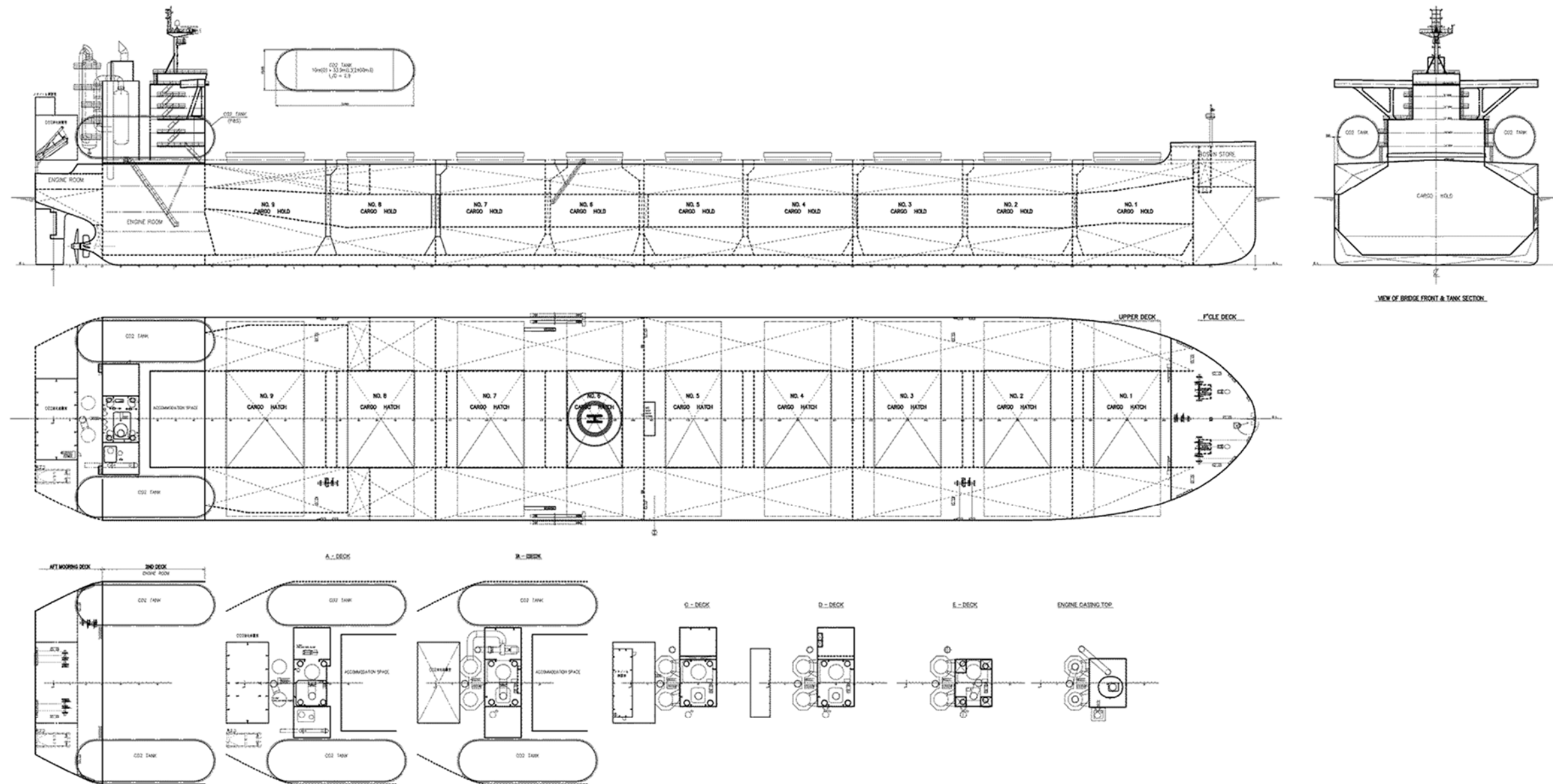
CASE - 2  
一般配置図



Case-3 外航 207kDW B/C、メタノール燃料適用

- ① メタノール燃料タンクは従来の H.F.O. Side タンク位置とした
- ② CO<sub>2</sub> タンクを居住区の両舷に対称配置
- ③ CO<sub>2</sub> 液化装置室を Engine Casing 船尾には配置し、メタノール燃料機器室をその上部に配置
- ④ CO<sub>2</sub> 回収装置を Engine Casing の内部と船尾暴露に配置

