

令和3年度経済産業省委託事業

**令和3年度
エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業
（メタネーションを中心としたCO₂カウント等の在り方
に関する委託調査）
報告書**

令和4年3月

みずほリサーチ&テクノロジーズ株式会社

目次

1. 事業目的	1
2. 欧米等の主要国の政策動向調査.....	2
2.1. 欧州の政策・制度	2
2.2. アメリカの政策・制度	32
3. 技術開発動向の調査.....	37
3.1. 主要国のプロジェクト調査.....	37
3.2. 論文発表状況調査	43
3.3. 特許出願状況調査	47
4. 国際的な標準化・ガイドラインのスタンス	50
4.1. GHG プロトコル.....	50
4.2. SBT	55
5. 合成メタンの取引形態の検討及び 2030 年におけるコスト試算の検討.....	56
5.1. 合成メタンの取引形態の検討.....	56
5.2. 2030 年におけるコスト試算の検討	58
6. メタネーションに係る CO ₂ カウント検討の経緯	70
6.1. CO ₂ カウント検討の背景	70
6.2. 「国」レベルの排出に係る制度等の検討.....	70
6.3. 「企業活動」レベルの排出に係る制度等の検討.....	73

1. 事業目的

我が国が 2050 年カーボンニュートラル、脱炭素社会を実現するには、産業・民生・運輸（非電力）部門（燃料利用・熱利用）においても、水素化、メタネーション、合成燃料等を通じた脱炭素化を進める必要がある。このうち、メタネーションにより水素と CO₂ から合成されるメタン（合成メタン）は都市ガス導管や LNG 船等の既存インフラ・既存設備を有効活用できる等、水素によるガス・熱エネルギーの脱炭素化の担い手として大きなポテンシャルを有し、実機での実証試験も始まっている。他方、実用化に向けては、技術開発だけでなく、サプライチェーンの構築や CO₂ のカウント等の課題への対応が必要である。メタネーションは水素コストが相対的に安価な海外で行われることや国内の工場内で排出される CO₂ の循環利用として行われることなどが考えられるが、海外で製造した合成メタンを国内で利用する場合と国内で製造した合成メタンを国内で利用する場合など、想定される取引の形態、カーボンプライシング等の議論にも留意しつつ、検討を進めていく必要がある。

本事業では、上記の事業目的を達成するため、既に実用化されているバイオガスの動向も参考にしつつ、合成メタン／メタネーションや CCU／CCS について、国内外の政策、事業者の動向等の調査等を実施し、その結果の分析を行うとともに、現状の整理や課題の抽出を行った。また、水素や CO₂ の調達先、メタネーションの実施場所を想定しつつ、合成メタン／メタネーションの製造・輸送・供給・利用といった取引形態のパターン・モデルケースを検討し、CO₂ のカウント等の在り方に関する方向性等をとりまとめ、今後のメタネーションの実用化に向けた調査を実施した。

2. 欧米等の主要国の政策動向調査

欧米等の主要国の気候変動政策のなかでも、特に合成メタンや水素などのガス燃料の脱炭素化に関連する政策について整理を行った。

2.1. 欧州の政策・制度

近年の EU の政策動向を中心に整理した。欧州委員会は 2019 年 12 月に、脱炭素化と経済成長の実現を掲げた「European Green Deal」を発表し、2050 年までの GHG 排出量を実質ゼロとするための野心的な目標を掲げた。また、2021 年 6 月には、欧州気候法を採択し、2050 年カーボンニュートラルと 2030 年 GHG 排出量 55%削減（2019 年比）を拘束力のある目標として法制化している。その後、この野心的な目標を達成するための政策案を相次いで発表している。それらのうち、ガス燃料の脱炭素化に係る政策案等を中心に整理した。

2.1.1. European Green Deal

欧州委員会は 2019 年 12 月、脱炭素化と経済成長を実現するべく、「European Green Deal」を発表した。European Green Deal では、「2050 年までの GHG 排出量の実質ゼロ（気候中立）」「経済成長と資源利用のデカップリング」「誰もどの地域も置き去りにしないこと」が主要な目標として掲げられている。

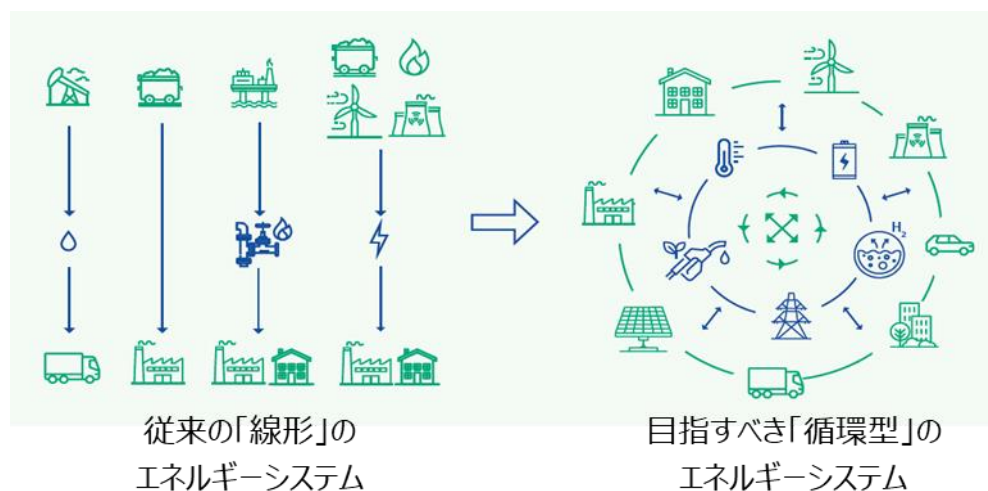
エネルギーの生産と使用は、EU の GHG 排出量の 75%以上を占めることから、エネルギーシステムの脱炭素化は、European Green Deal において重要な位置づけとされており、クリーンエネルギーへの移行促進が図られている。また、エネルギー分野では以下の 7 分野に注力するとしている。

- 相互接続されたエネルギーシステムとより統合されたグリッドの構築
- 革新的な技術と最新のインフラの促進
- 製品のエネルギー効率と環境配慮デザインの向上
- ガスセクターの脱炭素化とセクター間の統合の促進
- 消費者の権限の強化とエネルギー貧困への対処
- EU のエネルギーの基準と技術の世界レベルでの促進
- 洋上風力の開発

これらの分野の中で、脱炭素ガスに係るものとして「エネルギーシステムの統合」と「ガスセクターの脱炭素化」が挙げられ、European Green Deal の一環として、2020 年 7 月に「Energy System Integration Strategy」、「Hydrogen Strategy」が発表された。両者については下記の通りである。

(1) Energy System Integration Strategy

欧州委員会は 2020 年 7 月に、「Energy System Integration Strategy」を発表した。本戦略では、図 2-1 で示すように、電気、熱・冷熱、ガス、固体・液体燃料などのエネルギーキャリアとしての相互リンク、建物・運輸・産業などの最終用途セクターの相互リンクを図ることで、エネルギーシステム全体を最適化することを目指している。



(出所) 欧州委員会「EU strategy on energy system integration」より、
みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

図 2-1 従来のエネルギーシステムと目指すべき将来のエネルギーシステム

また、本戦略の特徴は以下の 3 点である。

1. 廃棄エネルギーを回収して再利用する、より効率的な循環型システム
2. 産業、建物の暖房、輸送などの最終用途部門における、より直接的な電化を伴うクリーンな電力システム
3. 重工業や運輸などの電化が困難なセクターにおける最適なクリーン燃料システム

3 点目の電化が困難なセクターにおける最適なクリーン燃料システムとしては、再生可能燃料（バイオ燃料、バイオメタン、バイオガス、水素）の利用が想定されており、CCS の重要性にも触れられている。さらに、再エネと組み合わせて CO₂ を恒久的に貯蔵する手法として、合成ガス・合成燃料の生産・利用も有効であることが整理されている。他方で、合成燃料が完全にカーボンニュートラルであることを証明するためには、大気やバイオマスを起源とした CO₂ を原料にすることが必要であるとされており、合成燃料の生産に伴う排出と除去を適切にモニター・報告・説明し、実際のカーボンフットプリントを正しく反映することが重要であると整理されている。

(2) Hydrogen Strategy

欧州委員会は 2020 年 7 月に、「Hydrogen Strategy」を発表した。本戦略では、下表で示す通り、水素の導入ロードマップが提示されている。水素の中でも、特に再生可能エネルギー由来の電力を用いて生成する再生可能水素（グリーン水素）の導入に注力していくものと考えられる。

表 2-1 Hydrogen Strategy における水素導入ロードマップ

時間軸	導入目標など
～2024 年	• 2024 年までに、再生可能水素を生産するための電解設備を少なくとも 6GW 設置
2025～2030 年	• 再生可能水素を生産するための電解設備を少なくとも 40GW 設置 • 再生可能水素を 1000 万トン生産
2030～2050 年	• 再生可能水素を脱炭素化が困難な部門において、再生可能水素を大規模に導入。 • 再エネ電力の 1/4 が再生可能水素の生産に用いられることを見込み、再エネ電力の増加が必要。

（出所）欧州委員会「A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe」より、
みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

また、本戦略では、水素由来の合成燃料の導入についても記述されており、水素導入ロードマップの第 3 段階（2030～2050 年）において、水素とカーボンニュートラルな CO₂ に由来する合成燃料が、航空・海運・脱炭素が困難な産業や商業設備などのセクターで幅広く浸透する可能性があることが整理されている。

2.1.2. Fit For 55

欧州委員会は 2021 年 6 月に、欧州気候法を採択し、2050 年カーボンニュートラルと 2030 年 GHG 排出量 55%削減（2019 年比）を拘束力のある目標として法制化した。それに続き、欧州委員会は 7 月に、この新しい目標を達成するための政策パッケージ「Fit for 55」を発表した。

Fit for 55 には、再生可能エネルギー指令（RED: Renewable Energy Directive）の改正案、欧州排出権取引制度（EU-ETS）の改正案、炭素国境調整措置（CBAM）の規則案、エネルギー効率化指令（Energy Efficiency Directive）の改正案、などが含まれている。

そのうち、脱炭素ガスに係るものとして、再生可能エネルギー指令、欧州排出権取引制度について後述する。

(1) 再生可能エネルギー指令（RED）の改正

再生可能エネルギー指令（RED : Renewable Energy Directive）とは、EU 加盟国に対し

て再エネ導入の目標設定を求める法的枠組みである。2009 年に RED I を発効し、2018 年 12 月に RED II が発効されており、2021 年 7 月には Fit for 55 の一つとして、RED II の改正案（以下、RED III 案）が発表されている。本項では、RED II と RED III 案について整理した。なお、RED III 案は、2022 年末までに EU として採択される予定である。

RED II と RED III 案の目標は、下表の通りである。RED II では、EU 域内の最終エネルギー消費量における再エネ割合を 2030 年までに 32%以上にすることを目標としている。また、運輸部門、冷暖房部門、地域冷暖房部門の各部門において再エネ割合の数値目標を定めており、各国にその達成を求めている（ただし冷暖房部門の目標は努力目標）。加えて、運輸部門においては、先進的なバイオ燃料・バイオガスの導入目標を設定している。

一方で、RED III 案では EU 域内の再エネ割合目標を 2030 年までに 40%以上にする目標を掲げており、目標水準を大きく引き上げる案を提示している。加えて、冷暖房部門、地域冷暖房部門における再エネ割合の目標を引き上げ、運輸部門の再エネ導入目標については、再エネ割合から GHG 排出強度の指標に変更したうえで、水準を引き上げることを提案している。また、建築部門における再エネ導入目標の新設、運輸部門における非バイオマス由来の再生可能燃料（RFNBO: Renewable Liquid and Gaseous Transport Fuels of Non-Biological Origin）の導入目標の設定、産業部門における再エネ導入目標の新設並びにグリーン水素の導入目標の新設を提案している。

表 2-2 RED II と RED III の主な数値目標

部門	RED II	RED III 案
EU 全体	● EU 域内の最終エネ消費量における再エネ割合を 2030 年までに 32%以上に増加。	● EU 域内の最終エネ消費量における再エネ比率を 2030 年までに 40%以上に増加。
運輸部門	● 再エネ割合を 2030 年までに 14%以上に増加。 ● 先進的なバイオ燃料・バイオガスの割合を、2022 年までに 0.2%以上、2025 年までに 1%以上、2030 年に 3.5%以上に増加	● GHG 排出強度を 13%以上削減。 ● 先進的なバイオ燃料・バイオガスの割合を、2022 年までに 0.2%以上、2025 年までに 0.5%以上、2030 年までに 2.2%以上に増加※。 ● RFNBO の割合を 2030 年に 2.6%以上に増加。
産業部門	—	● 再エネ割合を毎年 1.1 ポイント以上増加。 ● 水素消費のうち 50%を RFNBO にする。
建築物部門	—	● 再エネ割合を 2030 年に 49%に増加（努力目標）。
冷暖房部門	● 再エネ割合を毎年 1.3 ポイント増加（努	● 再エネ割合を毎年 1.1 ポイント増加。

部門	RED II	RED III 案
	力目標)。	
地域冷暖房 部門	● 再エネ+廃熱の割合を毎年 1 ポイント以上増加。	● 再エネ+廃熱の割合を毎年 2.1 ポイント以上増加。

(出典) 欧州委員会「Directive (EU) 2018/2001」「Directive (EU) 2018/2001 および Regulation (EU) 2018/1999 の改正案」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

下記にて、RED II・RED III 案における CR 燃料の位置づけ（定義、各目標における CR 燃料に関する記述・算定ルール等）、RED III 案における事業者の反応を整理した。

①RED II における CR 燃料の位置づけ

i. CR 燃料の定義

再生可能エネルギー指令（RED : Renewable Energy Directive）では、CR 燃料を定義することで、再エネ割合目標のなかで導入促進を図っているものと考えられる。

特に RED II では、再生炭素燃料（RCF: Recycled Carbon Fuel、以下 RCF と呼称）と非バイオ由来の再生可能燃料（RFNBO: Renewable Liquid and Gaseous Transport Fuels of Non-Biological Origin、以下 RFNBO と呼称）について、以下のように定義されている。

- RCF : 資源回収に適さない再生不可能な液体または固体の廃棄物の流れから生産される液体・気体燃料。もしくは、産業施設の生産プロセスにおける再生不可能な廃棄物処理ガスおよび排ガスから生産される液体・気体燃料。
- RFNBO : バイオ燃料やバイオガス以外の輸送分野で使用される液体・気体燃料で、バイオマス以外の再生可能資源に由来する燃料。

RFNBO は、輸送分野で使用される燃料として、使用用途が限定された形で定義されているのが特徴であると考えられる。ともに、具体的にどのような燃料が該当するかについては、明言されていないが、合成メタンはその製造方法によって RCF・RFNBO のどちらにも該当し得る燃料であると考えられる。

ii. 各目標における CR 燃料に関する記述

RCF・RFNBO の導入は、運輸部門の再エネ導入目標の中で促進が図られている。ここで、運輸部門の再エネ割合目標とは、2030 年までに運輸部門の最終消費エネルギー量における再エネ割合を 2030 年までに 14%にするという目標であり、各国に対して拘束力を持った目標として設定（RED II 25 条に記載）されており、この目標の再エネ消費量として、運輸部門における RCF・RFNBO の消費量を組み込むことができるというルールが設定（RED II 27 条に記載）されている。また、本目標の再エネ消費量を算定する際には、道路輸送における再エネ電力は 4 倍、鉄道輸送における再エネ電力は 1.5 倍、先進的なバイオ燃

料・バイオガスは 2 倍、航空・海運に供給された燃料は 1.2 倍と、実際の供給量に重みづけした値として算定することができる旨が RED II 27 条に記載されている。

iii. 各目標における CR 燃料の算定ルール

運輸部門の再エネ導入目標に組み込むことができる RCF・RFNBO には、GHG 排出削減量と再エネ追加性に関して、下表の基準が設けられている。

GHG 排出量の基準は以下の通りである。

表 2-3 RED II における RCF・RFNBO の GHG 排出削減量及び再エネ追加性の基準

	GHG 排出削減量の基準	再エネ追加性の基準
RCF	- RCF の LC-GHG 排出削減量（LC：ライフサイクル）の最低閾値は未定。2021 年 1 月 1 日までに委任法で決める予定（現時点で未発表、RED III 案で言及）。 - RCF の LC-GHG 排出削減量の算定方法は未定で、2021 年 12 月 31 日までに委任法で決める予定（現時点で未発表）。	—
RFNBO	- RFNBO は、その LC-GHG 排出削減量が 70%以上である場合に各目標に組み込める（2021 年 1 月 1 日以降）。 - RFNBO の LC-GHG 排出削減量の算定方法は未定で、2021 年 12 月 31 日までに委任法で決める予定（現時点で未発表）。	- RFNBO の生産に用いられる電力に占める再エネ割合は、加盟国内における 2 年前の再エネ割合とする。 - RFNBO 生産設備が再エネ発電設備と直接接続されている場合は、以下の 2 つの追加性基準を満たす際に再エネ電力として認められる。 ➤ RFNBO 生産設備の設置と同年またはそれ以降の稼働の場合 ➤ 系統につながっていない再エネ発電設備であること。または、系統につながっている再エネ設備の場合は RFNBO 生産設備に供給している電力が系統から取り出した電力ではないことが証明できること - RFNBO 生産設備が系統と直接接続

	GHG 排出削減量の基準	再エネ追加性の基準
		されている場合は、以下の 2 つの基準を満たせば再エネ電力として認められる。 ➤ 再生可能資源のみから生産され、再生可能特性やその他の適切な基準を満たしていることが実証されること ➤ 再生可能特性が最終消費者において 1 度限り主張されていること • 基準の詳細については 2021 年 12 月 31 日までに委任法で決定される予定（現時点で未発表）。なお、現時点では、GO などの証書が付与された系統電力が認められるか等是不透明な状況

（出典）欧州委員会「Directive (EU) 2018/2001」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