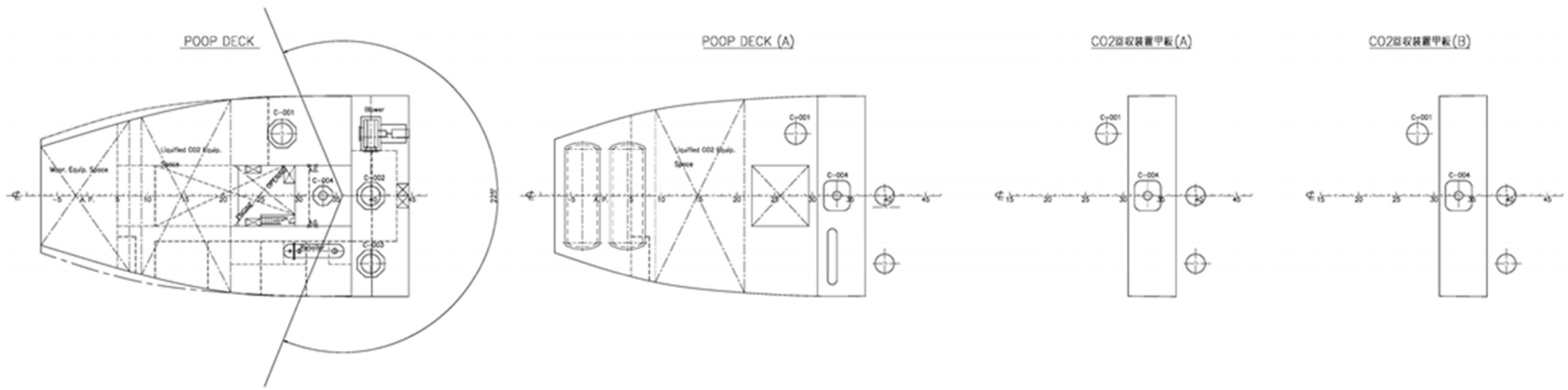
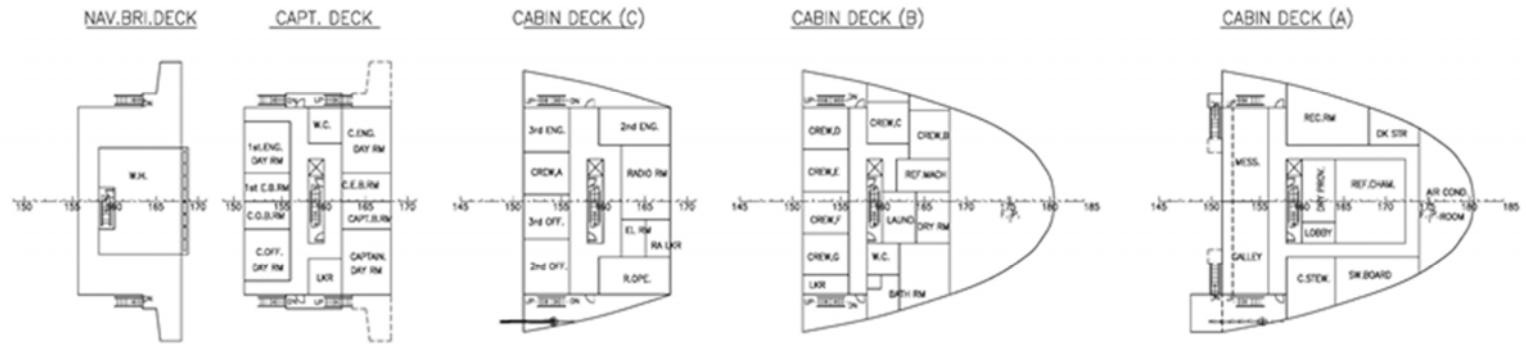
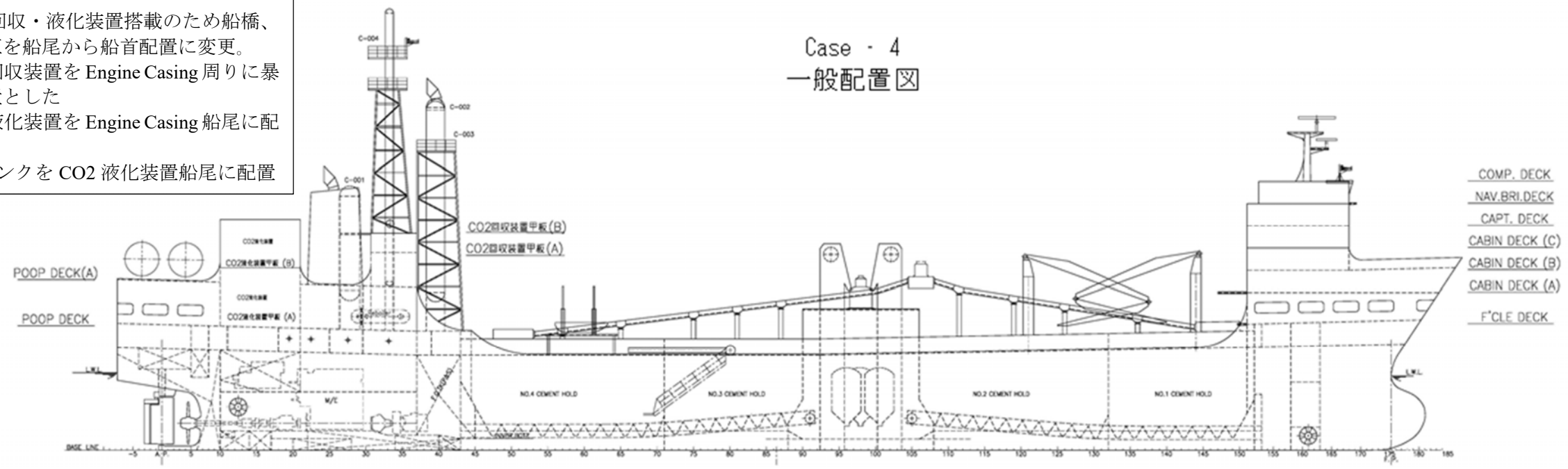
CASE - 3  
一般配置図



Case-4 内航 12kDW セメント船、MGO 燃料

- ① CO2 回収・液化装置搭載のため船橋、居住区を船尾から船首配置に変更。
- ② CO2 回収装置を Engine Casing 周りに暴露配置とした
- ③ CO2 液化装置を Engine Casing 船尾に配置
- ④ CO タンクを CO2 液化装置船尾に配置

Case - 4  
一般配置図



#### 4.2.7 カーボンプライス

現状に於いて、国際海運に於けるカーボンプライス、及びその取引スキームは確立しておらず、また将来的に確立しそうな案も見いだせていない為、本調査では日本エネルギー経済研究所の調査“国内外のカーボンプライス”[6] の考え方とデータを参考に投資採算の仮想パラメーター条件として利用した。

##### 1) カーボンプライスの定義

カーボンプライスは炭素税、排出権価格としての明示的カーボンプライスに加え、エネルギー税・FIT 賦課金、及び税抜きエネルギー本体価格を加味した暗示的カーボンプライスに区分出来ると定義されている。(図 4.2.6 参照)

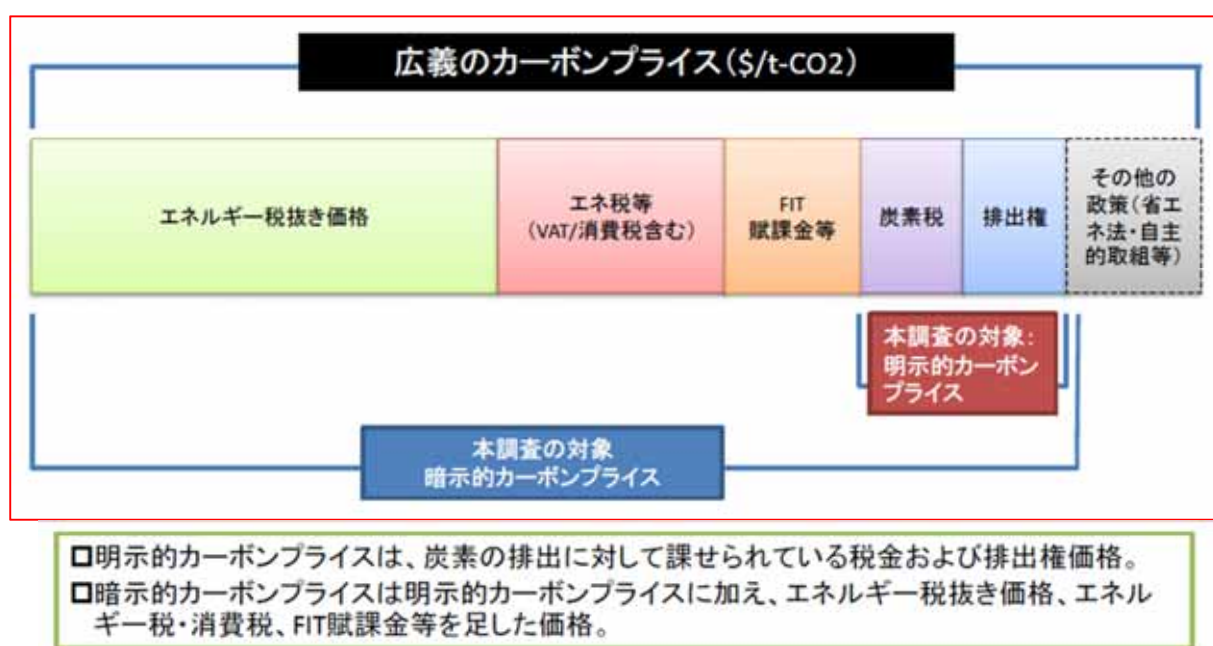


図 4.2.6 カーボンプライス定義

各国に於ける炭素税は産業分野への減免措置との抱き合わせで導入されている国や、限定対象にのみ採用や、もしくは全く導入されていない国もあり、様々である。

また各国の広義のカーボンプライス (カーボンプライス全体)の内、各種燃料に対するエネルギー税、エネルギー本体価格の絞める割合が遙かに大きい。

これは環境と言う視点だけではなく、国毎の燃料自給率、エネルギー政策、国際エネルギー市場からの影響も受け、エネルギー安全性・経済性も踏まえた価格形成がされている事が背景にある。

その様に国毎に様々な背景・要因がある為、単一の指標では比較出来ない。

##### 2) 本調査に採用したカーボンプライス

前述のように本調査で参照できる国際基準・指標としてのカーボンプライスが無い事から、下記調査 2 例 (図 4.2.7 及び 図 4.2.8) を参考に、カーボンプライス全体を 100~300\$/t-CO<sub>2</sub> の変

数、明示的カーボンプライス(炭素税・排出価格)をその 1/10 の変数と仮定し、各船の採算評価の際は下記取引スキームを仮定、試算した。

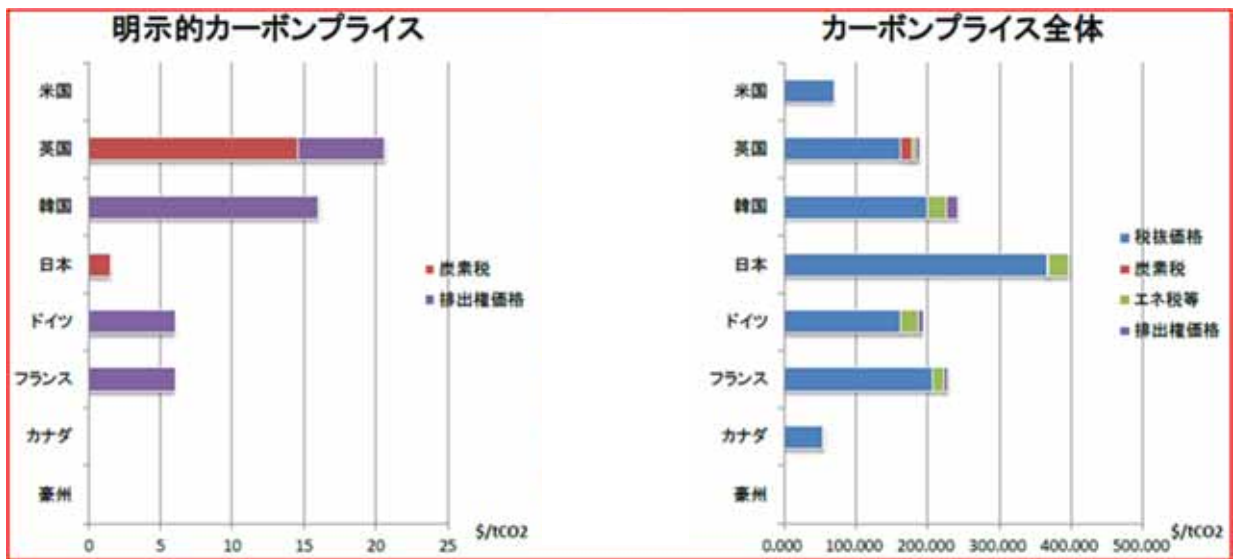


図 4.2.7 各国カーボンプライス 産業用 天然ガス

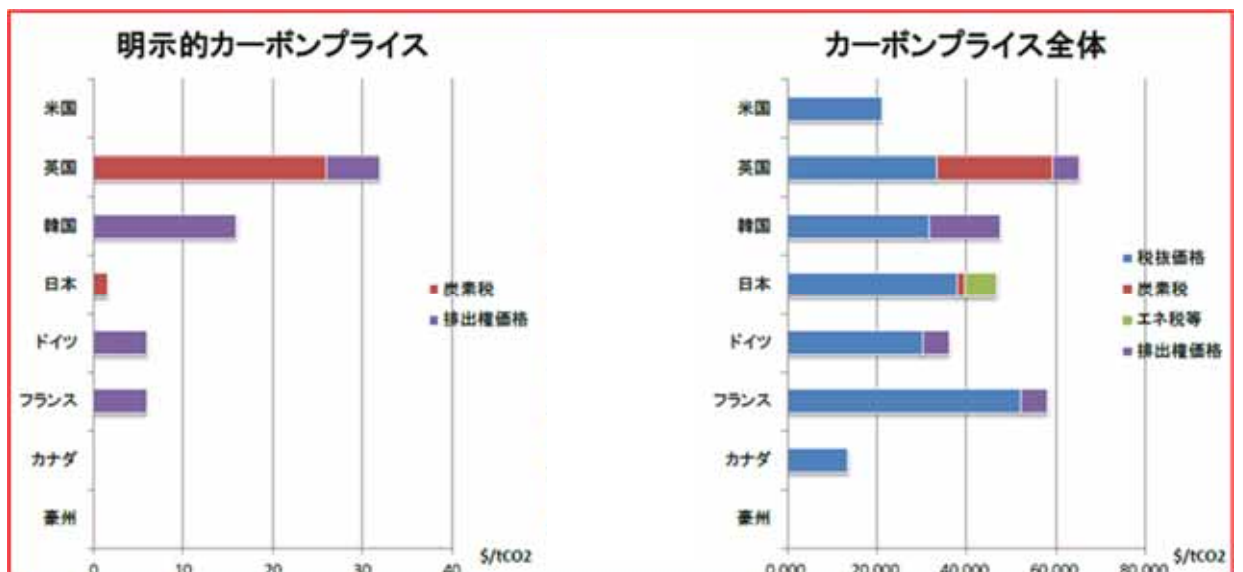


図 4.2.8 各国カーボンプライス 発電用 石炭

- ベース船：
 

既存の船は MGO (@600\$/t)を燃料に使い続けるとし、GHG 削減目標を達成出来ない事から、燃料課金制度の適用を想定し、消費燃料に則して、カーボンプライス全体価格相当を賦課されるとした。
- CO2 回収船 (人工合成ガス燃料適用船)：
 

本船には燃料課金は適用無しとした。回収した CO2 を明示的カーボンプライス価格相当で売買できる事とし、MGO 燃料とメタネーション燃料との差額、及びベース船の燃料課金



との差額を投資回収の計算原資とした。

➤ CO2 回収船 (化石燃料 MGO 適用船)

本船にも燃料課金はあるが、CO2 を回収する為、カーボンプライス全体価格の約 60%相当 (\*) の金額は免除出来る事とし、また、回収した CO2 は明示的カーボンプライス価格相当で売買できる事とし投資回収の計算原資とした。