②REDⅢ案における CR 燃料の位置づけ

i. CR 燃料の定義

REDⅢ案では、REDⅡにおける RFNBO の定義を見直し、「バイオマス以外の再生可能資源に由来する液体・気体燃料」とすることで、運輸部門の限定利用を解除することを提案している。REDⅡとは異なり、幅広い分野における RFNBO の利用を想定したものであると考えられる。また、バイオ燃料、バイオ液体燃料、バイオマス燃料、RFNBO の総称として、再生可能燃料（Renewable Fuel）という名称を新たに追加している。なお、RCF の定義に関して修正はされていない。

ii. 各目標における CR 燃料に関する記述

RCF と RFNBO に係る REDⅢ案の目標は下表の通りである。REDⅡとは異なり、RFNBO の利用を運輸部門に限定しなくなったことから、RFNBO は冷暖房部門、地域冷暖房部門、建築部門、産業部門においても再エネ目標が設定される形となった。

他方、運輸部門においては、RFNBO の導入目標が新たに設定されており、REDⅡから引き続いて、RFNBO は運輸部門での利用を期待した燃料であることが考えられる。なお、航空・海運に供給される RFNBO は 1.2 倍に重みづけ可能ということから、同分野での導入促進が図られているものと考えられる。

また、産業部門の水素の導入目標として、「産業部門における最終エネルギー消費および非エネルギー目的に使用される水素消費量のうち、RFNBO の割合を 2030 年までに 50%にする」という新たな目標を設定している。RFNBO における水素とは、グリーン水素であると想定されることから、産業部門における水素のうち、2030 年時点でグリーン水素の割合を 50%にする目標であると捉えることができる。

表 2-4 REDⅢ案における RCF・RFNBO に関わる目標

部門	概要	捕捉	参照
電力部門	● EU 域内全体で、最終エネ消費量における再エネ割合を 2030 年までに 40%以上に増加。	● 目標割合の中に、発電部門で消費した RFNBO 由来エネルギーを組み込めるが、RFNBO 生産に用いた再エネ電力量は除外	2、7 条
運輸部門	● GHG 排出強度を 2030 年までに 13%以上削減する。	● 目標達成のためバイオマス燃料・バイオガス、RFNBO、RCF を導入。	25 条
	● 供給エネルギーにおける RFNBO の割合を、2030 年までに 2.6%以上にする。	● 航空・海運に供給される先進的なバイオ燃料・バイオガスと RFNBO の割合は、実際の消費量の 1.2 倍にして算定。	25、27 条
冷暖房部門	● 再エネ割合を毎年 1.1 ポイント以上増加させる。	● 目標割合の中に、冷暖房部門で消費した RFNBO 由来エネルギーを組み込める。 ● 目標水準は 2021～2025、2026～2030 年の年平均。	7、23 条
地域冷暖房部門	● 再エネ+廃熱の割合を毎年 2.1 ポイント以上増加させる。	● 目標割合の中に、地域冷暖房部門で消費した RFNBO 由来エネルギーを組み込める。 ● 目標水準は 2021～2025、2026～2030 年の年平均。	7、24 条
建築物部門	● 2030 年における再エネ割合を 49%以上にする。(努力目標)	● 目標割合の中に、冷暖房で消費した RFNBO 由来エネルギーを組み込める。	7、15a 条
産業物部門	● 再エネ消費量を、2030 年まで毎年 1.1 ポイント以上増加させる。(努力目標)	● 目標対象は、最終エネルギー消費および非エネルギー目的に使用される消費量で、産業部門で消費した RFNBO 由来エネルギーを組み	22a 条

部門	概要	捕捉	参照
		込める。 ● 目標水準は 2021～2025、2026～2030 年の年平均。	
	● 水素消費量における RFNBO の割合（＝グリーン水素）を 2030 年までに 50%にする。	● 目標対象は、最終エネルギー消費および非エネルギー目的に使用される水素消費量。	22a 条

（出典）欧州委員会「Directive (EU) 2018/2001 および Regulation (EU) 2018/1999 の改正案」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

iii. 各目標における CR 燃料の算定ルール

RED II と同様に、各目標に組み込むことが可能な RCF・RFNBO には、GHG 排出削減量及び再エネ追加性の基準が設定されている。RCF の GHG 排出削減量の基準としては、LC-GHG 排出削減量が 70%であることが初めて明記されたが、その他の点については、RED II から修正点はない。

③REDIII案に対する事業者の反応

REDIII案に対して、ドイツの Electrochaea 社¹は、以下のような意見を発表している。

- 運輸部門に限らず他の部門においても RFNBO の定義を拡張したことを評価。
- RFNBO・RCF の GHG 排出削減量の最低閾値が 70%である点について、RED II で示された化石燃料の排出原単位・94gCO₂/MJ に対するものであるかどうかを明確に記述すべきである。また、RFNBO・RCF の GHG 排出削減量の算定方法を明確にすべきである。
- REDIII案の AnnexIIIには、各分野の再エネ割合や GHG 排出強度を算定する際に用いる、各燃料のエネルギー含有量（MJ/kg および MJ/L）が掲載されているが、化石由来天然ガスと再生可能資源由来のメタンにおける数値が掲載されておらず公表を求める。

(2) 欧州排出量取引制度（EU-ETS）の改正

欧州排出量取引制度（EU-ETS）は、2005 年から導入が開始された EU 域内における排出量取引制度である。第 1 フェーズ（2005-2007 年）、第 2 フェーズ（2008-2012 年）、第 3 フェーズ（2013-2020 年）を経て、現在は第 4 フェーズ（2021-2030 年）の期間となっている。第 4 フェーズの概要については下表の通りであり、第 3 フェーズと比較し CAP や排出枠の割り当て量の削減が強化されている。

¹ バイオメタネーション技術を使い、グリーン水素と CO₂ から合成メタン（e-methane）を生産しているドイツの事業者

表 2-5 EU-ETS の第 4 フェーズの概要

対象	■国：EU 加盟国 27 か国に EEA-EFTA 国の 3 か国を加えた 30 か国 ■ガス：CO₂、N₂O、PFCs ■部門：発電、産業（石油精製、鉄鋼、製鉄、アルミニウム、金属、セメント、石灰、ガラス、セラミック、パルプ、紙、段ボール、有機化合物製造）、航空（EEA 内発着の運航）
カバー率	■EU 域内の年間排出量の約 40%
CAP 設定	■航空以外：2021 年は 1,572MtCO₂e、2030 年まで毎年 2.2%削減。 ■航空：2021 年は 38MtCO₂e、2030 年まで毎年 2.2%削減。
割当方法	■発電 - すべて有償割当（オークション） ■産業 - 基本は有償割当（オークション）で、一部は無償割当（ベンチマーク方式） - ベンチマーク方式で算出された排出枠の約 30%が無償割当される - 無償割当の割合は、2026 年以降 30%から徐々に削減し、2030 年には 0%にすることで有償割当に完全移行する形 - 各業種に設定されるベンチマーク値は、初期値が年 2 回更新され、毎年 0.2～1.6%削減 - 炭素リーケージが高いと判断された 63 業種については、無償割当（ベンチマーク方式）で算出された排出枠の 100%を割当 ■航空 - 航空部門に設定された CAP の 82%を無償割当（ベンチマーク方式）、15%を有償割当（オークション）で割当
オークション収入	■オークション収入のうち少なくとも 50%を気候変動対策に充てる必要あり ■オークション収入をもとに、CCU/CCS を支援する「イノベーションファンド」と、低所得加盟国のエネルギーシステムを支援する「近代化基金」を設置

（出所）欧州委員会「Directive (EU) 2018/410」をもとにみずほリサーチ&テクノロジーズが作成

欧州委員会は、2021 年 7 月に発表した Fit for 55 の関連施策の一つとして、EU-ETS の改正案を提示した。その概要は下表の通りであり、第 4 フェーズの内容よりもさらに割当量が引き上げられているほか、対象分野が拡大していることが特徴である。なお、改正案の最終ドラフトは 2022 年 6 月に採択される見通しである。

表 2-6 EU-ETS 改正案の概要

対象	■部門 2023 年から段階的に海運事業者への拡大を予定（EU 域内の内航便の全排出、EU 域内の外交便の排出の 50%） - 建築・道路輸送分野の燃料供給事業者への ETS の導入（2026 年以降） - 社会的影響緩和のため、オークション収入の約 25%を社会気候基金（Social Climate Fund）に充当し、脆弱な家庭や零細企業の支援に活用
CAP 設定	■削減率を毎年 2.2%→4.2%に引き上げ
割当方法	■産業 - ベンチマーク値の毎年の削減率の最大値を 2.5%に引き上げ - 炭素リーケージが高いと判断された 63 業種について、無償割当（ベンチマーク方式）の割合を 100%から 2026 年以降毎年 10%削減し、2035 年には有償割当に完全移行 ■航空 - 無償割当される排出枠のうち、2024 年には 25%、2025 年には 50%、2026 年には 75%を有償割当（オークション）に切り替えて、2027 年までに有償割当に完全移行。 - EU-ETS 対象外の航空については、CORSIA が適用されることを想定
オークション収入	- 加盟国はオークション収入のすべてを、気候変動対策に充てる必要あり 「近代化基金」「イノベーションファンド」に充てる資金を増強

（出所）欧州委員会「COM（2021）551」をもとにみずほリサーチ&テクノロジーズが作成

下記にて、EU-ETS 改正案における脱炭素燃料に関する記述、改正案の CO₂ 計上方法に対する事業者の反応を整理した。

①EU-ETS における脱炭素燃料に関する記述

EU-ETS 改正案では、RFNBO・RCF における CO₂ 排出量の計上方法について、以下の整理が行われている。

- EU-ETS の対象となる活動において、CO₂ を用いて RFNBO 及び RCF を生産する場合は、その CO₂ 排出量は当該活動のもとで算定されるべきである。
- RFNBO・RCF からの排出される CO₂ については二重計上を回避する。
- RED II における RFNBO・RCF の扱い方も踏まえて、算定方法の調整を進める。

上記の通り、EU-ETS においては、RFNBO・RCF の原料となる CO₂ は、RFNBO の消費側ではなく、原排出者が計上することとし、EU-ETS の償却義務の対象とする方針が示されている。

②改正案の CO2 計上方法に対する事業者の反応

Electrochaea 社は、上記の EU-ETS における RFNBO・RCF の CO2 計上方法に対して以下の意見を発表している。

- RFNBO の原料となる CO2 は、RFNBO の消費側ではなく、原排出者が計上することとし、EU-ETS の償却義務の対象とすることについて賛成である。
- 再生可能燃料の生産時の CO2 排出量を EU-ETS により償却した場合、その排出削減分を REDⅢ案における RFNBO の GHG 排出削減量の最低閾値である 70%に組み込むか否かを、明確にする必要がある。

上記の通り、Electrochaea 社は、EU-ETS 改正案における RFNBO の排出量計上方法について賛成の態度を表明している。Electrochaea 社は RFNBO の販売企業であると考えられるため、RFNBO 燃焼時の CO2 排出量がゼロとしてカウントされる算定方法を歓迎しているものと想定される。

一方、EU-ETS の償却と REDⅢ案の GHG 排出削減量の関係については明確にすべきであると表明している。これは、EU-ETS で RFNBO の原料となる CO2 排出量を償却した場合、その償却分を REDⅢ案が定める RFNBO の排出削減割合の中に組み込むか否かという点について言及したものである。この議論の結果次第では、REDⅢ案が定めている排出削減割合の基準の達成難易度が大きく変わることが予想され、重要な論点であると考えられる。

2.1.3. Hydrogen and Decarbonised Gas Package

欧州委員会は 2021 年 12 月に、Fit for 55 に続く政策パッケージの第 2 弾として、「Hydrogen and decarbonized gas markets packages」（以下、EU ガスパッケージ）を発表した。本パッケージは、ガス規制・ガス指令の改正案、建築物エネルギー効率指令（Energy performance of Buildings Directive）の改正案、メタン排出規制案などが含まれている。

そのうち、脱炭素ガスに係る制度として、ガス規制・ガス指令の改正案について後述する。

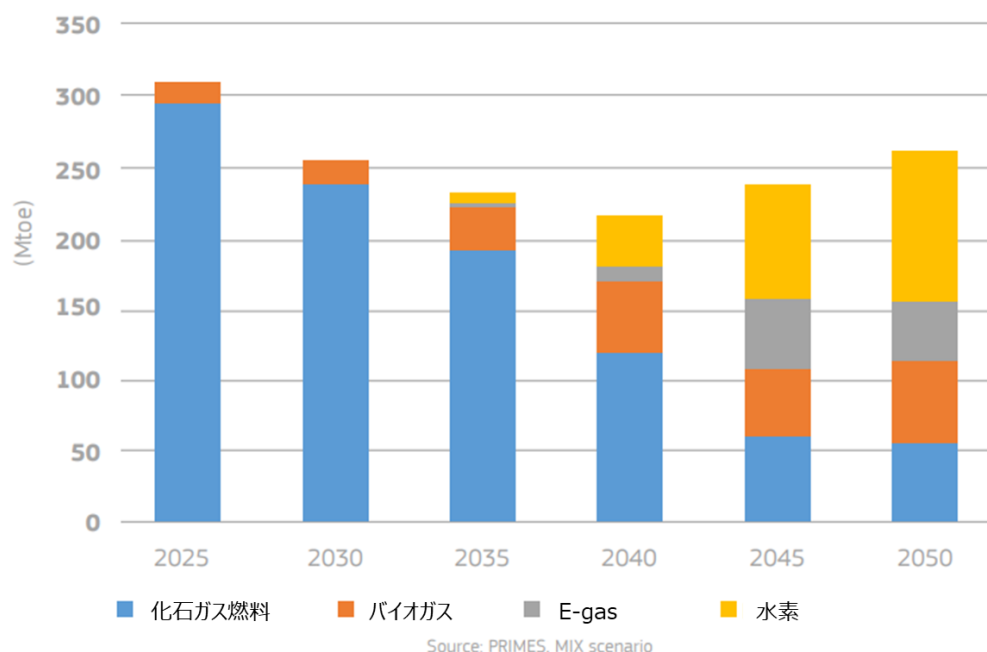
(1) ガス規制・ガス指令の改正案

EU ガスパッケージでは、ガス規制（Gas Regulation）とガス指令（Gas Directive）の改正案が提示されている。ここで、規制とは「EU 全体に適用される拘束力のある法令」であり、指令とは「各加盟国がその内容を国内法として制定することが求められる法令」である。

本パッケージでは、欧州においてエネルギー分野の脱炭素化を進める上では電化が最も効率的であると位置づけられている。他方で、産業部門や運輸部門等の一部のセクターでは電化が困難であり、ガスの脱炭素化が重要であるということが明記されている。

なお、ガスの脱炭素化を進めるためには、ガス消費の大部分を天然ガスから再生可能ガス・低炭素ガスへ移行することが重要であると考えられている。具体的には、2050 年にはガス消費の 2/3 を再生可能ガスと低炭素ガスで構成し、残り 1/3 を CCS・CCU 付きの化石燃料由来ガスで構成することが想定されている。EU ガスパッケージにおける Factsheet においても、下図で示すように、2050 年時点では、大部分が、バイオガス・合成メタンが該当すると考えられる E-gas・水素で構成されることが示されている。

一方で、天然ガスについても移行期のエネルギーとして重要であるということが併せて整理されている。



(出所) 欧州委員会「Factsheet - Gas Markets」より、
みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

図 2-2 2050 年における総ガス燃料消費量の内訳

下記にて、ガス指令における再生可能ガス・低炭素ガスの定義、ガス規制・ガス指令における改正内容、再生可能ガス・低炭素ガスの認証制度について整理した。

①再生可能ガス・低炭素ガスの定義

ガス指令の改正案では、ガスの脱炭素化を進めるガス燃料として、再生可能ガス (Renewable gases) と低炭素ガス (Low-carbon gases) を以下のように定義している。低炭素ガスの GHG 排出削減基準については、2024 年 12 月 31 日までに算定方法を規定する委任法を採択する予定である。

- 再生可能ガス：RED で定義された RFNBO、バイオガス
- 低炭素ガス：RCF (RED で定義)、低炭素水素、低炭素水素由来の合成燃料のうち、GHG 排出削減割合が 70%以上であるガス燃料

②ガス規制とガス指令の改正内容

ガス規制とガス指令の改正案では、再生可能ガスと低炭素ガスの導入を促進するために、主に 4 つの分野において提案がなされており、詳細は以下の通りである。

ア) 水素専用のインフラと市場の整備

- 水素ネットワーク事業者は、すべてのネットワーク利用者に無差別にサービスを提供（規制 6 条）
- 水素ネットワークは、Entry-Exit システムを採用（規制 6 条）
- 水素ネットワーク事業者は、各ネットワークポイントの料金を公表（規制 6 条）
- ENNOH（The European Network for Network Operator of Hydrogen）を設立（規制 40 条）
- ENNOH は、ネットワークコードの策定、EU 全体の水素の 10 年ネットワーク開発計画（TYNDPs: Ten-Year Network Development Plans）の策定などを実施（規制 40、42、43 条）
- TSO と同様に、各加盟国が水素ネットワーク事業者を認定する制度を導入（指令 65 条）

イ) 再生可能ガス・低炭素ガスの既存ネットワークへのアクセス促進

- 再生可能ガス・低炭素ガスの定義に従った認証制度を実施し、事業者は順守していることが分かる情報提供が必要（指令 8 条）
- 再生可能ガス・低炭素ガスを、製造設備及び貯蔵設備から注入する際のネットワークアクセス料金を 75%割引（規制 16 条）
- 加盟国間の相互接続点において、再生可能ガス・低炭素ガスのネットワークアクセス料金を 100%撤廃（規制 6 条、16 条）
- TSO は 2025 年 10 月から、加盟国間の相互接続点において最大 5%の水素ガスを混合（規制 20 条）
- TSO は、LNG 事業者、貯蔵事業者、DSO、水素事業者、地域冷暖房インフラ、電力事業者などから提供された情報をもとに、電気・ガス・水素の統合システムを想定した 10 年ネットワーク開発計画を作成（指令 51 条）
- 排出削減策を講じていない天然ガスの長期供給契約を、2049 年を超えて延長することを禁止（指令 27 条）

ウ) 消費者の権限強化・保護

- 加盟国は、消費者が自由に選択した供給事業者からガスを自由に購入できる状況を確保（指令 3 条）
- 加盟国は消費者に対し、供給事業者の切り替えにかかる時間の短縮化、供給事業者の比較ツールの提供を実施（指令 11、12 条）
- 加盟国は、プロシューマーが市場に参加することを確保（指令 11 条）
- 加盟国は、天然ガス及び水素用のスマートメーター導入を促進する（指令 16、17 条）