(\*) : 60%と設定した根拠は DNV の ASSESSMENT OF ALTERNATIVE FUELS AND TECHNOLOGIES June 2018 [7] 下図 4.2.9 のライフサイクル GHG 評価を参考に算出した。MGO のライフサイクル GHG に占める、本船の燃料として消費され排出される CO2 は約 80%に相当するが、それを回収出来るとした。回収した CO2 はメタネーション設備へ輸送、製造、更にはメタネーションバンカリング設備まで輸送する段階で追加的に CO2 を排出するが、それを約 20%であると仮定し、全体としては 60%削減できると仮定して、カーボンプライス取引の係数に採用した。

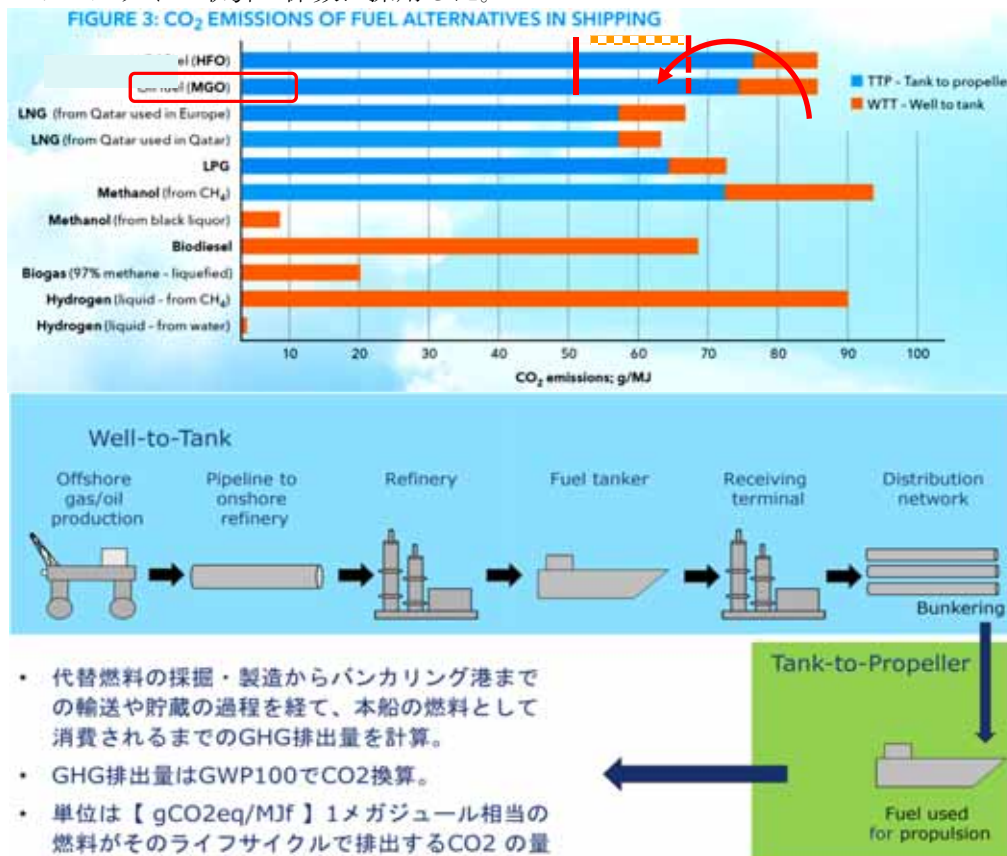


図 4.2.9 船舶における各種燃料からの CO2 排出量



## 4.2.8 概略投資、投資回収 試算

### 1) 各船の投資費用概算

表 4.2.4 初期投資 概算

@ 100 ¥/\$		Case-1	Case-2	Case-3	Case-4
		VLCC メタン燃料	VLCC メタノール燃料	B/C メタノール燃料	内航セメント船 MGO燃料
想定船価		85 M\$	85 M\$	60 M\$	2500.0 M¥
EX. 費用	ガス焚き仕様	+ 21.5 %	+ 16.0 %	+ 16.3 %	--
	CO2回収装置	+ 34.0 %	+ 36.9 %	+ 46.4 %	+ 74.0 %
	CO2液化装置				
	付帯設備				

### 2) 合成燃料の価格推定

メタン製造推定価格を下表 4.2.5 に示す。

文献“我が国に於ける Power to Gas の可能性” 2015 年 12 月 日本エネルギー経済研究所 [8] よりメタン生成装置 製造原単位 (電力⇒水素⇒メタン)、及び PEP review 2015-13 “Small scale floating LNG [9] から液化部分の OPEX を抜き出し、スケールアップファクター0.74 乗で規模を補正した。メタノール燃料製造設備規模は VLCC 5 隻分の製造 280 t/d と仮定した。

尚、再生可能エネルギー利用の発電単価パラメーターの将来価格は欧州の洋上風車の最新価格レベルよりも安価になる事を期待し、陸電並みの単価レベルを採用した。

表 4.2.5 合成メタン燃料推定価格

合成メタン	再エネ利用 発電単価	3.0 ¥/kW-h	4.0 ¥/kW-h	5.0 ¥/kW-h	6.0 ¥/kW-h	7.0 ¥/kW-h
メタン合成 [7] より、(電力⇒水素⇒メタン)の 消費電力は16.35 kWh/Nm <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub> (1.39738Nm <sup>3</sup> /kg-CH <sub>4</sub> )	16.35 kWh/Nm <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub>	68.5 ¥/kg	91.4 ¥/kg	114.2 ¥/kg	137.1 ¥/kg	159.9 ¥/kg
メタン液化 [8] のFLNGのLiquefaction部分	13.91+1.42E (E: 電力単価 ¥/kWh)	18.2 ¥/kg	19.6 ¥/kg	21.0 ¥/kg	22.4 ¥/kg	23.9 ¥/kg
メンテ費用、 人件費 (4人/シフト \$47.74/hr)	上記LNG液化に含む					
CO <sub>2</sub> 受入貯蔵、LNG払出設備	上記 2項目合計の 1/20とした	4.3 ¥/kg	5.5 ¥/kg	6.8 ¥/kg	8.0 ¥/kg	9.2 ¥/kg
<b>メタネーション燃料 価格</b>		91.0 ¥/kg	116.5 ¥/kg	142.0 ¥/kg	167.5 ¥/kg	193.0 ¥/kg

メタノールの製造推定価格を下表 4.2.6 に示す。

文献“炭酸ガスと水素からのメタノール合成プロセスの開発” 三菱重工技報 Vol.35-no.6 (1998-11) [10] の水素製造原単位、及びメタノール製造原単位を用いた。

尚、論文発表時期 1998 年からの固定費アップ等は考慮していないが、文献 Applied Energy, 161,

718-732 (2016) [11] 記載の製造原単位とスケールアップファクター0.74 乗で規模の補正評価の結果、ほぼ同等の結果を確認出来たので、本計算価格をそのまま使用した。再生可能エネルギー利用の発電単価パラメーターは前項同様。

表 4.2.6 合成メタノール燃料推定価格

合成メタノール	再エネ利用 発電単価	3.0 ¥/kW-h	4.0 ¥/kW-h	5.0 ¥/kW-h	6.0 ¥/kW-h	7.0 ¥/kW-h
水素製造 [9] (論文発表時期からの固定費アップは考慮せず)	16.2 + 8.4E (¥/kg)	41.4 ¥/kg	49.8 ¥/kg	58.2 ¥/kg	66.6 ¥/kg	75.0 ¥/kg
メタノール製造 [9] (論文発表時期からの固定費アップは考慮せず)	7.8 + 0.8E (¥/kg)	10.2 ¥/kg	11.0 ¥/kg	11.8 ¥/kg	12.6 ¥/kg	13.4 ¥/kg
メンテ費用、 人件費 (4人/シフト \$47.74/hr)	上記LNG液化に含む					
CO2受入貯蔵、LNG払出設備	上記 2項目合計の 1/20とした	2.6 ¥/kg	3.0 ¥/kg	3.5 ¥/kg	4.0 ¥/kg	4.4 ¥/kg
<b>メタネーション燃料 価格</b>		<b>54.2 ¥/kg</b>	<b>63.8 ¥/kg</b>	<b>73.5 ¥/kg</b>	<b>83.2 ¥/kg</b>	<b>92.8 ¥/kg</b>

### 3) 投資回収試算

各船の試算結果を以降に示す。

- VLCC CO2 回収-メタン燃料の場合 (図 4.2.10 参照)  
発電単価 @5¥/kw-h 相当であると、カーボンプライス全体価格(燃料賦課金) 200\$/t-CO2 相当、回収 CO2 を 20\$/t-CO2 相当で取引できれば投資回収 20 年程度が期待出来る。
- VLCC CO2 回収-メタノール燃料の場合 (図 4.2.11 参照)  
発電単価は@5¥/kw-h 相当でも、カーボンプライス全体価格(燃料賦課金) が 280\$/t-CO2 相当、回収 CO2 を 28\$/t-CO2 相当で取引出来無ければ、投資回収 20 年程度が期待出来ない。
- 207 B/C CO2 回収-メタノール燃料の場合 (図 4.2.12 参照)  
発電単価は@5¥/kw-h 以相当でも、カーボンプライス全体価格(燃料賦課金) を 290\$/t-CO2 程度、回収 CO2 を 29\$/t-CO2 程度で取引出来なければ、投資回収 20 年程度が期待出来ない。
- 内航セメント船 (図 4.2.13 参照)  
回収 CO2 をカーボンプライス全体価格(燃料賦課金) 220\$/t-CO2 相当、回収 CO2 を 22\$/t-CO2 以上で取引出来れば投資回収 20 年程度が期待出来る。

尚、本調査の時点に於いては CO2 回収・液化装置のコストや付帯設備、電力消費等の舶用化のための最適化検討は十分とは言えない。今後の実用化検討・進捗により改善、低減、並びに削減の可能性は十分にある。