エ) 天然ガスの供給確保

- ガス供給の安定性を確保するために、加盟国間で自主的なガスの共同調達・共同備蓄を許可（指令 7a-2 条）

ア) は、水素専用のインフラと市場の整備である。現行のガス規制・ガス指令では整備されていなかった、「水素ネットワーク」や「市場運営に関する EU 共通ルール」を提案している。イ) は、再生可能ガス・低炭素ガスの既存ネットワークへのアクセス促進である。再生可能ガス・低炭素ガスが既存のガス市場、ガスインフラへのアクセスを容易にするうえでの参入障壁を取り除くため、ネットワーク料金の割引などを通じて、アクセスを促進するルールを提案している。また、このルールを運用するため、再生可能ガス・低炭素ガスの認証制度の導入も提案している。ウ) は、消費者の権限強化と保護である。電力と比べて、ガスにおいては消費者の権限・保護が十分でないと言及しており、それらを強化する提案を行っている。エ) は、天然ガス供給の安定性確保である。ガス価格の高騰が続く EU にとって喫緊の課題であるガス供給の安定性を確保するための方策についても提案している。

③再生可能ガス・低炭素ガスの認証制度の導入

前述のように、指令 8 条では、再生可能ガス・低炭素ガスの認証制度の導入を提案している。その詳細は、RED の 29 条、30 条を参照し、以下のように定められている。

GHG 排出削減基準

- GHG 排出削減量が 70%以上であることを示す。
- GHG 排出削減量の評価方法は、欧州委員会が後ほど委任法で規定する。

基準への適合の証明方法

- 事業者は以下に示すマスバランス方式を用いて、持続可能性基準および GHG 排出量削減基準を満たしていることを示す。

マスバランス（物質収支）方式

Chain of Custody の手法の一つであり、ある特性を持つ原料の投入量に応じて、ある工程を経て出力された製品に特性を付与する手法である。特性が異なる原料が物理的に混在することになるが、ある特性を持つ原料の投入量と出力量の収支を一致させることで、原料のトレーサビリティを確保する手法である。本認証制度では、マスバランス方式を利用し、排出削減割合や生産方法（=持続可能性特性）が異なるガス燃料及びその原材料が混合した場合においても、再生可能ガス・低炭素ガスのトレーサビリティを確保することを目指すものと考えられる。

2.1.4. EU Taxonomy

EU Taxonomy（以下、EU タクソノミー）とは、EU におけるサステナブルな経済活動のリスト・閾値を提供するものである。EU タクソノミーの策定は、サステナブルな経済活動を明確にすることで、対象活動への官民の資金を導入することが目的である。

以下では、これまでの経緯、気候委任法における CR 燃料に関する記述、補足委任法草案における天然ガスに関する記述、EU タクソノミー補足委任法の承認までの経緯を整理した。

(1) これまでの経緯

欧州委員会は、2020 年 6 月に、EU タクソノミー規則を採択し、表 2-7 で示すサステナブルな経済活動として認めるための 4 つの要件を定めた。要件 1 の環境目的への貢献としては、1)その活動自身が環境目的に貢献する活動、2)他の活動が環境目的に貢献することを可能にする活動（Enabling Activity）、3)気候中立的な経済への移行を回避ける活動（Transitional Activity、気候変動緩和目的のみ）の 3 つが定められている。

表 2-7 EU タクソノミーの要件

要件 1	以下の 6 つの環境目的のうち少なくとも 1 つに貢献 ① 気候変動緩和 ② 気候変動適応 ③ 水や海洋資源の持続可能な使用と保全 ④ 循環型経済への移行 ⑤ 汚染防止と制御 ⑥ 生物多様性と生態系の保全と回復
要件 2	他の環境目的に悪影響を及ぼさない（DNSH: Do No Significant Harm、以下 DNSH）
要件 3	技術スクリーニング基準を満たす
要件 4	社会・ガバナンスセーフガードを満たす

（出典）欧州委員会「Regulation (EU) 2020/852」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

2021 年 6 月には、気候委任法が採択され、気候変動緩和・気候変動適応の目的に貢献するサステナブルな経済活動のリストとその技術スクリーニング基準が提示された。

気候変動緩和の目的に貢献する発電部門の活動については、技術スクリーニング基準として「発電に伴う直接 GHG 排出量が 100gCO₂e/kWh 以下」などの基準が定められた。また、気候変動緩和に貢献する経済活動に対する DNSH 基準としては、「直接 GHG 排出量が 270gCO₂e/kWh 以下」などが定められた。一方で、ガス発電、原子力発電についてはこの委任法では含まれず、別途定められる整理がなされていた。

2021 年 7 月には、開示委任法が採択され、本制度において金融機関と一般企業に求める

開示内容が決定した。非金融企業に対してはタクソノミー基準を満たす売上・CapEx・OpExの割合の開示を求め、金融機関に対してはタクソノミーを満たす活動への投資割合の開示を求めるものであった。

(2) 気候委任法における CR 燃料に関する記述

2021 年 6 月に採択された気候委任法では、いくつかの脱炭素ガスに関わる経済活動も気候変動緩和に貢献する活動に挙げられ、技術スクリーニング基準が定められている。具体的には、「水素の利用・生産のための設備製造」「水素、水素由来の合成燃料の生産」「再生可能ガス・低炭素ガスの輸送・配給ネットワーク」「水素貯蔵」「再生可能な非化石燃料を用いた発電」「再生可能な非化石燃料を用いた熱と電力のコージェネレーション」「再生可能な非化石燃料を用いた熱生成」における基準が、以下の通りに定められている。

【技術スクリーニング基準】

水素の利用・生産のための設備製造

- 「水素、水素由来の合成燃料の生産」の技術スクリーニング基準に適合した水素生産のための設備であること

水素、水素由来の合成燃料の生産

- 水素については、LC-GHG 排出削減割合が 73.4%を満たすこと (=LC-GHG 排出量が 3tCO₂e/tH₂ 未満)。合成燃料については、LC-GHG 排出削減割合が 70%を満たすこと (ベースは化石燃料の LC-GHG 排出量 94gCO₂e/MJ)
- 排出削減量は、RED で規定された方法(現時点で未発表)、あるいは ISO14067:2018、ISO14064-1:2018 に則った方法で算定され、独立した第三者に検証されることが必要

再生可能ガス・低炭素ガスの輸送・配給ネットワーク

- 以下のいずれかを満たすこと
 - A) 水素等の低炭素ガス専用の新たな輸送・配給ネットワークの構築・運用
 - B) 既存の天然ガスネットワークの 100%水素への転換・再利用
 - C) 水素及び他の低炭素ガスのネットワークへの統合を可能にするための、ガスの輸送・配給ネットワークの改修(水素及び他の低炭素ガスの混合率の増加を可能にする改修も含む)

水素貯蔵

- 以下のいずれかに該当すること
 - A) 水素貯蔵設備の建設

- B) 既存の地下ガス貯蔵施設の水素専用貯蔵設備への転換
- C) 「水素、水素由来の合成燃料の生産」で規定された基準を満たす水素を貯蔵する設備の運転

再生可能な非化石燃料を用いた発電

- 当該活動からの LC-GHG 排出量が 100gCo2e/kWh 未満であること
- LC-GHG 排出量の算定はライフサイクル環境パフォーマンスの算定方法に関する 2013/179/EU、または ISO14067:2018、ISO14064-1:2018 に則った方法で行い、独立した第三者に検証されることが必要
- メタン漏洩に関して、以下のいずれかの基準を満たすこと
 - A) 建設時に、メタン漏洩などの物理的排出物を監視するための測定装置を設置、または漏洩を検知して修理するプログラムを導入していること
 - B) 運転時に、メタン排出量を物理的に測定・報告し、漏洩しないようにすること
- バイオガス・バイオ燃料を混合している場合は、RED に規定された基準を満たしたバイオマスに由来していること。

再生可能な非化石燃料を用いた熱と電力のコージェネレーション

- 「再生可能な非化石燃料を用いた発電」と同様の基準

再生可能な非化石燃料を用いた熱生成

- 「再生可能な非化石燃料を用いた発電」と同様の基準

(3) 補足委任法草案における天然ガスに関する記述

①補足委任法の概要

2022 年 1 月 1 日に欧州委員会は、原子力発電とガス発電を対象とした補足委任法の草案を発表した。また補足委任法草案の発表に併せて、The Platform on Sustainable Finance と加盟国の Expert Group on Sustainable Finance に対して、2022 年 1 月 21 日までに本草案に対して協議するよう命じている。その後、欧州委員会は協議結果を踏まえて草案を一部修正したうえで、補足委任法を承認した。なお、補足委任法の承認に加えて、開示委任法を改正し、ガスに特化した開示項目を新設し、タクソノミー基準を満たす／満たさないガス活動に関する各指標（売上・CapEx の量・割合など）の開示を各企業に求める改正を行っている。この開示項目の新設により、ガス事業への投資を避けたい投資家にとっては投資先の透明性が確保されることとなった。

本草案ではガス発電に関して、1)化石燃料ガスを用いた発電、2)化石燃料ガスを用いたコージェネレーションシステム、3)化石燃料ガスを用いた地域冷暖房の 3 つの経済活動に対して、定められた技術スクリーニング基準を満たす場合に「Transitional Activities」とし

て気候変動緩和における持続可能な経済活動として認めるものと位置付けている。なお、それぞれの技術スクリーニング基準は以下の通りである。

化石ガス燃料を用いた発電

- 以下のいずれかの基準を満たすこと。なお、基準への適合については、第三者の検証、欧州委員会への報告が必要である
 - A) 発電における LC-GHG 排出量が 100gCO₂e/kWh 未満であること
 - B) 2030 年 12 月 31 日までに建設許可を受けた施設である場合、以下の基準を満たすこと
 - 当該施設の出力エネルギー当たりの直接 GHG 排出量が 270gCO₂e/kWh 未満であること、または 20 年間平均での設備容量あたり年間直接 GHG 排出量が 550kgCO₂e/kW 以下であること
 - 当該活動による発電電力量が同容量でコスト効率的な再生可能エネルギーに代替できないこと
 - 当該活動が化石燃料を使用する既存の高排出発電設備の活動を代替するものであること
 - 当該活動の生産容量が代替された発電施設の生産容量を 15%以上超えないこと
 - 当該施設が再生可能ガス燃料・低炭素ガス燃料との混焼の適合性が実証されていること。2035 年 12 月 31 日までに再生可能ガス燃料・低炭素ガス燃料の 100%使用に切り替えること
 - この設備代替により当該施設の生産容量の存続期間にわたって GHG 排出量が 55%削減されること
 - 当該活動が石炭発電からのフェードアウトを約束している加盟国で行われること
- メタン漏洩に関して以下のいずれかの基準を満たすこと
 - 建設時にメタン漏洩などの物理的排出物を監視するための測定装置を設置、または漏洩を検知して修理するプログラムを導入していること
 - 運転時にメタン排出量を物理的に測定・報告し、漏洩しないようにすること

化石ガス燃料を用いた発電と冷暖房を行う高効率なコージェネレーション

- 以下のいずれかの基準を満たすこと。なお、基準への適合については、第三者の検証、欧州委員会への報告が必要である
 - A) 発電における LC-GHG 排出量が 100gCO₂e/kWh 未満であること
 - B) 2030 年 12 月 31 日までに建設許可を受けた施設である場合、以下の基準を満たすこと

- 熱と電気を別々に生成する場合と比較して、一次エネルギーを 10%以上削減できること
- 当該施設の出エネルギー当たりの直接 GHG 排出量が 270gCO₂e/kWh 未満であること、または 20 年間平均での設備容量あたり年間直接 GHG 排出量が 550kgCO₂e/kW 以下であること
- 当該活動による発電電力量が同容量でコスト効率的な再エネ由来電力に代替できないこと
- 当該活動が化石燃料を使用する既存の高排出発電設備の活動を代替するものであること
- 当該活動の生産容量が代替された発電施設の生産容量を 15%以上超えないこと
- 当該施設が再生可能ガス燃料・低炭素ガス燃料との混焼の適合性が実証されていること。2035 年 12 月 31 日までに再生可能ガス燃料・低炭素ガス燃料の 100%使用に切り替えること
- この設備代替により当該施設の生産容量の存続期間にわたって GHG 排出量が 55%削減されること
- 当該活動が石炭発電からのフェードアウトを約束している加盟国で行われること
- メタン漏洩に関して、以下のいずれかの基準を満たす。
 - 建設時にメタン漏洩などの物理的排出物を監視するための測定装置を設置、または漏洩を検知して修理するプログラムを導入していること
 - 運転時にメタン排出量を物理的に測定・報告し、漏洩しないようにすること

地域冷暖房システムに接続された化石ガス燃料を用いた冷暖房システム

- 以下のいずれかの基準を満たすこと。なお、基準への適合については、第三者の検証、欧州委員会への報告が必要である。
 - A) 冷暖房におけるライフサイクル GHG 排出量が 100gCO₂e/kWh 未満であること
 - B) 2030 年 12 月 31 日までに建設許可を受けた施設である場合、以下の基準を満たすこと
 - 熱エネルギーが、EU の省エネ指令（EED）で定義された高効率な地域冷暖房システムで使われていること
 - 当該施設の出エネルギー当たりの直接 GHG 排出量が 270gCO₂e/kWh 未満であること
 - 当該活動で生成された熱が同容量でコスト効率的な再エネに代替できないこと
 - 当該活動が既存の高排出な冷暖房設備を代替するものであること

- 当該施設の生産容量が、代替された設備の生産容量を超えないこと
- 当該施設が再生可能ガス燃料・低炭素ガス燃料との混焼の適合性が実証されていること。2035 年 12 月 31 日までに再生可能ガス燃料・低炭素ガス燃料の 100%使用に切り替えること
- この設備代替により GHG 排出量が kWh 当たり 55%削減されること
- この設備の改修により、当該施設の生産容量を増加させないこと
- 当該活動が石炭発電からのフェードアウトを約束している加盟国で行われること
- メタン漏洩に関して、以下のいずれかの基準を満たす。
 - 建設時にメタン漏洩などの物理的排出物を監視するための測定装置を設置、または漏洩を検知して修理するプログラムを導入していること
 - 運転時にメタン排出量を物理的に測定・報告し、漏洩しないようにすること

化石燃料ガスを用いた発電に対する技術スクリーニング基準には、2021 年 6 月に採択された気候委任法で定められた基準値と同様、「ライフサイクル GHG 排出量が 100gCO₂e/kWh 未満であること」が定められている。現在の LNG ガス火力発電のライフサイクル GHG 排出量が 599g/kWh²であることと比較すると、この基準値は厳しいものであり、排出された CO₂ の回収または再生可能燃料・低炭素燃料の混合が必要となる基準であると考えられる。

一方で、2030 年 12 月 31 日までに建設許可を受けた発電施設である場合は、「出力エネルギー当たりの直接 GHG 排出量が 270gCO₂e/kWh 未満であること」「年間直接 GHG 排出量が 550kgCO₂e/kW 以下」などの、気候委任法で定められている基準値よりも緩和された水準として設定されている。現在の最も発電効率が良いガス火力発電技術であるガスタービン燃料電池複合発電（GTFC）では、出力エネルギー当たりの直接 CO₂ 排出量が 280g/kWh³であることを踏まえると、この基準値も既存のガス火力発電にとっては厳しい水準となっている。

そのため、これらの基準値を達成するには、直接 GHG 排出量を回収し利用・貯蔵するか、もしくは発電に用いる化石燃料（ガス）に再生可能燃料・低炭素燃料を混ぜる必要があると考えられる。加えて、2030 年までに建設許可を受けた発電設備に対する技術スクリーニング基準には、「2035 年 12 月 31 日までに再生可能ガス燃料・低炭素ガス燃料に 100%切り替えること」も設定されている。そのため、EU タクソノミーにおいても、合成メタンの導入が促進されていると考えられる。

² 電力中央研究所「日本における発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量総合評価」

³ 経済産業省「次世代火力発電に係る技術ロードマップ技術参考資料集」

(4) EU タクソノミー補足委任法の承認までの経緯

2022 年 1 月 1 日に補足委任法草案の情報が公表されてから、2022 年 2 月 2 日に欧州委員会が修正した補足委任法を承認するまで、補足委任法の内容については厳しい反対意見が寄せられていた。具体的には、オーストリア、デンマーク、スウェーデン、スペイン、ルクセンブルク、オランダは、ガス発電をタクソノミーに含めることに対して明確な反対意見を表明しているところである。

また、欧州委員会の指令を受けて協議を実施していた Platform on Sustainable Finance も、補足委任法で提示されたガス発電に関する技術スクリーニング基準は、タクソノミー規則が定めた技術スクリーニング基準よりも低い水準になっている点を指摘している。天然ガスはトランジション期において重要であることを認めつつも、持続可能な活動の基準を示す EU タクソノミーには含めるべきではなく、同機関が 2021 年 7 月に報告書を公表した「拡張タクソノミー」で組み込まれるべきであることを主張している。

2.1.5. RTFO

RTFO (Renewable Transport Fuel Obligation) 制度とは、国内の輸送用燃料供給者に対して再生可能燃料の供給を義務付けている、英国の国内制度であり、2008 年から導入されている。英国が EU に加盟していた時代には、RED における運輸部門の目標達成に寄与する制度として機能していたと想定される。以下にて、本制度の概要、RTFC (renewable transport fuel certificates、以下 RTFC) に関するルール、RTFO における再生可能燃料・次世代燃料の定義、再生可能燃料の持続可能性基準について整理する。

(1) 制度概要

本制度では、輸送用燃料供給事業者に対して「再生可能燃料供給義務」と「次世代燃料目標」の 2 つの義務を課しており、詳細は表 2-8 の通りである。

表 2-8 RTFO の制度概要

対象	45 万 L/年以上の輸送燃料を供給する事業者 - 対象となる輸送は、道路輸送、非道路輸送（トラクターなど）、航空輸送、RFNBO を使用した海運輸送
義務	【再生可能燃料供給義務】 - 持続可能性基準を満たした再生可能燃料の供給割合を 10.679%以上とすること 【次世代燃料目標】 - 持続可能性基準を満たした次世代燃料の供給割合を 0.556%以上とすること
義務達成	① RTFC の償却