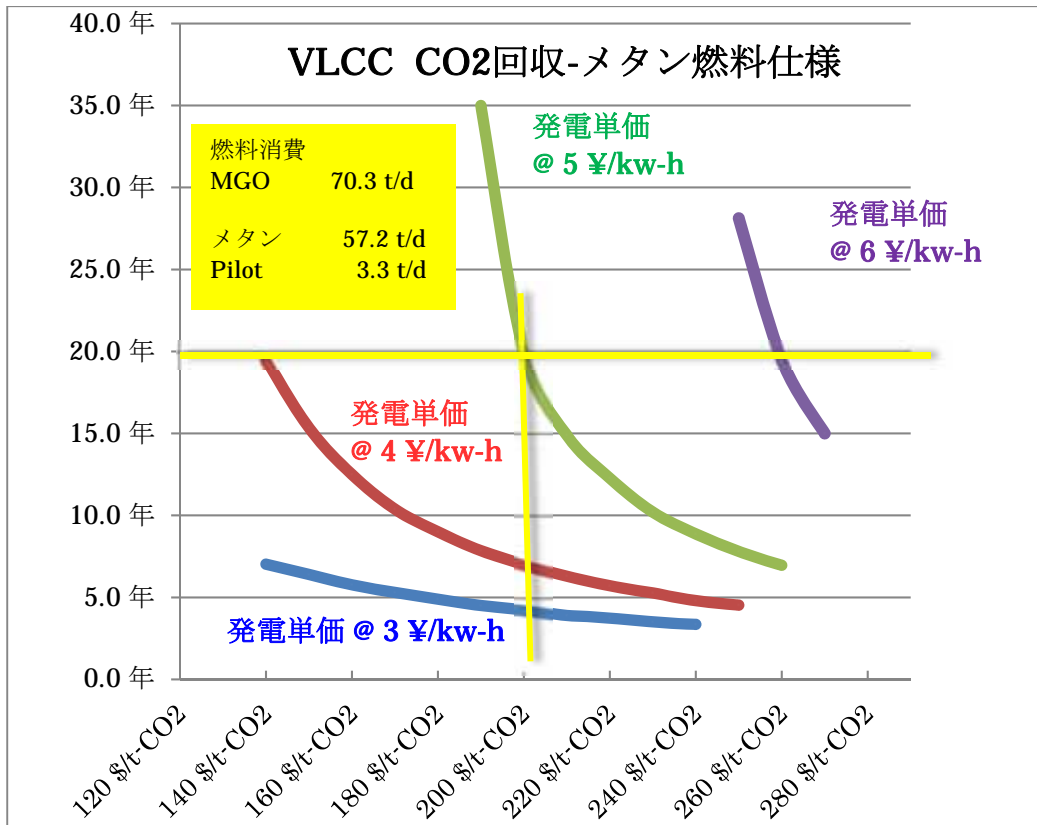


図 4.2.10 VLCC CO2 回収-メタン燃料仕様 投資回収

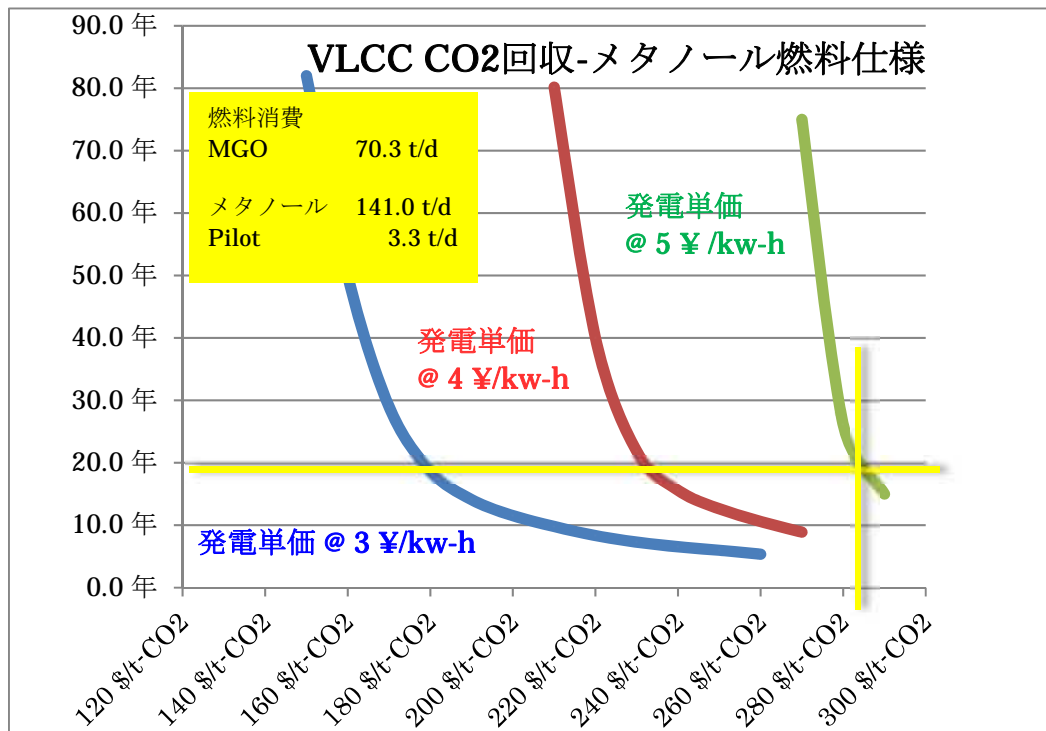


図 4.2.11 VLCC CO2 回収-メタノール燃料仕様 投資回収

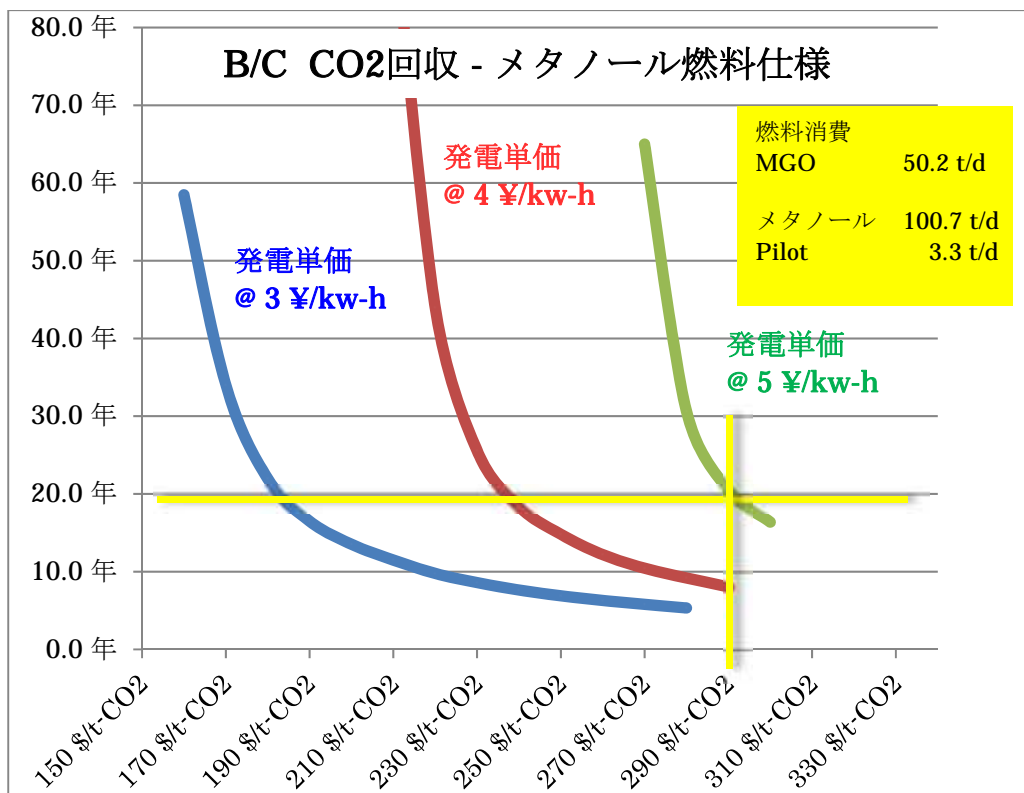


図 4.2.12 B/C CO<sub>2</sub> 回収-メタノール燃料仕様 投資回収

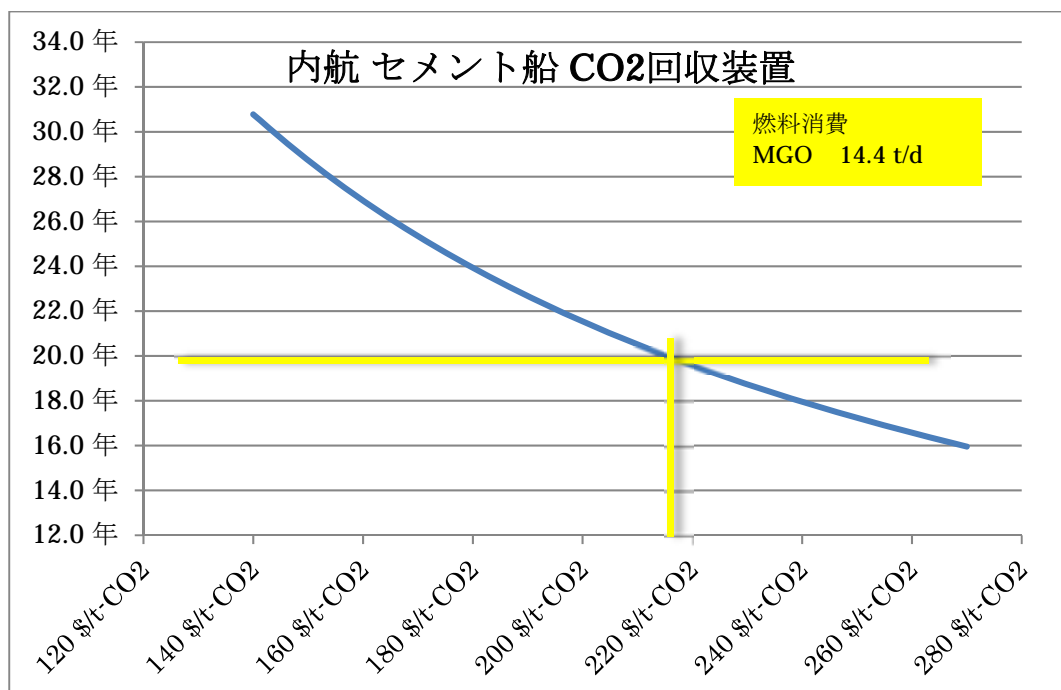


図 4.2.13 内航 セメント船 CO<sub>2</sub> 回収 投資回収

#### 4.2.9 メタネーション技術

メタネーション化技術の比較を表 4.2.7 に纏めた。パイロットプラントによる実証段階ではあるが化学触媒方式の評価が高い。今後の触媒及び大型で効率の良い安価な装置の開発が求められる。