方法	② 権利買取価格による支払い (Buy-out)
----	--------------------------

(出所) イギリス政府「Renewable Transport Fuel Obligation: Compliance Guidance 2022」をもとに
みずほリサーチ&テクノロジーズが作成

なお、表 2-9 で示す通り、再生可能燃料供給義務と次世代燃料目標で定められている供給割合は、毎年徐々に引き上げられる予定である。

表 2-9 RTFO における今後の供給割合

供給義務期間	再生可能燃料の供給義務割合	次世代燃料の目標割合
2021 年	10.679%	0.556%
2022 年	12.599%	0.908%
2023 年	13.078%	1.142%
2024 年	13.563%	1.379%
2025 年	14.054%	1.619%
2026 年	14.552%	1.863%
2027 年	15.056%	2.109%
2028 年	15.566%	2.358%
2029 年	16.083%	2.611%
2030 年	16.607%	2.867%
2031 年	17.138%	3.127%
2032 年以降	17.676%	3.390%

(出所) イギリス政府「Renewable Transport Fuel Obligation: Compliance Guidance 2022」をもとに
みずほリサーチ&テクノロジーズが作成

(2) RTFC に関するルール

本制度で設定されている 2 つの義務達成においては、後述の持続可能性基準を満たした再生可能燃料及び次世代燃料の供給によって発行される RTFC という証書が活用されている。RTFC の発行・扱い方のルールは、以下のように定められている。

- ・ 持続可能性基準を満たした再生可能燃料を供給することで RTFC が発行され、再生可能燃料供給義務にて償却することができる
- ・ 以下の再生可能燃料に対しては、2 倍の RTFC が発行される
 - エネルギー作物由来のバイオ燃料
 - 指定された廃棄物・残差物由来のバイオ燃料
 - RFNBO
- ・ 持続可能性基準を満たした次世代燃料を供給すると「次世代燃料 RTFC」が発行さ

れ、再生可能燃料供給義務または次世代燃料目標のいずれかにて償却することができる

- なお、RTFC は他社間で売買することが可能である

(3) 再生可能燃料・次世代燃料の定義

本制度では、以下の 2 種類が再生可能燃料として定義されている。なお、本制度では明確に再生可能水素由来の合成メタンが RFNBO に該当するということが記載されている。

- バイオ燃料
 - 生物起源の原料、廃棄物や残渣物から生成された燃料
- RFNBO
 - 生物起源に由来しない再生可能な液体・気体燃料。
 - バイオマスを除く再エネ（風力、太陽光、地熱、水力）由来の電気または熱を使用して生成される燃料
 - 水及び CO₂ から生成される燃料であり、CO₂ は化石資源由来・生物資源由来・大気由来などが認められる
 - 具体的には、再生可能水素、再生可能水素由来のメタン（合成メタン）、メタノール、エタノール、ケロシンなどが該当

また、本制度では、以下の燃料が次世代燃料として定義されている。

- エネルギー作物由来のバイオ燃料、RFNBO、指定された廃棄物・残渣物由来のバイオ燃料のどれかに該当し、水素・航空用燃料・代替天然ガス（ガス化や熱分解から生産された再生可能メタン）が最低 25%混合されており、BS EN:228（ガソリン規格）または BS EN:550（軽油規格）のいずれかを満たす燃料

(4) 再生可能燃料の持続可能性基準

本制度では、バイオ燃料と RFNBO の GHG 排出削減量基準は以下のように設定されている。

- バイオ燃料
 - 2015 年 10 月 5 日以前の製造設備の場合は、LC-GHG 排出削減量が 55%（=42.3gCO₂e/MJ）。
 - 2015 年 10 月 5 日以降の製造設備の場合は、LC-GHG 排出削減量が 65%（=32.9gCO₂e/MJ）
- RFNBO
 - GHG 排出削減量が 65%（32.9gCO₂e/MJ）

2.1.6. ガス関連の業界団体等の動向

(1) Eurogas

① 概要

1990 年に設立された欧州のガス事業者（ガス卸売、小売、流通）の団体組織である。現在 24 か国、63 企業⁴で構成されている。ヨーロッパの業界関係者、世界のガス生産者、および関連する機関や組織との継続的な対話を通じて、エネルギーミックスにおけるガスの役割を強化することを目指した組織である。なお、以下で示す、優先的に取り組むべき方針（ポリシー）を掲げており、その中で 2050 年カーボンニュートラルや再生可能ガスの規制の枠組みの検討を明示している。

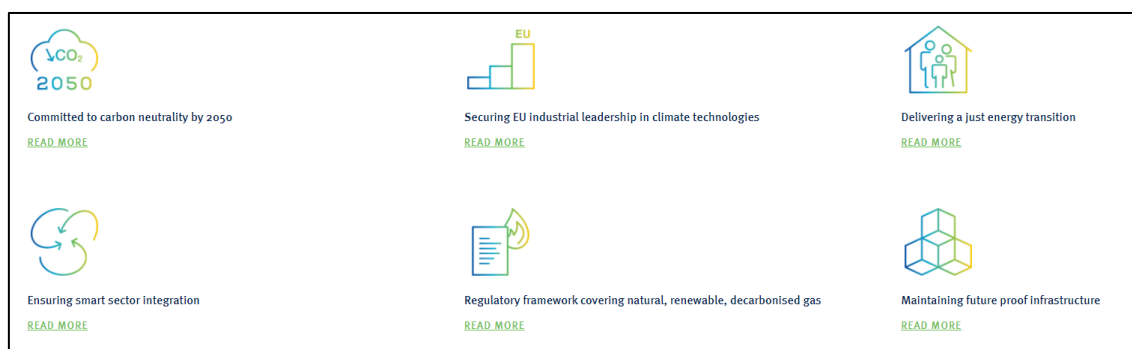


図 2-3 優先的に取り組むべき方針

（出所）Eurogas ウェブサイト

② 構成企業

Eurogas の加盟企業は以下の 63 者である。

表 2-10 Eurogas の加盟企業一覧

分類	企業名
ガス業界団体	ACUE (ルーマニア)、Association Française du Gaz (フランス)、ANIGAS (イタリア)、Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (ドイツ)、Czech Gas Association (チェコ)、Energy Networks Association (イギリス)、Energie Nederland (オランダ)、Energy UK (イギリス)、Fachverband der Gas- und Wärmeversorgun (オーストリア)、SEDIGAS – Asociación Española del Gas (スペイン)、Swiss Association of Gas Industry (スイス)

⁴ 2022 年 3 月時点。

ガス関連事業者	EDA Attikis（ギリシャ）、AIK Energy Group（イギリス）、 Cheniere Marketing International（イギリス）、DCbrain（フランス）、 DEPA COMMERCIAL（ギリシャ）、E.ON（ドイツ）、EDISON（イタリア）、 ENGIE（フランス）、ENI（イタリア）、Enovos Luxembourg（ルクセンブルク）、 Equinor（ノルウェー）、EDIVA（デンマーク）、Galp Gás Natural Distribuição（ポルトガル）、 Gas Networks Ireland（アイルランド）、GASAG（ドイツ）、GasTerra（オランダ）、 Geoplin（スロバキア）、the European Gas Research Group（ベルギー）、 GLAVBOLGARSTI（ブルガリア）、GRDF（フランス）、Holdigaz（スイス）、Italgas（イタリア）、 ITM Power（イギリス）、Kayrros（フランス）、LANDWÄRME GMBH（ドイツ）、 Latvija GAZE（ラトビア）、Locusview（イギリス）、MARCOGAZ（ベルギー）、 Motor Oil Hellas（ギリシャ）、Naftogaz of Ukraine（ウクライナ）、Naturgy（スペイン）、 Neptune energy（オランダ）、Pavilion Energy（スペイン）、PGE Group（ポーランド）、 Picarro（スイス）、REN Portgás Distribuição（ポルトガル）、Repsol（スペイン）、 RWE Supply & Trading（ドイツ）、Sempra Energy（イギリス）、Shell Energy Europe（イギリス）、 Slovenský plynárenský priemysel（スロバキア）、SPP – distribúcia（スロバキア）、The Gas Value Chain Company（ドイツ）、 Thüga（ドイツ）、TotalEnergies（フランス）、Uniper（ドイツ）、Vermilion Energy（イギリス）、 Verbundnetz Gas Aktiengesellschaft（ドイツ）、Wärstilä Corporation（フィンランド）、 Wiener Netze（オーストリア）、Wintershall Dea（ドイツ）、Zukunft Gas（ドイツ）
---------	---

（出所）Eurogas ウェブサイトをもとにみずほリサーチ&テクノロジーズが作成

(2) Gas for Climate

① 概要

ガス業界のゼロエミッション化を検討するため、2017年に欧州の大手ガス TSO11 者と再生可能ガスの団体 2 社で設立された組織である。将来のエネルギーシステムにおける再生可能ガス・低炭素ガスの役割について評価し、認識を高めることを目的としている。

なお、2020年4月に公表した“Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050”では、EU域内のガス需給の見通しを示しており、供給側の大部分がバイオメタン・グリーン水素・ブルー水素で構成されることを想定している。

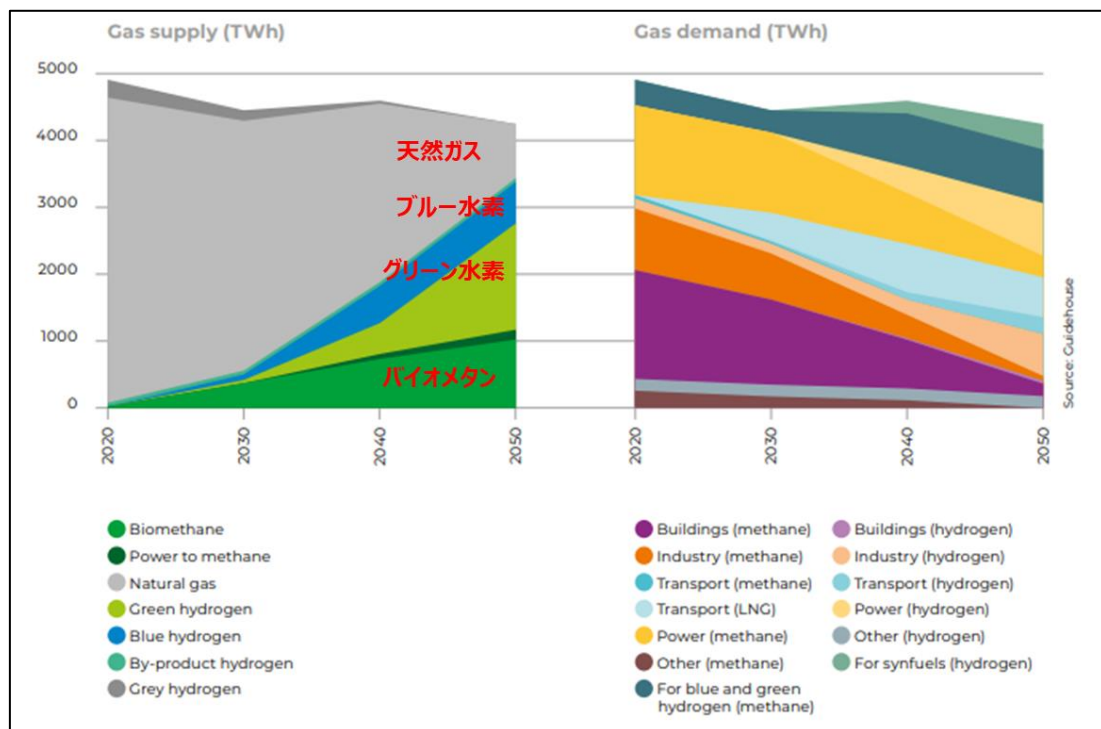


図 2-4 将来のガス需給の見通し

(出所) Gas for Climate ウェブサイトをもとにみずほリサーチ&テクノロジーズが作成

② 構成企業

Gas for Climate に加盟している企業は、以下の通りである。

表 2-11 Gas for Climate の加盟企業一覧

分類	企業名
ガス輸送会社	DESFA (ギリシャ)、Enagás (スペイン)、Energinet (デンマーク)、Fluxys (ベルギー)、Gasunie (オランダ)、GRTgaz (フランス)、ONTRAS (ドイツ)、Open Grid Europe (ドイツ)、Snam (イタリア)、Swedegas (スウェーデン)、Teréga (フランス)
再生可能ガス業界団体	Consorzio Italiano Biogas (イタリア)、European Biogas Association (欧州全域)

(出所) Gas for Climate ウェブサイトをもとにみずほリサーチ&テクノロジーズが作成

(3) ENTSOG

① 概要

欧州の各国 TSO が加盟している団体であり、現在 25 か国 45 の企業と関連パートナー、オブザーバーで構成されている。欧州全体の各国 TSO 間の協力を促進・強化することが使

命である。2020年6月、ゼロエミッション化のロードマップ”ENTSOG 2050 ROADMAP FOR GAS GRIDS”を発表し、将来の電力とガスのカップリングのイメージ等について言及している。

将来の電力とガスをカップリングしたハイブリッドシステムは、エネルギー転換や脱炭素化のコスト削減に寄与すると想定しており、そのためには、電気ガス事業者の役割の明確化やガス規制における変換施設としてのP2Gの定義・検討が課題と認識している。

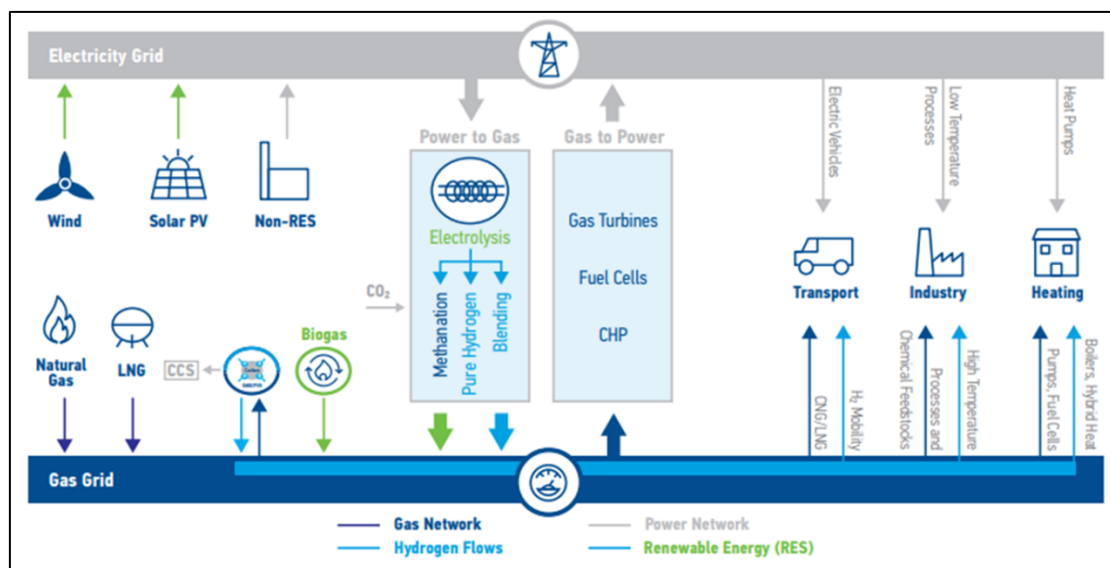
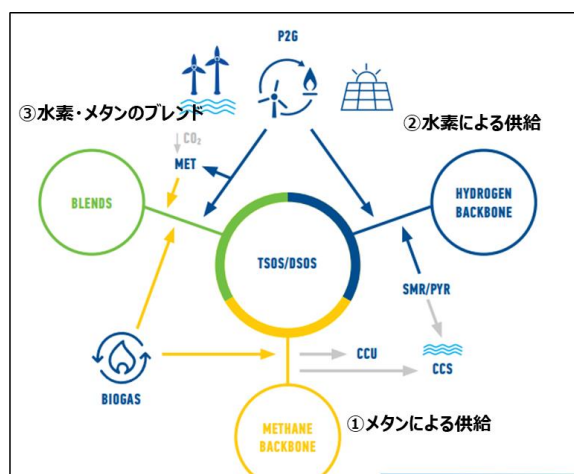


図 2-5 将来の電力とガスのグリッドカップリングイメージ

(出所) Gas for Climate ウェブサイト

なお、”ENTSOG 2050 ROADMAP FOR GAS GRIDS”においては、ゼロエミッション実現時のメタン・水素・両者ブレンドのイメージ等についても言及している。



<①メタンによる供給>

- 引き続きメタンでのガス供給を実施。発酵・熱分解によるバイオメタンが中心となるが、冬季の供給不足等に対応するため天然ガスは引き続き供給可能なシステムとする。
- 夏季にバイオメタン・合成メタンを製造・貯蔵し、冬季に利用する等、年間を通した排出ゼロを目指す。

<②水素による供給>

- 天然ガス・LNG・バイオメタン改質による水素製造、再エネ電解による水素製造、輸入水素の組み合わせを想定。
- ガスパイプラインは完全に水素に対応したものとなる。

<③水素・メタンのブレンド>

- 再エネ電解や天然ガス改質とCCUSの組み合わせによる水素製造が実現可能な地域で水素を一定割合まで混合して供給。
- 現時点でも15-20%程度までは混合可能とみられている。将来的に水素100%となった時点で切り替え可能。

図 2-6 ゼロエミッション社会実現時のイメージ

(出所) Gas for Climate ウェブサイトをもとにみずほリサーチ&テクノロジーズが作成

② 構成企業

ENTSOG に加盟しているガス輸送企業は、以下の通りである。EU が 2009 年に発令した Thrd Energy Package の対象外国（バルト三国など）の事業者は Associated Partners として、第三国（EU の候補国、Energy Community または EFTA のメンバー）の事業者は Observer として参加している。

表 2-12 ENTSOG の加盟企業一覧

分類	企業名
Members	Gas Connect Austria GmbH（オーストリア）、TAG GmbH（オーストリア）、Fluxys Belgium S.A.（ベルギー）、Interconnector Limited（ベルギー）、Bulgartransgaz EAD（ブルガリア）、Plinacro（クロアチア）、NET4GAS, s.r.o.（チェコ）、Energinet（デンマーク）、Gasgrid Finland Oy（フィンランド）、GRTgaz（フランス）、TERÉGA（フランス）、bayernets GmbH（ドイツ）、Fluxys TENP GmbH（ドイツ）、GASCADE Gastransport GmbH（ドイツ）、Gastransport Nord GmbH（ドイツ）、Gasunie Deutschland Transport Services GmbH（ドイツ）、GRTgaz Deutschland GmbH（ドイツ）、terranets bw GmbH（ドイツ）、Thyssengas GmbH（ドイツ）、NEL Gastransport GmbH（ドイツ）、Nowega GmbH（ドイツ）、Ontras Gastransport GmbH（ドイツ）、Open Grid Europe GmbH（ドイツ）、DESFA S.A.（ギリシャ）、FGSZ Natural Gas Transmission Private Company（ハンガリー）、Gas Networks Ireland（ハイルランド）、Infrastrutture Trasporto Gas SpA（イタリア）、Snam Rete Gas S.p.A.（イタリア）、Società Gasdotti Italia S.p.A.（イタリア）、Conexus Baltic Grid（ラトビア）、AB Amber Grid（リトアニア）、Creos Luxembourg S.A.（ルクセンブルク）、Gasunie Transport Services B.V.（オランダ）、BBL Company V.O.F.（オランダ）、Gas Transmission Operator GAZ-SYSTEM S.A.（ポーランド）、REN - Gasodutos, S.A.（ポルトガル）、Transgaz S.A.（ルーマニア）、eustream, a.s.（スロバキア）、PLINOVODI d.o.o.（スロベニア）、ENAGAS TRANSPORTE S.A.U（スペイン）、Regasificadora del Noroeste S.A.（スペイン）、Swedegas AB（スウェーデン）
Associated Partners	Elering AS（エストニア）、Trans Adriatic Pipeline AG（スイス）
Observer	Albgaz（アルバニア）、BH-Gas Ltd. Sarajevo（ボスニア・ヘルツェゴビナ）、GA-MAAD（北マケドニア）、Moldovatrangaz（モルドバ）、Gassco AS（ノルウェー）、Swissgas - Schweizerische Aktiengesellschaft für Erdgas（スイス）、Erdgas Ostschweiz AG（スイス）、Transitgas AG（スイス）

	ス)、LLC Gas TSO of Ukraine (ウクライナ)
--	-----------------------------------

(出所) Gas for Climate ウェブサイトをもとにみずほリサーチ&テクノロジーズが作成

2.2. アメリカの政策・制度

アメリカは 2021 年のバイデン政権発足後、気候変動対策を推し進めている。また、アメリカでは、州ごとに気候変動関連政策が存在する。それらのなかで、脱炭素ガス燃料や液体燃料に係る政策を中心に整理した。

2.2.1. バイデン政権における気候関連政策の概要

バイデン政権では現在、GHG 排出量の目標として以下を掲げている。

- 2030 年までに実質 GHG 排出量を 50-52%削減 (2005 年比)
- 2050 年までに実質 GHG 排出量をネットゼロ
- 2035 年までに電力セクターの実質 CO₂ 排出量ゼロ

これらの長期目標を裏付ける政策として、環境分野への投資と化石燃料への規制を盛り込んだ「インフラ投資・雇用法」と「Build Back Better 法」の策定を試みている。政権はこれらの法案を成立させることにより、再エネ導入を進め、石油・天然ガス業界への規制を強めたい意向である。

しかし、共和党との対立により、インフラ投資雇用法の規模は当初の 8 年間 2.2 兆ドル規模から 1.2 兆ドル規模に縮小され、気候変動関連法案の多くが削られた。この法案は、2021 年 8 月に上院、11 月に下院で可決され、11 月に大統領署名により既に成立している。インフラ投資・雇用法の規模縮小を受け、Build Back Better 法に気候変動関連の法案を多く盛り込み、2021 年 8 月に 10 年間 3.5 兆ドルの大規模投資計画として発表された。こちらは民主党単独での成立を目指したが、党内でマンチン上院議員らの反対を受け、1.75 兆ドル規模に縮小することになった。同法案については、下院では 2021 年 11 月に可決。上院では 2021 年中の可決を目指したが、党内合意が得られず、決議を見送り中である。以上のよう、政権は特に思うように気候変動対策の舵をとれていない状況である。

2.2.2. インフラ投資・雇用法における脱炭素ガス燃料に係るプログラム

インフラ投資雇用法のなかでは、水素を、気候目標の達成と米国経済の発展に不可欠なものとして位置づけ、クリーン水素の導入を促進するプログラムを用意している。クリーン水素とは、製造時の排出量が 2kgCO₂/kgH₂ 以下である水素を指している。具体的なプログラムの内容は、主に下記の 4 つである。

研究開発支援

- クリーン水素の生産、利用、輸送や貯蔵などに関する研究開発を支援。

クリーン水素地域ハブの設立

- 少なくとも 4 地点の「クリーン水素地域ハブ」の開発を支援するプログラムを設立。
クリーン水素地域ハブとは、クリーン水素の供給者、消費者、接続インフラが近接したネットワークを指す。
- 開発支援する地域ハブは、原料及び最終用途の多様性を確保するために、以下のような基準を用意。
 - 化石燃料、再エネ、原子力からのクリーン水素の生産を行うハブを、それぞれ少なくとも 1 つずつ設定。
 - 発電部門、産業部門、家庭・商用暖房、輸送部門における消費を想定したハブを、それぞれ少なくとも 1 つずつ設定。

クリーン水素電解プログラム

- 電解槽を用いたクリーン水素製造の効率向上、耐久性向上、コスト削減などに取り組む研究開発を支援するプログラムを設立。
- 2026 年までに電解槽を用いて製造した水素のコストを、2 ドル/kg 未満に削減することを目標とする。

国家戦略、ロードマップの作成

- クリーン水素の導入促進に係る国家戦略およびロードマップを策定。

インフラ投資雇用法のなかでは、合成メタンなどの、水素以外の脱炭素ガスを直接的に推進するためのプログラムは見られない。ただし同法では、CCU に係る研究開発を支援するプログラムに、2022-2026 年で総額 3 億 1,000 万ドルの予算を割り当てるとしており、合成メタンなどのカーボンリサイクル燃料が支援対象となる可能性がある。

2.2.3. Renewable Fuel Standard : RFS (環境保護庁 (EPA))

液体燃料に係る政策・制度である RFS (再生可能燃料基準) は、2005 年に CAA (Clean Air Act、大気浄化法) を改正した EPCA (Energy Policy Act、エネルギー政策法) に基づき策定された国家政策である。環境保護庁 (EPA)、農務省 (DOA)、エネルギー省 (DOE) が協働で実施しており、石油ベースの輸送燃料・暖房用石油・ジェット燃料を代替・削減するべく、一定量の再生可能燃料の利用を要求する政策である。

RFS の対象者・達成義務、利用が求められる 4 種類の再生可能燃料、RIN (Renewable identification numbers) に関しては以下の通りである。

(1) RFS の対象者・達成義務について

RFS の対象者は、ガソリン・ディーゼルの製造者・輸入事業者である。また、RFS で求められる義務の達成においては、再生可能燃料の混合利用もしくは Renewable Volume Obligation (RVO) を満たすためのクレジットである RIN (Renewable identification numbers) を調達することが求められる。

(2) RFS で利用が求められる再生可能燃料

RFS では以下の 4 種類の再生可能燃料の利用が求められている。また、各燃料は GHG 排出量の削減割合が設定されており、2005 年時点の石油燃料の GHG 排出量と比較した場合、各燃料でそれぞれ 20～60%の GHG 排出量削減が求められている。

表 2-13 RFS で利用が求められる再生可能燃料

燃料種	概要・要件
バイオマスベースのディーゼル	・石油燃料と比較して 50%のライフサイクル GHG 排出量削減が必要
セルロース系のバイオ燃料	・セルロース、ヘミセルロース、リグニンのどれかから製造されなければならない ・石油燃料と比較して 60%のライフサイクル GHG 排出量削減が必要
高度なバイオ燃料	・コーンスターチを除く、的確な再生可能バイオマスから生産 ・石油燃料と比較して 50%のライフサイクル GHG 排出量削減が必要
再生可能燃料	・通常はコーンスターチに由来するエタノールが該当 ・石油燃料と比較して 20%のライフサイクル GHG 排出量削減が必要

(出所) EPA ウェブサイトをもとにみずほリサーチ&テクノロジーズが作成

(3) RIN (Renewable identification numbers) について

RIN は、RFS に準拠していることを実証するために利用されるクレジットであり、通常、ガソリン・ディーゼルの生産者が 1 ガロンの再生可能燃料を製造する際に生成されるクレジットである。

なお、RFS の対象者は年末の報告時に RIN を使用することが可能であり、RIN を取り付けた 1 ガロンの再生可能燃料を購入する、もしくは、市場で RIN を購入することで使用する

ることができる。

また、上記で示した 4 種類の再生可能燃料の RIN に関しては、より厳しい GHG 排出量の削減閾値が設定されている再生可能燃料に関しては、低い GHG 排出量の削減閾値が設定されている燃料の基準を満たすことが可能である（例：高度なバイオ燃料は再生可能燃料を満たすことが可能）。

2.2.4. Low Carbon Fuel Standard : LCFS（カリフォルニア州）

2011 年より施行した LCFS（Low Carbon Fuel Standard）は、輸送用燃料の炭素強度（Carbon Intensity/CI⁵）を削減することにより、GHG 排出量削減と低炭素燃料の利用促進等を目指す制度である。燃料を供給する事業者は、各年で設定される CI 基準の遵守を義務付けられており、基準値を年々逡減していくことで GHG 排出量の削減を実現している。ここで、一般的な燃料の CI 基準は、CA-GREET（California Greenhouse Gases, Regulated Emissions and Energy Use in Transportation）モデルを用いて算定されており、低炭素燃料である、バイオメタンやバイオディーゼル等は簡易的な CI 測定ソフトを用いて算定されている。

なお、CI 基準を下回る低炭素燃料は「クレジット」を生じ、CI 基準を上回る燃料は「deficit（不足）」となる。基準を下回った「クレジット」については、次年度以降の未達分の補填や他社との取引に利用することができる。基準を上回った「deficit（不足）」については、前年度以前に取得したクレジットや他社との取引により補填しなければならない。

(4) 対象となる輸送用燃料

対象となる輸送用燃料は、ガソリン、ディーゼル、化石燃料由来の CNG・LNG・L-CNG、バイオマス由来の CNG・LNG・L-CNG、電気、圧縮・液化水素、エタノールを 10%超含むブレンド燃料、バイオマス由来のディーゼルを含むブレンド燃料、変性エタノール(E100)、純バイオマス由来ディーゼル(B100)、その他の液体・非液体燃料である。

他方、軍事用やスクールバスに利用される燃料については、一部免除されている。

(5) クレジット生成方法

クレジット生成方法は、燃料経路、プロジェクトベース、容量ベースの 3 つが存在している。

⁵ 燃料のライフサイクル(生産・輸送・消費)全体に投入されるエネルギー量に対する、GHG 排出量の割合。なお、バイオ燃料に関しては土地利用の変化等の間接的な影響も加味される。

燃料経路：

- 基準を下回る低 CI 燃料に対して発行。バイオ CNG・LNG・L-CNG、代替ジェット燃料等は比較的容易にクレジットを生成。

プロジェクトベース：

- 石油サプライチェーン内の GHG 削減プロジェクトに対して付与されるもの。
 - 再生可能水素を使用した石油精製
 - 製油所の GHG 削減策への投資（再エネや CCS 等）
 - 革新的な原油生産方法（RNG やバイオガス等）
- クレジット取得要件として州内消費が必要。（DAC は免除）。

容量ベース（暫定措置）：

- EV 高速充電ステーションや水素燃料補給インフラに対して、燃料供給容量のうち未使用分に対してクレジットを付与。

3. 技術開発動向の調査

メタネーション技術開発動向を把握するため、「主要国のプロジェクト調査」、「論文発表状況調査」「特許出願状況調査」を実施し動向を整理した。

3.1. 主要国のプロジェクト調査

3.1.1. 調査概要・方法

日本、欧州、アメリカにおいて、各国政府が主導しているプロジェクトを調査した。なお、メタネーションの技術開発だけでなく、CCUS や実証実験など関連技術も対象とした。ただし、メタネーションの前提となる水素製造単体や再生可能エネルギー電気に関連する技術は対象外とした。

調査対象および調査方法は、表 3-1 のとおり。

表 3-1 各国プロジェクトの調査対象・調査方法

国・地域	調査対象・前提条件等
日本	経済産業省、環境省が公表する令和 4 年度予算案、令和 4 年度革新的環境イノベーション戦略関連予算
欧州	欧州共同体研究開発情報サービス（CORDIS）のデータベース ⁶ 上に公表される“Horizon 2020”の研究開発 PJ のうち、“methanation”をキーワードとして該当する 61 件のうち、メタネーションの技術開発に関連するものを抽出
アメリカ	エネルギー高等研究計画局（ARPA-E）のデータベース ⁷ 上に公表される研究開発 PJ のうち、“methanation”をキーワードとして該当する 66 件のうち、メタネーションの技術開発に関連するものを抽出

調査の結果、該当するプロジェクト件数では、日本が 5 件、欧州が 5 件、米国が 2 件となった。メタン化にかかる技術単体のほか、CCUS や Power to Gas（PtG）のプロセス全体にかかる実証のプロジェクトの一環としての“メタネーション”の技術開発が見られた。各プロジェクトの概要について、次節以降に示す。

⁶ <https://cordis.europa.eu/>

⁷ <https://arpa-e.energy.gov/technologies/projects>

3.1.2. 日本政府が主導するメタネーションの研究開発

日本においては、メタネーション技術開発自体を対象とした研究開発の事業の該当はなかった。一方で、先進的な研究の一部または CCUS 研究開発の一部としてメタネーション技術が関連する事業のプロジェクトが、経済産業省にて 4 件、環境省にて 1 件該当した。

プロジェクト名	水素エネルギー製造・貯蔵・利用等に関する先進的技術開発事業
資金提供元／規模	経済産業省 / 13.2 億円 (15.0 億円)
期間	2014 年度～2022 年度
対象技術	水素エネルギー製造・貯蔵・利用 (SOEC を含む)
業務概要	「カーボンフリーなエネルギーの新たな選択肢」としての水素の地位を確立させることを目指す。国際的に先手を打って技術開発を実施し、低コストかつ大量の水素製造を可能とする技術や高効率な水素利用技術を開発し、水素社会の実現に貢献。

プロジェクト名	エネルギー・環境分野の中長期的課題解決に資する新技術先導研究プログラム
資金提供元／規模	経済産業省 / 60.0 億円 (39.5 億円)
期間	2014 年度～2023 年度
対象技術	水素、カーボンリサイクル、CCUS 等温室効果ガス削減に大きく貢献しうる革新的または非連続な技術
業務概要	「革新的環境イノベーション戦略」に基づき、開発リスクを伴う革新的または非連続な技術であり、社会へのインパクトが大きく世界を先取る技術について、シーズ・ニーズの両面から原石を選び、将来のプロジェクト候補となる先導的な研究を実施

プロジェクト名	CCUS 研究開発・実証関連事業
資金提供元／規模	経済産業省 / 85.8 億円 (60.3 億円)
期間	2018 年度～2026 年度
対象技術	CCS 大規模実証、CO ₂ 長距離輸送、カーボンリサイクル、CO ₂ 貯留技術など
業務概要	我が国の 2050 年カーボンニュートラル実現に向け、二酸化炭素分離回収・貯留有効利用技術 (CCUS) の早期実用化を図るため、事業を実施。実施事項の 1 つとして、既存設備で分離・回収した CO ₂ を利用して、カーボンリサイクル (メタノール合成) 実証をします。 (苫小牧の CCUS/カーボンリサイクル実証拠点化)

プロジェクト名	脱炭素社会実現に向けた省エネルギー技術の研究開発・社会実装促進事業
資金提供元／規模	経済産業省／ 80.0 億円（80.0 億円）
期間	2021 年度～2035 年度
対象技術	脱炭素社会実現に向けた省エネルギー技術の研究開発・社会実装促進プログラム
業務概要	脱炭素社会の実現に向け、業種横断的に省エネに資する技術開発を促進

プロジェクト名	CCUS 早期社会実装のための環境調和の確保及び脱炭素・循環型社会モデル構築事業（一部経済産業省連携事業）
資金提供元／規模	環境省 / 80 億円（80 億円）
期間	(1) 2014 年度～2023 年度、(2) 2014 年度～2025 年度、(3) 2021 年度～2023 年度
対象技術	CCUS
業務概要	CCUS（CO ₂ の分離回収・有効利用・貯留）の技術を確認するとともに、実用展開に向けた実証拠点・サプライチェーンの構築を実施

3.1.3. 欧州政府が主導するメタネーションの研究開発

欧州においては、5 件のプロジェクトが該当した。そのうち、メタン化技術単体の研究開発が 3 件、メタン化技術開発を含む一連の Power to Gas に係る統合システムに係る研究開発が 2 件となった。

プロジェクト名	Efficient Co-Electrolyser for Efficient Renewable Energy Storage - ECo
資金提供元／規模	European Commission / € 3,239,138.75 (€ 2,500,513.75)
期間	2016.5～2019.4
コーディネーター	DANMARKS TEKNISKE UNIVERSITET（デンマーク工科大学、Denmark）
対象技術	SOEC メタネーション
業務概要	SOEC（固体酸化電解セル）による蒸気と CO ₂ の同時電解を介し、過剰な再生可能電力を分配可能で貯蔵可能な炭化水素に変換するための非常に効率的な共電解プロセスの開発および検証。特にプラントの設計にあたってはメタン化に重点を置き、必要な動作条件下での検証テストを実施。

プロジェクト名	Non-Thermal Plasma Enabled catalysis-Separation system for Upgrading biogas to methane-NTPleasure
資金提供元／規模	European Commission / € 195,454.80 (€ 195,454.80)
期間	2018.1～2020.1
コーディネーター	THE UNIVERSITY OF MANCHESTER (マンチェスター大学、イギリス)
対象技術	バイオガスのメタン化
業務概要	より濃縮された CH ₄ (またはメタノール) の利用のため、有機廃棄物などから精製されたバイオガスから CO ₂ を分離し、触媒を利用した CO ₂ メタン化の技術 (分離 - 非熱プラズマ - 触媒システム) の開発。また、ゼオライト膜の製造、メタネーション用の Ni 基触媒系の開発、メタン化メカニズムの解明など。