表 4.2.7 メタネーション技術 比較

	化学触媒利用メタン化技術		微生物利用メタン化技術
	日立造船製高性能触媒	構造体触媒	国際石油開発機構/東京大学
技術保有者	日立造船(Hitachi Zosen Inova Etogas GmbH)	静岡大学	国際石油開発機構/東京大学
1) 概念図			
2) 技術概略	<ul style="list-style-type: none"> <li>日立造船のメタン化技術は以下の反応より成る。</li> <li>水の電気分解: <math>2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2</math></li> <li>メタネーション: <math>\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}</math></li> <li>風力発電などの自然エネルギーによって水を電気分解し、発生した水素と外部由来のCO<sub>2</sub>をメタネーション触媒によって反応させてメタンを発生させる。</li> <li>触媒装置は充填層の形態を取る。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>静岡大学のメタン化技術は以下の2つのメタネーションが可能。メタネーション1は日立造船の技術と同様のもの。メタネーション2はCOを含む高炉ガス等に適用可能。幅広く技術適用が可能。</li> <li>メタネーション1: <math>\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}</math></li> <li>メタネーション2: <math>\text{CO} + \text{CO} + 7\text{H}_2 \rightleftharpoons 2\text{CH}_4 + 3\text{H}_2\text{O}</math></li> <li>触媒はメタル基材のハニカム構造体(Ni/CeO<sub>2</sub>)。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>国際石油開発機構/東京大学のメタン化技術は地中に存在する微生物を利用して地中に圧入したCO<sub>2</sub>を下記の式によりメタンに変換。微生物がCO<sub>2</sub>をメタンに変換するためには、電流が必要。</li> <li>微生物利用メタン化反応: <math>\text{CO}_2 + 8\text{H}^+ + 8\text{e}^- \rightleftharpoons \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}</math></li> <li>微生物は地中に存在するメタン菌。</li> <li>地中に電流も供給する必要有。</li> </ul>
3) 触媒の特徴	<ul style="list-style-type: none"> <li>触媒: 日立造船製高性能触媒(60%Ni/Zr<sub>0.75</sub>Sm<sub>0.25</sub>)</li> <li>常圧・低温にてメタン生成</li> <li>使用温度: 200℃以上</li> <li>使用圧力: 1.0 atm以上</li> <li>反応速度: 50 l/(h・g<sub>触媒</sub>)以上</li> <li>反応(メタン)選択率: 約100%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>低温反応及び高反応速度</li> <li>反応熱の除熱が容易</li> <li>使用温度: 250~500℃</li> <li>※350℃でCO<sub>2</sub>転化率80% (ほとんど平衡転化率)</li> <li>使用圧力: 常圧/原料分圧0.5 atm</li> <li>空間速度: 14,000~240,000 h<sup>-1</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>好熱性電子放出菌/水素酸化性メタン生成菌の2種利用 (<i>Thermicola ferriacetica</i>/ <i>M. thermoautotrophicum</i>)</li> <li>使用温度: 55℃(地下温度条件)</li> <li>使用圧力: 5 MPa(地下圧力条件)</li> <li>反応速度: 1,100 mmol/Day m<sup>2</sup> (ラボ結果)</li> </ul>
4) 消費エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> <li>下記は、公表されているデータを用いてMHIENGにより推算した値。</li> <li>水の電気分解: 0.20 Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>/kWh</li> <li>メタネーション: 0.05 Nm<sup>3</sup>-CH<sub>4</sub>/kWh</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>N/A</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>N/A (印加電圧: 0.80 V)</li> </ul>
5) 利点	<ul style="list-style-type: none"> <li>自然エネルギーをメタンの形で貯蔵、利用可能 (電池に比べ、メタンはエネルギー貯蔵容量が大きく、貯蔵可能期間が長い)</li> <li>生成メタンは既存の天然ガス導管より輸送可能</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>電流を地中に供給することにより地中で発生したプロトンを用いてメタン化するため、水素を供給する必要がない。</li> <li>電流を地中に供給し水素を発生させてメタン化させる反応よりも、反応効率が約5倍改善する。</li> <li>供給する電流は風力/太陽光などの自然エネルギー利用を想定。</li> <li>CCS/CO<sub>2</sub>-EOR+電流供給の組み合わせでメタン生成も可能。</li> </ul>
6) 実証有無	<ul style="list-style-type: none"> <li>1. Audi e-gas projekt 水素発生量: 1,260 Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>/h メタン発生量: 315 Nm<sup>3</sup>-CH<sub>4</sub>/h 入力電力: 6,300 kW</li> <li>2. 日立造船試験プラント(柏工場) メタン発生量: 12.5 Nm<sup>3</sup>-CH<sub>4</sub>/h など</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>無 (研究開発段階)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>無 (研究開発段階)</li> </ul>
7) ボトルネック	<ul style="list-style-type: none"> <li>水素製造費用およびCO<sub>2</sub>回収費用が割高であり、経済性に課題有。</li> <li>欧州では30弱の実証案件が報告。日立造船所有のAudi e-gasプラントが唯一の商用機の模様。ただし、6MW相当の規模であり、依然Small Scaleに留まっている状況。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>研究開発段階であり、経済性未評価。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>研究開発段階であり、経済性未評価。</li> </ul>
8) 技術評価	○	×	×



#### 4.2.10 抽出課題

本調査の検討過程に於いて提起された課題を下記する。

##### 1) CO2 回収・液化装置

装置、技術については陸上大型設備として実績も多く、技術的には確立している。今回の検討により、船舶に搭載装備する事に問題は無いと評価できた。

詳細設計時点に於いては以下の検証、整理が必要とはなるが、克服できない課題では無いと考える。

- 航行中の船体動揺への配慮
- CO2 吸収液アミン水溶液のハンドリング
- 塩害対策 (配置場所次第)
- 機器 (CO2 吸収、再生塔) の高さ、振動対策
- 今回検討の CO2 回収装置の回収率は 85.7%。  
(除湿装置のパージガス量、液化装置の非凝縮ガス量を考慮)  
⇒これを出来るだけ高効率化 90% 以上に改善する余地あり。
- 液化装置の動力削減⇒乗組員の操作・メンテは増えるが深冷減圧法等の検討
- 小型船用製品としての量産化・コスト低減

##### 2) メタノール燃焼

今回の検討に於いては CO2 関連装置駆動の為に追加エネルギーはボイラ、及び発電機で供給し、主機関と同じ燃料で駆動できるものとした。

現時点に於いては両装置共にメタノール燃料を適用出来るモデルは無いが、市場ニーズにより開発されると考える。

##### 3) 複数機器の排ガス処理

排ガススクラバーと同様な、複数機関からの排ガスを 1 基の CO2 回収装置へ接続する際の安全性検証・確保。

##### 4) 回収 CO2 の計量

削減 GHG の判定のためにも、船上回収 CO2 の正確な計量と陸揚げ CO2 の計量・記録装置、及びその認定スキームが必要。

##### 5) メタネーション合成量の正確な計量

回収 CO2 による炭素循環判定の為に、メタネーション燃料合成時の CO2 処理量の正確な計量と記録装置、及びその認定スキームが必要。

##### 6) カーボンプライス

本調査に於いてはかなり高額な燃料賦課金の制度を仮定し、炭素税・排出権価格で回収 CO2 の取引が出来ると想定し採算試算したが、国際海運市場に於いて合意が取れる賦課金レベルとしては疑問が残る。