プロジェクト名	BREAKTHROUGH METHANATION TECHNOLOGY FOR ANY SOURCE OF CO ₂ /CO
資金提供元／規模	European Commission / € 71,429 (€ 50,000)
期間	2019.8～2019.11
コーディネーター	TRESCH + KIELIGER GMBH (スイス)
対象技術	メタン化技術
業務概要	触媒としてニッケルを含む最先端の流動床反応器を介し、あらゆる CO ₂ /CO 源のメタン化プロセスをスケールアップする画期的な技術を開発、資金提供により余剰電力をグリッド互換ガスに変化する最初の商用メタン化技術を導入に寄与

プロジェクト名	Innovative large-scale energy Storage technologies AND Power-to-Gas concepts after Optimisation
資金提供元／規模	European Commission / € 27,973,369.75 (€ 17,937,358.63)
期間	2016.3～2020.2
コーディネーター	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachese. V. technisch-wissenschaftlicher Verein (DVGW) (ドイツのガス及び水道の業界団体)
対象技術	PtG
業務概要	メタン化プロセスを使用した、革新的な Power to Gas (PtG) に関する実証実験。

プロジェクト名	Decarbonisation of carbon-intensive industries (Iron and Steel Industries) through Power to gas and Oxy-fuel combustion
資金提供元／規模	European Commission / € 188,442.24 (€ 188,442.24)
期間	2021.4～2023.6
コーディネーター	サラゴサ大学（スペイン）
対象技術	PtG
業務概要	Power to Gas（PtG）と炭素回収を組み合わせ、鉄/鉄鋼などの炭素集約型産業の脱炭素化を評価。これらの概念のシミュレーションを実施し、実際の CO2 削減量を評価。

メタネーションの技術としては対象外としているが、メタン化技術として「バイオメタンの開発」のプロジェクトが2件該当した。参考として下記に示す。

<参考>

プロジェクト名	Scaling biological e-methanation as a Green Deal building block
資金提供元／規模	European Commission / € 3,550,000 (€ 2,485,000)
期間	2020.11～2022.10
コーディネーター	TEKNOLOGIAN TUTKIMUSKESKUS VTT OY（フィンランド VTT 技術研究センター）
対象技術	バイオメタンガス、PtG
業務概要	CO2 を e-メタンに変換する産業用プロトタイプで生物学的メタン化技術の市場化のために Power-to-Methane ソリューションを準備

プロジェクト名	A cost-effective process for methanisation of unexploited agricultural waste.
資金提供元／規模	European Commission / € 71,429 (€ 50,000)
期間	2018.9～2018.12
コーディネーター	AIMPLAS - Technological Institute of Plastics（スペイン）
対象技術	バイオメタンガス
業務概要	未開発の農業廃棄物（わらなど）をメタン化するための費用効果の高いプロセスに関する開発。

3.1.4. アメリカ政府が主導するメタネーションの研究開発

アメリカにおいては、2件のプロジェクトが該当し、2件ともにジメチルエーテル合成（DME）にかかる開発であった。一方、本調査の対象外とした水素への変換技術のプロジェクトが多く見られた。天然ガス、メタンガスの熱分解等から CO₂ を含まないクリーンな水素への変換技術は、稼働中 18 件のうち、6 件が該当した。

該当するプロジェクト 2 件について下記に示す。

プロジェクト名	Dimethyl Ether Synthesis from Renewables
資金提供元／規模	U.S. Department of Energy / \$ 2,300,000
期間	2017.6～2021.11
対象技術	ジメチルエーテル合成
業務概要	再生可能な電気、空気（CO ₂ ）、および水からジメチルエーテル（DME）を製造するプロセスの開発。

プロジェクト名	Carbon Dioxide to Dimethyl Ether
資金提供元／規模	U.S. Department of Energy / \$ 1,200,000
期間	2017.6～2018.9
対象技術	ジメチルエーテル合成
業務概要	産業プロセスから排出される CO ₂ を補足し、それを電気化学的にメタノールに変換し、さらにメタノールをジメチルエーテルに変換するシステムの開発。

3.2. 論文発表状況調査

3.2.1. 調査概要・方法

メタネーション技術開発動向を把握するため、メタネーションに関する論文の調査を実施した。調査に使用した検索エンジンおよびそれぞれの概要を表 3-2 に示す。各検索エンジンにおいて“methanation”をキーワードに検索し、該当する論文について整理を実施した。

表 3-2 論文発表状況調査に使用した検索エンジンとその概要

検索エンジン	概要
Microsoft Academic ⁸	Microsoft Research によって開発された、学術出版物および文献用の無料の公開 Web 検索エンジン。 ただし、論文だけでなく、学術本、特許、会議等における出版物などあらゆる出版・公表情報が検索される。
Google Scholar ⁹	Google が提供する学術出版物および文献用の無料の公開 Web 検索エンジン。 論文だけでなく、学術誌（ジャーナルなど）、その他出版物が検索される。

3.2.2. Microsoft Academic

“methanation”をキーワードに検索を実施した（2021 年 12 月中旬に実施）。全体では、1895 年 - 2021 年にかけて、8556 件の出版・発表があり、近年、論文、ジャーナル、特許、本などメタネーションにかかる出版・発表数が増加している（図 3-1 参照）。また、発表された論文等の内訳は「ジャーナル」が一番多く、次いで「特許」となっている（図 3-2 参照）。

⁸ <https://www.microsoft.com/en-us/research/project/academic/>

⁹ <https://scholar.google.com/>

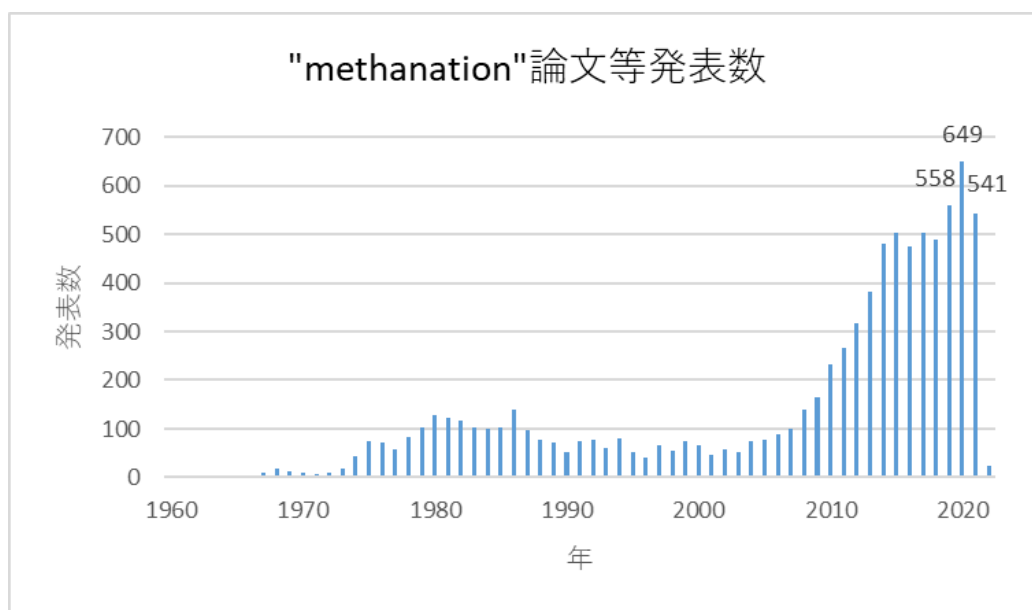


図 3-1 “methanation”の論文発表数（2021 年 12 月中旬時点）
 ※2021 年は集計途中のため、少なくなっている点に注意。

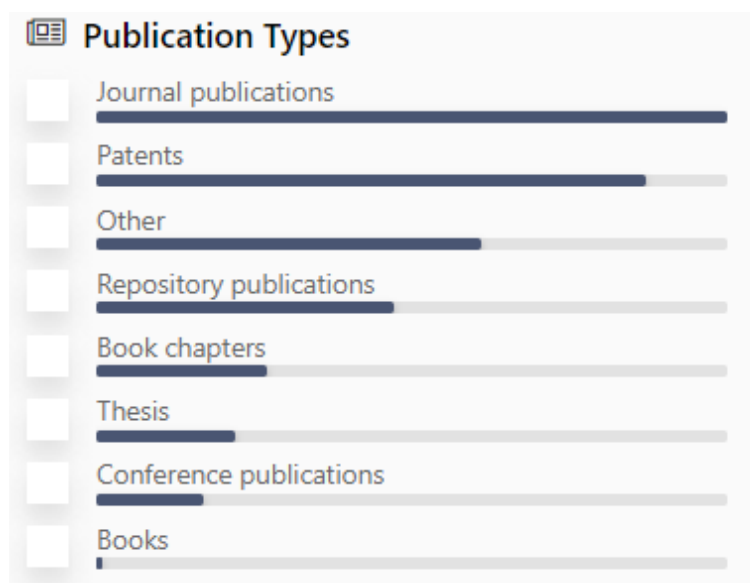


図 3-2 発表された論文等の内訳

3.2.3. Google Scholar

Google Scholar においては複数のキーワード検索が可能であり、また検索できる論文数が多いことから、まず“methanation”および“CO2”をキーワードに発表年が直近10年の論文を検索し論文数を把握した。続いて、上記キーワードに加え、“SOEC”“Sabatier”“PEM”“Biomethanation”のキーワードを追加し検索を実施した。各検索における論文発表数を図3-3に示す。

2021年の論文発表数(2022年2月時点)は、3340件となった。“CO2”と“methanation”の論文数の推移において、論文の発表は増加傾向となった。技術別では、「Sabatier(サバティエ)」が最も多く、次いで「PEM」、「SOEC」、「Biomethanation」となった。いずれの技術の論文数も増加傾向にあることが分かる。

なお、“Biomethanation”という言葉は一般的でない可能性もあることから、同様の条件で“Biological”、“Biomethane”のキーワードでの検索を実施した。各検索における論文発表数を図3-4に示す。その結果、論文数は「Biological」、「Biomethane」、「Biomethanation」の順となり、いずれも増加傾向となった。ただし、「Biological」「Biomethane」については、水素やCO2の活用の技術ではなく、単に廃棄物等の発酵のみの論文も含まれている可能性がある点に注意が必要である。

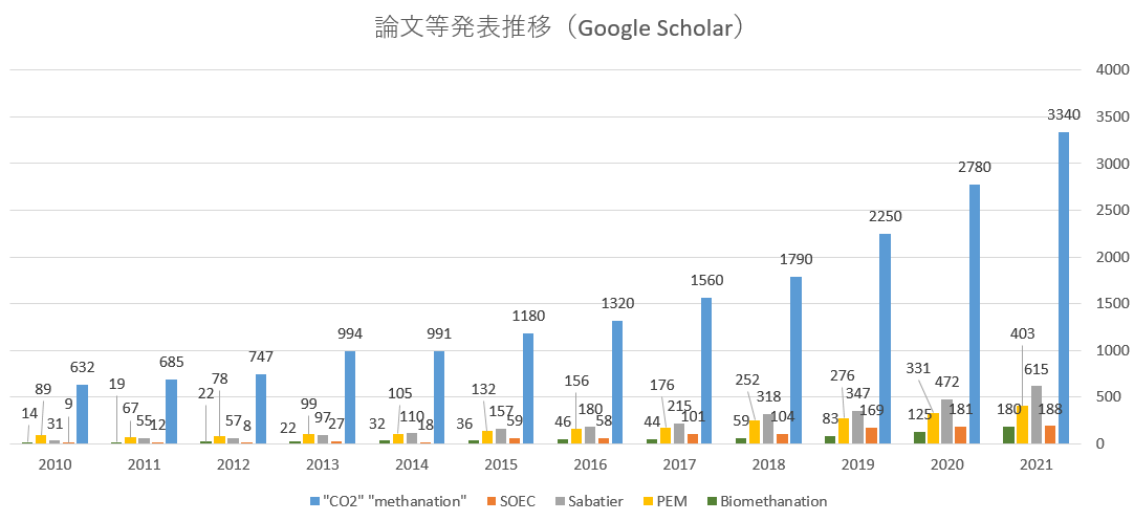


図 3-3 メタネーション技術に係る論文発表数推移 (Google Scholar)

論文等発表推移（Google Scholar）

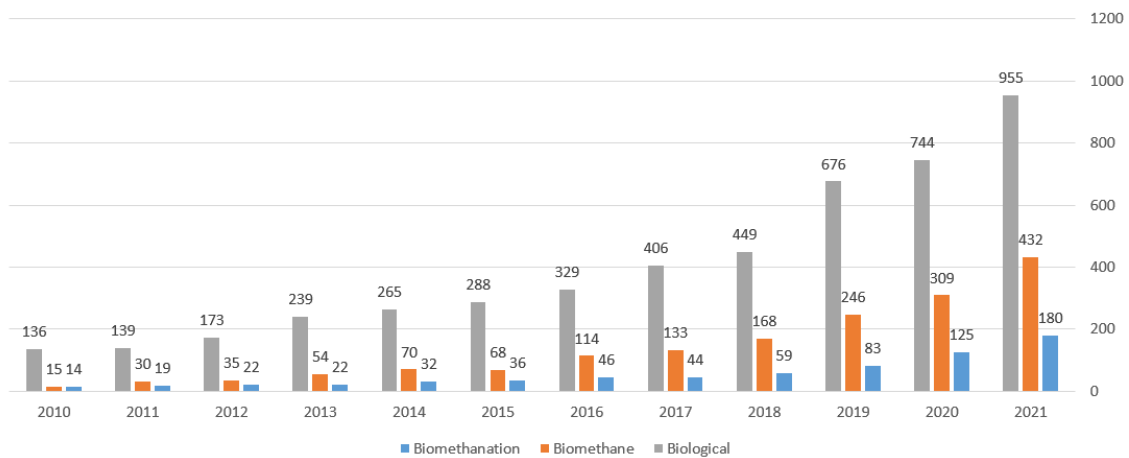


図 3-4 バイオメタネーション技術に係る論文発表数推移（Google Scholar）

続いて、メタネーションに係る技術とそれ以外の論文の傾向を把握するため、下記のキーワードで調査を実施した。“methanation”に加え、メタネーションの技術の論文として、“technology”及び“CO”、ライフサイクルアセスメントに係る論文として“LCA”、CO₂のカウントルールに関する論文として“CO₂ count”をキーワードに検索を実施した。その結果を図 3-5 に示す。なお、“CO₂ count”は検索としてヒットしなかった。LCAと比較し、Technology の検索数が多い結果となった。また、図 3-3 における“CO₂”および“methanation”の検索数と比較し、大きな差異がないことから、メタネーションの論文の多くは、技術に係るものと推察される。

論文等発表推移（Google Scholar）

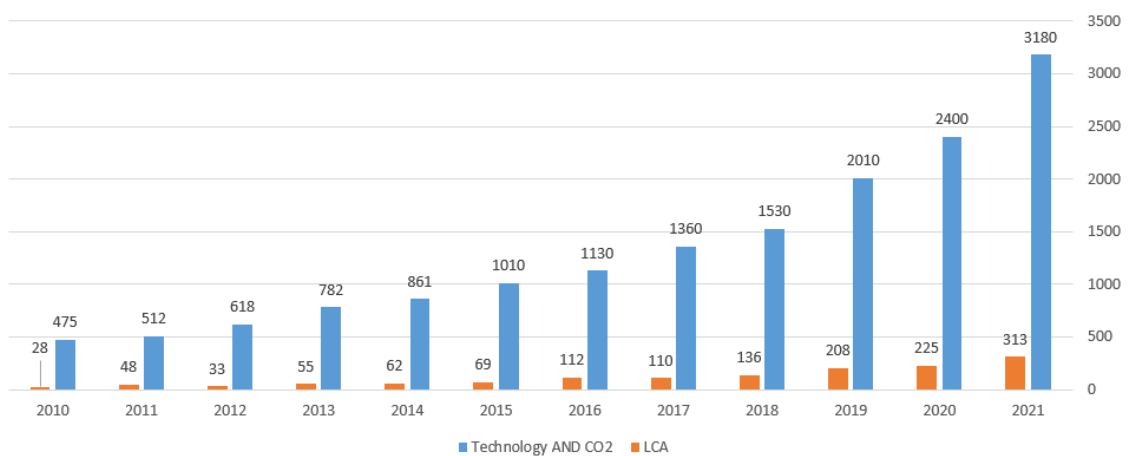


図 3-5 メタネーションの技術または LCA に係る論文発表数推移（Google Scholar）

3.3. 特許出願状況調査

3.3.1. 調査概要・方法

メタネーション技術開発動向を把握するため、メタネーションに関する特許出願状況の調査を実施した。調査に使用したデータベースおよびそれぞれの概要を表 3-3 に示す。各データベースにおいて“methanation”（もしくは「メタネーション」）をキーワードに検索し、該当する特許数について整理を実施した。

表 3-3 特許出願状況調査に使用したデータベースとその概要

検索エンジン	概要
Espacenet ¹⁰	欧州特許庁及び欧州特許条約加盟国特許庁提供の無料特許データベース。欧州特許，米国特許，日本特許，中国特許，韓国特許等約 85 カ国の特許情報が調査可能。
J-PlatPat ¹¹	独立行政法人工業所有権情報・研修館（INPIT）が提供する特許情報プラットフォーム。日本特許の他、欧州・米国・中国・韓国を含む世界の特許・実用新案などに関する公報情報を検索可能。

3.3.2. Espacenet

“methanation”をキーワードに、タイトルもしくは要約に含まれている場合、タイトルに含まれている場合、それぞれについて特許数を検索した。調査結果は表 3-4 のとおり。

タイトルもしくは要約にメタネーションのキーワードが含まれている特許数は全体では 3258 件と、出願数 3000 件を超える特許出願がされている。また、そのうち中国の特許出願数では 1576 件と、その大半が中国を占めている結果となった。

表 3-4 メタネーションの国別特許出願状況（Espacenet）

国	タイトル/要約 検索数（件）	タイトル 検索数（件）
全体	3258	1345
国際出願	250	83
欧州特許	134	62
USA	366	131
中国	1576	750
日本	278	57