国際海運に於けるカーボンプライスの設定とその取引スキーム、ルール造りが急務である。

##### 7) 小型内航船向け GHG 削減対策

今回の CO2 回収、カーボンプライスの仮定条件を元にした炭素循環スキーム検討結果では、ある程度フィージブルであると見られるが、搭貨重量の減少量が大きく、また投資額の割合も非常に大きいため商業的な実現性には厳しいものが有ると思われる。

しかし、内航船に於いても GHG 削減対策は避けられない命題であり、船上で大規模な CO2 回収・貯蔵をする装置の搭載検討だけでは無く、例えば再生可能エネルギー利用で発電した電気によるプラグインバッテリー駆動方式、或いは同じく再生可能エネルギー利用で製造したバイオ燃料利用の検討等も並行して実施する必要が有る。

#### 8) メタネーション技術、製造設備

現時点に於いてはパイロットプラントによる実証段階であり、高効率で安価な触媒の開発が待たれる。

#### 4.2.11 纏め

本調査では、GHG 削減の為のアイデアとして、船上に CO2 回収装置、及び液化装置を搭載し、回収 CO2 と再生可能エネルギー由来の水素とのメタネーション反応により合成燃料を製造。それを船舶燃料として再利用する事により炭素循環のスキームを構築できるか、課題の抽出も含めフィージビリティ・スタディを実施した。

調査の結果、外航船への CO2 回収装置・液化装置の搭載に関する技術的な検証は出来たと考える。

内航船に関しては船上で大規模な O2 回収・貯蔵をする装置を搭載する事は搭貨重量の減少量が大きく、また投資額の割合も非常に高いため課題も多く、今回の調査方向だけでは無く、例えば再生可能エネルギー利用で発電した電気によるプラグインバッテリー駆動、或いは同じく再生可能エネルギー利用で製造したバイオ燃料利用スキーム等の検討も実施する必要がある。

本調査の採算性評価に関しては、仮設定したような、広義(全体)のカーボンプライスによる燃料課金や、明示的なカーボンプライス(炭素税・排出権)による回収 CO2 取引スキームの構築、更には賦課金価格そのものもある程度高額で無ければフィージブルであるとの結論付けには至らない。

しかしながら、船型性能や推進プラント等のハード検討・改善だけでは GHG 削減に限界がある事は事実であり、炭素循環を前提とした CO2 取引スキームの構築・実現は、最大の課題であり、且つ、必須の命題であると考ええる。

2050 年に於いて、GHG 総量  $\Delta 50\%$ とする為に残された時間は長くない。

地球環境保全・改善の一策としても、国際海運関係者による炭素循環スキームの構築・具現化のための迅速な審議・協調と責任ある行動が切に求められている。

弊社も微力ながら継続して尽力させて頂く所存である。



## 参考文献

- [1] Apr. 2009 “船上 CO2 改修技術 調査研究”  
日本舶技術研究協会、三菱総研
- [2] DNV CCS concept VLCC (11 Feb.2013)
- [3] 平成 20 年度～22 年度成果報告書 “革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト”  
独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
- [4] 平成 23 年度 調査報告 “革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト”  
独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
- [5] 平成 29 年 10 月 4 日 “二酸化炭素改修技術実用化研究  
(先進的二酸化炭素固体吸収材実用化研究)  
公益財団法人 地球環境産業技術研究機構
- [6] 平成 29 年 1 月 31 日 “国内外のカーボンプライス”  
(一財) 日本エネルギー経済研究所
- [7] June 2018 ASSESSMENT OF ALTERNATIVE FUELS AND  
TECHNOLOGIES, DNV
- [8] “我が国に於ける Power to Gas の可能性” 2015 年 12 月  
日本エネルギー経済研究所
- [9] PEP review 2015-13 “Small scale floating LNG
- [10] “炭酸ガスと水素からのメタノール合成プロセスの開発”  
三菱重工技報 Vol.35-no.6 (1998-11)
- [11] Applied Energy, 161, 718-732 (2016)

## 5. おわりに

2018年4月に、国際海事機関（IMO）が温室効果ガス（GHG）削減戦略を採択した。これにより、国際海運全体でのGHG削減に関して、①2030年までに効率40%以上改善、②2050年までに総排出量50%以上削減、③今世紀中なるべく早期に排出ゼロを目指す、という具体的な数値目標が設定された。今後、IMOでは、GHG削減戦略の実施に向け、各種対策等の検討・審議が加速する見込みであり、足元では、2023年までに短期対策に合意することが目指される。

本プロジェクトにおいては、2030年目標（効率40%改善）に向けて、船舶運航タスクフォースにおいて検討を重ね、2019年5月のMEPC 74に我が国から打ち出すべき短期対策案を取りまとめ、IMOへの提案を行った。また、2050年目標（総量50%削減）に向けて、その実現に向けた船舶の低・脱炭素技術を検討すべく、海事その他の分野における、代替燃料の開発・導入状況、価格動向、将来見通し等について情報収集を行った。また、船舶のCO<sub>2</sub>ゼロエミッションを達成し得る候補技術の一つとして、船上CCSに着目し、大型・小型の具体的な対象船舶を想定した上で、技術的な課題・考慮事項の整理を行うとともに、コスト試算を行い、採算性について検討した。

今後、短期対策については、MEPC 74（2019年5月）において、各国からの提案に基づき、本格的な検討に着手する見込みであり、我が国が提案した短期対策案の実現に向けて各国との協議・調整を進めて行く必要がある。

また、国際海運からのGHGゼロエミッション実現のために、今後船舶への低・脱炭素燃料の導入が不可避であるとの情勢を踏まえ、本プロジェクトにおいても、代替燃料に関する我が国としての将来展望を持ちながら、IMOにおいて戦略的な提案を行うべく、国内での検討を進める必要がある。

これらのことを踏まえ、来年度以降も、本プロジェクトでは、産学官公が一体となって検討・取組を進めるためのプラットフォームを提供し、国際海運からのGHG削減の戦略的な推進に貢献していく所存である。

執筆担当者

[みずほ情報総研殿]

[海技研殿]

[三菱造船殿]

古賀 定治

河井 裕介

富永 恵仁

発行者 一般財団法人 日本船舶技術研究協会  
〒107-0052  
東京都港区赤坂 2-10-9 ラウンドクロス赤坂

電話 : 03-5575-6425 (代)  
ファックス : 03-5114-8940 (代)  
ホームページ : <http://www.jstra.jp/>

---

本書は、競艇の交付金による日本財団の助成金を受けて作成しました。

本書の無断転載・複写・複製を禁じます。