¹⁰ https://worldwide.espacenet.com/?locale=jp_ep

¹¹ <https://www.j-platpat.inpit.go.jp/>

3.3.3. J-PlatPat

J-PlatPat においては、下記の調査を実施した。

①国内特許数調査	簡易検索「特許・実用新案」の項目にて「メタネーション」をキーワードに日本の特許公報を調査
②外国文献調査	「特許・実用新案検索」にて、欧州・米国・中国・韓国の外国文献（特許）を“methanation”を全文キーワード検索にて調査

各調査結果の詳細は下記のとおりである。

① 国内特許数調査結果（図 3-6 参照）

日本では 170 件が該当した。なお、同一企業が同一名称で複数出願している場合があり、それを除外すると合計 148 件となった。年別の広報数において、増加していることはなく傾向は見られない。

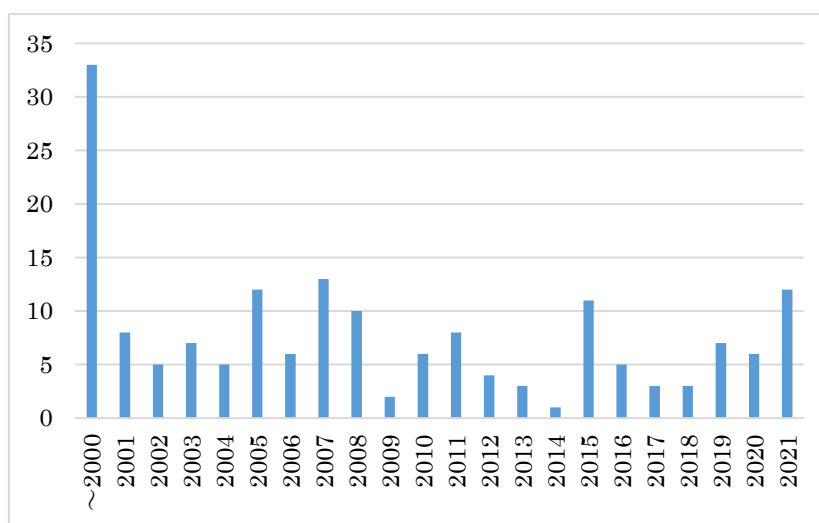


図 3-6 国内特許の年別公報数（全 170 件）

② 外国文献調査結果（図 3-7 参照）

外国文献（特許）では 557 件が該当し、そのうち韓国（KR）が 217 件と最も多かった

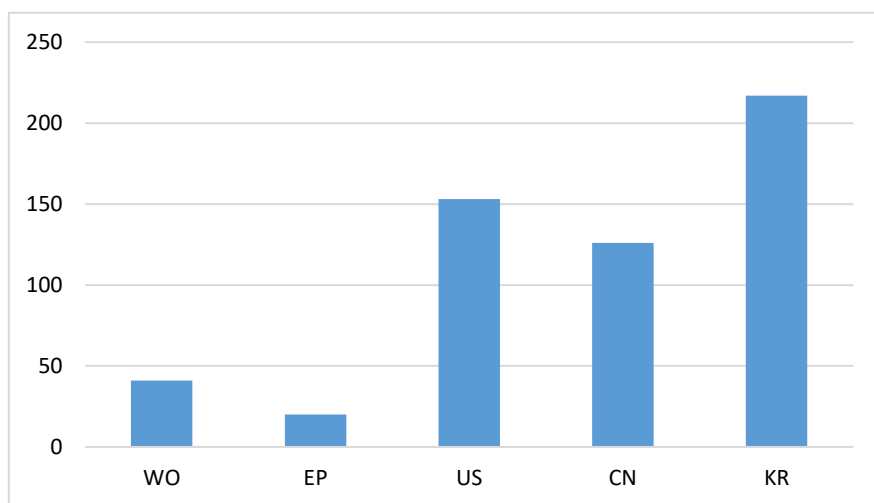


図 3-7 外国文献（特許）の国別件数（全 557 件）

4. 国際的な標準化・ガイドラインのスタンス

4.1. GHG プロトコル

GHG プロトコルとは、国際的に標準化された GHG 排出量の算定と報告の基準を開発し、その利用促進を図る国際組織である。アメリカの環境シンクタンクである世界資源研究所（WRI）と、持続可能な開発を目指す企業連合体である WBCSD（持続可能な開発のための世界経済人会議）が運営している。GHG プロトコルが策定した算定基準は、SBT (Science Based Targets) や CDP における排出量報告などに用いられており、デファクトスタンダード化している。

GHG プロトコルは、2019 年 9 月に「Land Sector and Removals Initiative」を立ち上げ、これまで整理してこなかった「炭素除去」「土地利用」「バイオエネルギーとその他の生物的生産物」に関する排出量算定のガイダンスの作成作業を進めている。炭素除去の項目の項目は、下表の通りである。二酸化炭素の回収・貯蔵（CCS）だけでなく、回収・利用（CCU）に関する算定方法も整理されると見られ、合成メタンなどの脱炭素ガス燃料の算定方法のグローバルスタンダードが決まる可能性が有る。

表 4-1 Land Sector and Removals Initiative における炭素除去に関する検討事項

用語と概念の定義	- 炭素除去（大気から） vs. 貯留層への炭素貯留（炭素隔離） - 炭素除去促進 vs. 排出回避量または排出削減量 - バリューチェーン内の炭素除去 vs. バリューチェーン外の炭素除去
炭素除去と隔離のタイプ	- 生物炭素除去・貯留（例：植林、森林再生、森林復元、都市部での植林、アグロフォレストリー、等） - 技術炭素除去・貯留（例：DAC、風化促進、鉱物化等）
Scope1・2・3 にわたる除去・隔離のための算定方法	- 大気からの炭素除去または炭素フラックス vs. 貯留層内に貯留された炭素のモニタリング - 時間経過の伴う炭素除去・貯留のアカウント方法 - 炭素除去の企業間・スコープ間の分配（Allocation） - 炭素を貯留せず、将来的に大気中に放出される生物炭・技術炭素除去のアカウント方法（例：CCU） - 一時的また長期的な貯留を伴う生物炭・技術炭素除去のアカウント方法（モニタリング方法、検証方法含む）
定量方法とデータソース	関連のあるツール、方法論／プロトコル、データセット等の把握
報告	- 排出と除去の分離報告 vs. ネット GHG インパクトの報告 - バリューチェーン間での炭素除去の報告方法（例：Scope 1 炭素除去と Scope 3 炭素除去を明確化すべきか）

	・炭素除去と炭素貯留の分離報告 ・スコープ外の炭素除去の分離報告（例：他社からの購入分、他社への販売分、バリューチェーン外への干渉）
目標設定と時間経過による変化のトラッキング	・炭素除去を含む目標設定 ・基準年の設定、基準年における炭素除去と炭素貯留の再計算 ・排出と除去に対する別目標の設定 ・ネットゼロ目標の達成に向けた炭素除去の役割 ・インベントリ内での炭素除去促進のトラッキング ・炭素除去を促進するための削減戦略

（出典）GHG Protocol「Greenhouse Gas Protocol Land Sector and Removals Initiative Project Overview」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

GHG プロトコルは、Land Sector and Removals に関するガイダンス最終版を、2022 年末に公表する予定としている。しかし、このスケジュールは当初の予定からは遅れたものであり、今後さらに遅れる可能性もある。なお、本ガイダンスの作成は、下表の通り 5 つのグループによって作成されており、多くの関連企業が携わっている。

表 4-2 Land Sector and Removals Initiative の検討体制

Secretariat	WRI、WBCSD
Advisory Committee Members	以下の 21 の機関・企業の代表者で構成され、ガイダンスの方向性を検討 Cargill、CDP、ClimateWorks Foundation、CMPC、European Commission、Food and Agriculture Organization of the United Nations、Gold Standard、IEA Bioenergy、IINAS、IKEA、Mars、Mondi、Nestlé、Quantis International、Shell、Stora Enso、Suzano、Global CO2 Initiative、University of Michigan、WWF、Yara
Technical Working Group Members	90 の機関・企業の代表者で構成され、ガイダンスの技術面を作成（メンバー構成は表 4-3 の通り）
Review Group	作成されたガイダンスのドラフトをレビューする
Pilot Testing Group	ガイダンスのドラフトを実行し、フィードバックを実施。2022 年 1 月現在、78 の機関・企業が Polot Testing Companies として、42 の機関・企業が Pilot Testing Supporting Partners として参加（メンバー構成は表 4-4 の通り）

（出典）GHG Protocol「Greenhouse Gas Protocol Land Sector and Removals Initiative Project

表 4-3 Technical Working Group Members の参加者が所属している機関・企業

Technical Working Group	3Degrees、3Keel、Aether UK、American Forest、American Forest Foundation、Anthesis、Asia Pacific Resource Holdings International、Australia NSW Dept. of Primary Industries、IEA Bioenergy、Barry Callebaut、Bayer、Biz Excellence Systems Sdn Bhd、BP、Braskem、Cameroon Ministry of External Relations、Carbon Trust、Carbone 4、CDP、Center for Resource Solutions、Climate Change Atelier, S.L.、Climeworks、Confederation of European Paper Industries、Danone、DNV GL、Drax、Ecosystem Services Market Consortium、EDF、Environmental Resource Management Brazil、Enviva Biomass、European Biogas Association、European Investment Bank、European Joint Research Centre、European Renewable Gas Registry、Fair Climate Services Pvt. Ltd.、Fair Climate Services Pvt. Ltd.、Field to Market、Firmenich Inc.、Forest Investment Associates、Forest Stewardship Council、General Mills、Global Roundtable for Sustainable Beef、Green Strategies、Guidehouse、Heineken、Inter IKEA Group、KlimAktiv Consulting GmbH、KTH - Royal Institute of Technology, Sweden、IEA、Bioenergy、Lawrence Livermore National Lab、Mars Incorporated、Mastercard、McDonald's Corporation、Michigan State University Forest Department、Mondi、Mullion Group、NCASI、Nestlé Research、Novartis、Nutrien、Olam International、Ørsted、Partnership for Policy Integrity、Plantar Carbon、Project Drawdown、Promethium Carbon、Quantis International、Regrow Agriculture、Republic Services, Inc.、Royal DSM、Sappi Forests、Second Nature、Shell、Stockholm Environment Institute、Sustainable Biomass Program、Tetra Pak、The Delphi Group、The Estée Lauder Companies Inc.、The Nature Conservancy、Thünen Institute of Forest Ecosystems、True North Collective、United States Environmental Protection Agency、University of Alberta、University of British Columbia、University of East Anglia、University of Edinburgh、University of Maryland、University of São Paulo、Weyerhaeuser、WSP、WWF
-------------------------	---

(出典) GHG Protocol 「Greenhouse Gas Protocol Land Sector and Removals Initiative Project Overview」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

表 4-4 Pilot Testing Group に参加している機関・企業

Pilot Testing Companies	AB InBev、Ansell、APRIL、Aptar、Arauco、Ayala Land Inc、Barry Callebaut Sourcing AG、Birla Cellulose、Aditya Birla Group、Bonnefield Inc、Bush Heritage Australia、Canadian Forest Products Ltd.、CDPQ、Church Commissioners of England、Clean Energy、CMPC、Corbion、Corteva Agriscience、Danish Crown、Dawn Meats Group and Dunbia、Dexco S.A、Dow Inc.、Drax、Forest Investment Associates、General Mills、Givaudan、Green Asia Network、Greenwood / Westchester - Nuveen、Grupo Alimentar、Hancock Natural Resource Group (HNRG)、a Manulife Investment Management company、Hederselskabet、Hilton Food Group、Ingka Investments、International Paper、International Woodland Company A/S、Jackson Family Wines、Kimberly-Clark Corporation、Land O'Lakes、Inc.、Lenzing AG、LRF (Federation of Swedish Farmers)、Maple Leaf Foods、Miguel Torres S.A.、National Trust、Nestle、New Forests、Noosa Council、Northern Lights JV、Nutrien、OCP Group、Olam International Limited、Panera Bread、PepsiCo、Pernod Ricard、Petalon Limited、Philip Morris SA、Rabobank、Rayonier、Inc、Resolute FP、Sappi Southern Africa Ltd (Forests only)、Shell、Stockholm Exergi、Stora Enso Oyj、Sundown Pastoral Company (Good Earth Cotton)、Suzano S.A.、Sveaskog、Svenskt Butikskött、SVOA- Stockholm Vatten och Avfall、Municipal Community Company、Sylvamo、Tate & Lyle、The Procter & Gamble Company、The Royal Society for the Protection of Birds (RSPB)、Tyson Foods、Inc.、Unilever、UPM、UPS、VALE SA、Wasa、part of Barilla Group、Waste Management、Inc.、Weyerhaeuser
Pilot Testing Supporting Partners	2050 Consulting AB、3p metrics、ACT Commodities、AECOM、Aether Ltd、AFRY Management Consulting Oy、Association for Solidarity through Humanitarian Imperative Action (ASHIA) International、Carbon Intelligence、Carbon Trust、Carbone 4、Carbonsink Group Srl、CCS+ Initiative、Perspectives、CEADS、

	CEBDS - Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável、Center for Conservation Innovations PH Inc.、Chavereys、Climate Positive Consulting、ClimatePartner GmbH、Deloitte、Descartes Labs、ecoinvent、Ecosystem Services Market Consortium、EpE - Entreprises pour l'Environnement、ERM、Gidås Hållbarhetsbyrå、Green Solutions、Lestari Capital、Mullion Group、Perspectives Climate Group、Planetly GmbH、Plantar Carbon、Quantis、Ramboll、RMI、Sustainable Aviation Buyer's Alliance (SABA) co-led by RMI and Environmental Defence Fund (EDF)、ROAD2ZERO、South Pole、Textile Exchange、The Initiative for Climate Action and Development (ICAD)、The Nature Conservancy、Verra、WRAP、WSP Canada
--	--

(出典) GHG Protocol 「Greenhouse Gas Protocol Land Sector and Removals Initiative Project Overview」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

4.2. SBT

4.2.1. SBT の概要

SBT (Science Based Targets) は、パリ協定が求める水準と整合した、5～10 年先を目標年として企業が設定する、温室効果ガス排出削減目標のことである（以下、通常の SBT と称す）。CDP、UNGC、WRI、WWF の 4 機関で構成される SBTi (SBT イニシアチブ) が運営しており、世界全体で 1,210 社が SBT 認定を取得、1,386 社が SBT にコミットしている（2022 年 3 月 8 日現在）。日本企業に限ると、認定企業数は 160 社、コミット企業数は 36 社に上っている（2022 年 3 月 8 日現在）。

SBT では、GHG 排出量算定の方法として GHG プロトコルを参照しており、現在は炭素除去やクレジットの使用を排出量の相殺に用いることを認めていない。合成メタンや CCU の扱いについては、現在公式の見解を示していない。

4.2.2. SBT Net-Zero

SBT は 2019 年 9 月から、SBT のネットゼロ目標の検討を開始し、2021 年 10 月 28 日に SBT Net-Zero Standard を発表した。本基準では、SBT Net-Zero として以下の 4 点を求めている。

1. Near-term SBT : 1.5℃水準の経路に整合する 5～10 年の削減目標である。通常の SBT と同様の目標であり、セクター共通の水準として、Scope1+2 を 4.2%/年削減、Scope3 を 2.5%/年削減が求められる。
2. Long-term SBT : 2050 年までに 1.5℃水準と整合する残余水準まで削減する目標である。セクター共通の水準として、2050 年までに Scope1,2,3 で 2020 年比 90%の排出削減が求められる。
3. Beyond Value Chain Mitigation (BVCM) : ネットゼロへの移行に向け、企業がバリューチェーンを超えて取り組む緩和活動であり、任意の取り組みである。
4. Neutralization of Residual Emission : 大気中から炭素を恒久的に除去、隔離をすることで Long-term SBT 達成時の残余排出量と釣り合わせる。

SBT Net-Zero では、通常の SBT（つまり、Near-term SBT）とは異なり、炭素の除去・隔離を認めているが、それが利用できるのは、Long-term SBT を総量削減で達成した際の残余排出量に対してのみであり、総量削減を重視する方針は変わっていない。炭素の除去・隔離の手法として認められる活動は、現在のガイダンスでは DAC 及び貯留、BECCS、土壌管理の改善、森林管理の改善、土地の再生（泥炭地や陸域の森林やマングローブなど）が該当している。しかし詳細は明らかになっておらず、クレジット利用やカーボンリサイクル燃料がどのような扱いになるかは現時点では不明である。SBTi は、BVCM および恒久的な除去・隔離に関する詳細なガイダンスを、2022 年第 1 四半期に公表される予定である。

5. 合成メタンの取引形態の検討及び 2030 年におけるコスト試算の検討

合成メタンの取引形態に関して、公表資料を基に想定されうるモデルケースを検討した。また、海外でメタネーションを行うケースを想定し、公表資料から得られた各工程におけるコスト分析結果を基に、2030 年時点の合成メタンのコストを試算した。

5.1. 合成メタンの取引形態の検討

合成メタンの取引形態については、メタネーションを海外もしくは国内で行う場合を想定することで大きく 2 種類（海外メタネーション・国内メタネーション）に分類することが可能である。また、海外/国内メタネーションにおいても、水素製造や CO₂ 分離・回収の工程を海外・国内で想定することで、図 5-1 で示す 4 ケースが考えられる。なお、図 5-1 で示す 4 ケースは、ガス業界へのヒアリング調査に基づき想定したモデルケースである。以下 4 パターン以外にも取引形態は想定されうる（例：水素を国内で製造し海外へ輸送するケース等）が、現時点で導入の可能性が高い取引形態として、以下の 4 パターンとした。

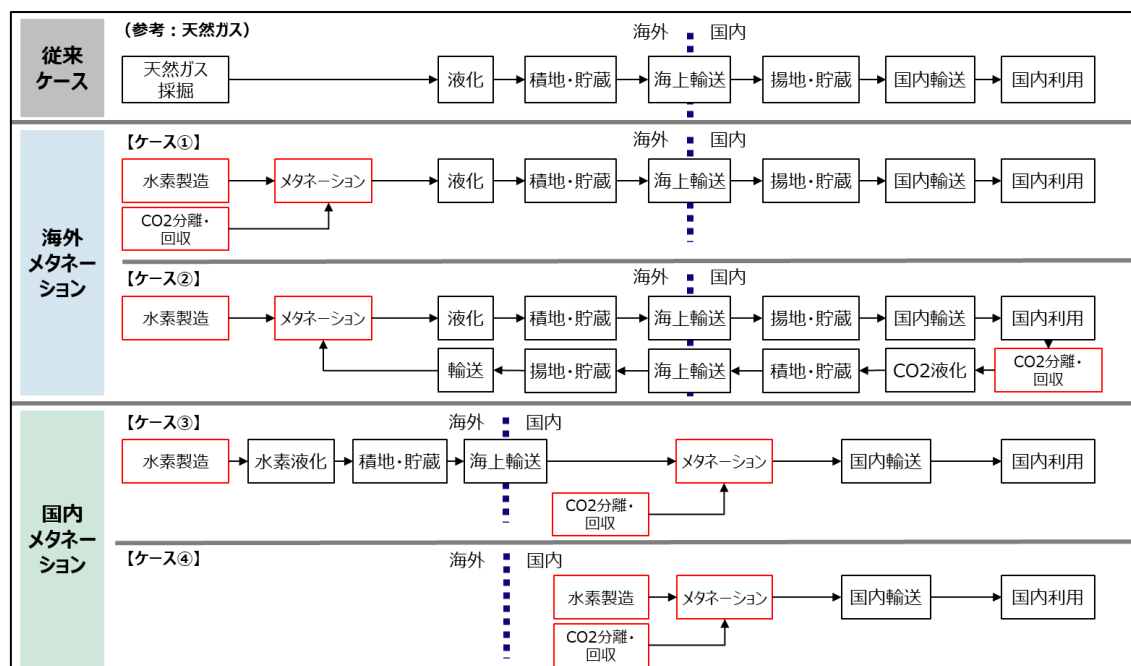


図 5-1 従来の天然ガスの取引形態と海外/国内メタネーションとして想定される取引形態

海外メタネーションにおけるケース①は、水素製造、CO₂ 分離・回収、メタネーションを海外で行うケースを想定したものである。グリーン水素製造時の再エネ電力コストを、低く抑えることができる点や合成メタンを製造した後の工程において既存のガスインフラを活用できる点は、他のケースと比較した場合に利点になり得ると考えられる。国内で排出される CO₂ を合成メタンに有効利用できない点等、CO₂ カウントに関して検討すべき点はあ

るが、将来の取引形態の一つとして想定できるケースであると考えられる。

海外メタネーションにおけるケース②は、水素製造、メタネーションを海外で行い、CO₂ 分離・回収を国内で行うケースを想定したものである。ケース①と同様に、グリーン水素製造時の再エネ電力コストを抑えることが可能である点に加え、国内で排出される CO₂ を合成メタンに利用することが可能なケースである。CO₂ の液化・輸送技術開発やコスト低減が実現されることで、将来の取引形態の一つとして想定できるケースであると考えられる。

国内メタネーションにおけるケース③は、水素製造を海外で行い、CO₂ 分離・回収、メタネーションを国内で行うケースである。ケース②と同様に、グリーン水素の製造コスト低減や国内で排出される CO₂ を有効利用できる点が、他のケースと比較し利点であると考えられる。水素輸送に関しては、合成メタン化とともに、液化やアンモニア等の様々な水素キャリアが検討されている状況であるが、水素輸送に係る技術開発やコスト低減が実現されることで、将来の取引形態の一つとして想定できるケースであると考えられる。

国内メタネーションにおけるケース④は、水素製造、CO₂ 分離・回収、メタネーションを国内で行うケースである。国内で排出される CO₂ を有効利用できる点は、他のケースと比較した場合に利点であると考えられる。グリーン水素の製造コストを低減することで、将来の取引形態の一つとして想定できるケースであると考えられる。

第3回メタネーション推進官民協議会における議論では、メタネーションの適地として、再エネ開発の適合性、CO₂ 排出源や需要地・LNG 施設の近傍、CCUS や水素関連政策の導入状況等の検討の必要性が挙げられていた。これらメタネーションの適地としての条件等も考慮することで、それぞれの適地に沿った取引形態（ケース①～④）を検討していくことが望ましいと考えられる。

5.2. 2030 年におけるコスト試算の検討

メタネーションによる合成メタンの経済性を評価したエネルギー総合工学研究所の調査報告書¹²（以下、IAE 報告書）を基に、2030 年の合成メタンコストを試算した。

5.2.1. 想定した取引形態のケース

コスト試算に当たっては、各工程のコスト分析結果を参照できるよう、参考とした IAE 報告書の評価範囲と同様のケースである、ケース①（図 5-2）を想定し試算を行った。

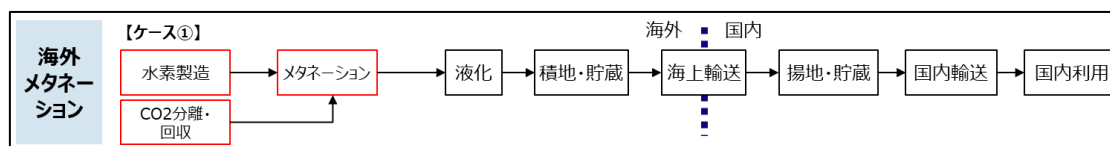


図 5-2 コスト試算で想定した取引形態（図 5-1 のケース①の抜粋）

5.2.2. コスト試算で用いた各工程の前提条件について

IAE 報告書においては、水素と CO₂ から海外でメタネーションを行い、合成メタンを液化し、日本に発電用として輸送した場合のコストを Levelized Cost of Product : LCOP（以下、LCOP）を用いた試算を実施している。ここで、LCOP は、耐用年均等化発電コスト（LCOE : Levelized Cost of Electricity）の考え方を製造コストに応用した手法であり、発電コストと同様に、割引率等によって金銭価値の将来的な不確実性を踏まえたうえで稼働年数間の総費用を総製品量で除すことで製造コストを算出する手法である。

また、IAE 報告書では、時間断面として、「①研究開発ケース 2030 年」、「②研究開発ケース 2050 年および最大導入ケース 2030 年」、「③最大導入ケース 2050 年」の 3 ケースで分析を行っているが、本調査方向書の目的である 2030 年におけるコスト試算に活用すべく、②ケースのコスト分析結果を活用した。なお、②ケースは、後述の 8.87 円/Nm³-H₂ を液化水素へキャリア合成し、25 億 Nm³-H₂ に相当する水素を日本へ輸送した際の調達コストが 30 円/Nm³-H₂ となるケースを想定したものである。

下記(1)～(4)において、IAE 報告書を参考に各工程の諸条件等を整理し、(5)において、IAE 報告書で掲載されている合成メタンコストの分析結果を示す。

¹² 一般財団法人エネルギー総合工学研究所「メタネーションによる合成メタンの経済性評価の調査報告書（2018 年 2 月）」

(1) 原料水素コスト

IAE 報告書における原料水素は、エネルギー総合工学研究所の報告書¹³（以下、エネルギー経済性評価）の分析結果の内、最も安価な 8.87 円/Nm³-H₂ が利用されている。8.87 円/Nm³-H₂ は、中東における天然ガス由来の CCS を備えた天然ガス改質設備によって製造された水素の原料コストであり、ブルー水素に該当するものであると考えられる。

IAE 報告書においては、8.87 円/Nm³-H₂ を各キャリアシステムの収率で割り戻すことで、各シナリオにおける原料水素コストとして算出されている。

また、グリーン水素の原料水素コストとしては、エネルギー総合工学研究所の調査報告書¹⁴にて試算されている 40 円/Nm³-H₂ を利用した。ここで、40 円/Nm³-H₂ は、表 5-1 の条件の下で試算された値である。

表 5-1 グリーン水素製造の前提条件

項目		条件
試算方法		耐用年均等化製品コスト (LCOP)
投入 エネルギー	設備利用率	34% (陸上風力の世界平均 ¹⁵ (2018 年、2019 年))
	電力コスト	6.63 円/kWh (世界平均 ¹⁵ の推定値 (2018 年、2019 年))
	電力原単位	4.42kWh/Nm ³ -H ₂ (PEM の値 ¹⁶ (2030 年想定))
設備費		26 万円/ (Nm ³ /h)
設備利用率		34% (再エネの設備利用率である 34%に統一)
運転期間		30 年
割引率		5%
年間運転維持費		人件費・修繕費の合計、建設費の 4.8%を想定

(出典) 一般財団法人エネルギー総合工学研究所「メタネーションによるカーボンニュートラル・メタン (CN メタン) の経済性評価の調査報告書～CO₂ のコスト評価・排出量評価～ (2020 年 3 月)」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

¹³ 一般財団法人エネルギー総合工学研究所「水素利用等先導研究開発事業/エネルギーキャリアシステム調査・研究/エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析 (2016 年 2 月)」

¹⁴ 一般財団法人エネルギー総合工学研究所「メタネーションによるカーボンニュートラル・メタン (CN メタン) の経済性評価の調査報告書～CO₂ のコスト評価・排出量評価～ (2020 年 3 月)」

¹⁵ IRENA「RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2018, 2019」

¹⁶ FCHJU「DEVELOPMENT OF WATER ELECTROLYSIS IN THE EUROPEAN UNION (2014 年)」

なお、IAE 報告書において原料水素コスト 8.87 円/Nm³・H₂ をメタンに換算した際の原料水素コストは、37.21 円/Nm³・CH₄ と試算されている。この比率を用い、グリーン水素のメタン換算値を算出し、167.8 円/Nm³・CH₄ と試算した。

表 5-2 原料水素コストのメタン換算値

水素種別	原料水素コスト	原料水素コスト（メタン換算）
ブルー水素	8.87 円/Nm ³ ・H ₂	37.21 円/Nm ³ ・CH ₄
グリーン水素	40 円/Nm ³ ・H ₂	167.8 円/Nm ³ ・CH ₄

（出典）一般財団法人エネルギー総合工学研究所「メタネーションによる合成メタンの経済性評価の調査報告書（2018 年 2 月）」、「メタネーションによるカーボンニュートラル・メタン（CN メタン）の経済性評価の調査報告書～CO₂ のコスト評価・排出量評価～（2020 年 3 月）」をもとに、

みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

（2）CO₂ 分離・回収・輸送コスト

IAE 報告書において、CO₂ 分離・回収は、天然ガスの液化基地または石炭火力発電所からの回収を想定している。LNG 基地においては、CO₂ 除去は必須であるとみなされており、CO₂ 回収のための追加コストは発生せず、メタネーション設備を LNG 基地内に設置することで、CO₂ 輸送コストをゼロと想定している。石炭火力発電所からの回収においては、CO₂ 分離・回収コストを 3,000 円/t～8,000 円/t、輸送距離を 250km と想定し、輸送コストを 100 円/t～900 円/t と仮定している。これらより、CO₂ 分離・回収・輸送コストを 3,000 円/t～9,000 円/t として試算されている。

本報告書においては、グリーン成長戦略¹⁷の CO₂ 分離・回収の 2030 年時点のコスト目標である 1,000 円/t～2,000 円/t に、上記 CO₂ 輸送コストを加味し、2,000 円/t～4,000 円/t の幅で試算を行った。なお、2,000 円/t～4,000 円/t の CO₂ 分離・回収・輸送コストは IAE 報告書の値を活用した。

（3）液化・積地コスト

IAE 報告書において、液化コスト・積地（LNG 液化基地）コストは、既存の LNG 製造装置に関する文献値から推定されている。LNG 液化基地の初期コストは人件費・建設資材の高騰により高めに推移していることから、今後のコストダウンの余地は大きくないと考えられており、2030 年時点においても現行コストと同等とみなされている。

液化機、積地基地の仕様は表 5-3 の通りである。

¹⁷ 経済産業省「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略（2021 年 6 月）」

表 5-3 液化機・積地基地の仕様

対象	項目	仕様
液化機	設備容量	1781t/日・基
	液化効率	50%
	電力原単位	0.37kWh/Nm ³ -CH ₄
	数量	1 基
積地基地	タンク容量	90,000m ³ -LCH ₄ /基
	タンク数	2 基（タンカー1 隻分+2 日生産分）
	受入時蒸発率	1%
	貯蔵時蒸発率	0.1%
	電力原単位	0.103 kWh/Nm ³ -CH ₄
電力コスト	海外系統電力	5.4 円/kWh

（出典）一般財団法人エネルギー総合工学研究所「メタネーションによる合成メタンの経済性評価の調査報告書（2018 年 2 月）」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

（4）海上輸送コスト

IAE 報告書において、海上輸送距離として、10,000km が想定されている。これは、南は豪州アデレード、西は印ムンバイ、東はアメリカ西海岸に到達する距離であることが示されている。また、LNG 輸送船コストは、既に国際的な競争力が織り込まれていることから、コストダウンは見込めないものと想定し、2030 年時点においても現行と同等のコストであると仮定されている。なお、LNG 輸送船の仕様は表 5-4 の通りである。

表 5-4 LNG 輸送船の仕様

項目	仕様
容量	160,000m ³ -LCH ₄ 、1 隻
船速	29.6km/h
受入時蒸発率	1%
ボイルオフ率	0.1%/日
払出気化率	1%
燃料	BOG、C 重油

（出典）一般財団法人エネルギー総合工学研究所「メタネーションによる合成メタンの経済性評価の調査報告書（2018 年 2 月）」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

なお、本報告書の試算においては、現在メタネーション推進官民協議会の委員企業において FS 調査が行われている、北米・豪州・マレーシアを想定し、IAE 報告書のコスト分

析結果を基に、輸送距離に応じた海上輸送コストを算出した。表 5-5 の①10,000km は IAE 報告書の分析結果であり、固定費は全てのケースで①の値を参考とした。
②5,000km¹⁸はマレーシア（ビントウル）、③7,000km は豪州（ウィズネル湾）、④18,000km¹⁹は北米メキシコ湾（パナマ運河経由）、⑤29,000km¹⁹は北米メキシコ湾（スエズ運河経由）を想定した輸送距離である。

表 5-5 水素 1Nm³ 当たりの単価（円/Nm³-H₂）

項目	輸送距離				
	①10,000km	②5,000km	③7,000km	④18,000km	⑤29,000km
固定費	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59
変動費（C 重油）	0.95	0.48	0.67	1.71	2.76
合計	1.54	1.07	1.26	2.3	3.35

（出典）一般財団法人エネルギー総合工学研究所「メタネーションによる合成メタンの経済性評価の調査報告書（2018 年 2 月）」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

(5) IAE 報告書における合成メタンコストの分析結果

図 5-3、表 5-6 において IAE 報告書の合成メタンコストの分析結果を示す。なお、図 5-3、表 5-6 のコストは、原料水素コストを 8.87 円/Nm³-H₂、CO₂ 分離・回収・輸送コストを 3,000 円/t と想定した場合の分析結果である。また、本報告書では CIF 価格を想定したため対象範囲外としたが、図 5-3、表 5-6 のコストは、揚地コスト・国内配送コストを含めた分析結果である。5.2.3 においては、図 5-3、表 5-6 の赤枠部分のコストを参考に、合成メタンを試算した。

¹⁸ 一般財団法人日本エネルギー経済研究所「世界の LNG 船市場等に係る調査（変化の途上、あらたなビジネスモデルを探る LNG 船）（2006 年 10 月）」

¹⁹ 公益財団法人日本海事センター「LNG 輸送の動向とパナマ運河拡張の影響」

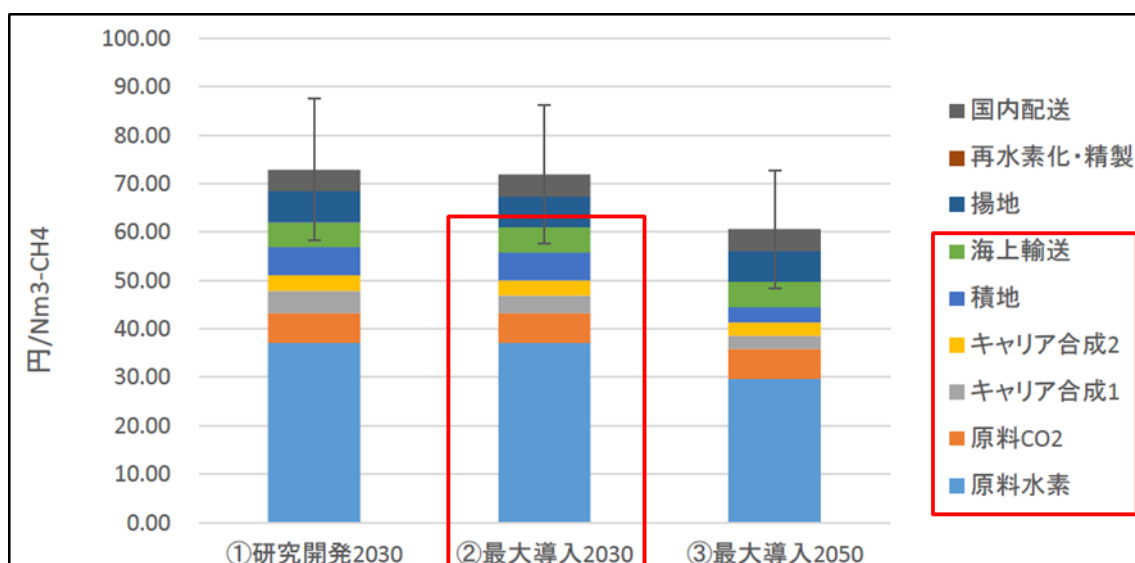


図 5-3 合成メタンコストの分析結果

※赤枠：本調査の対象範囲

(出典) 一般財団法人エネルギー総合工学研究所「メタネーションによる合成メタンの経済性評価の調査報告書 (2018 年 2 月)」

表 5-6 図 5-3 の合成メタンのコスト分析結果の内訳

CH₄コストに換算 既設	単位：円/Nm³-CH₄		
項目	①研究開発2030	②最大導入2030	③最大導入2050
原料水素	37.21	37.21	29.77
原料CO₂	6.17	6.17	6.17
キャリア合成1	4.52	3.47	2.78
キャリア合成2	3.24	3.24	2.66
積地	5.77	5.77	3.19
海上輸送	5.19	5.19	5.19
揚地	6.41	6.41	6.41
再水素化・精製	0.00	0.00	0.00
国内配送	4.45	4.45	4.45
合計	72.95	71.90	60.62
誤差20%	14.59	14.38	12.12

※赤枠：本調査の対象範囲

(出典) 一般財団法人エネルギー総合工学研究所「メタネーションによる合成メタンの経済性評価の調査報告書 (2018 年 2 月)」

5.2.3. 2030 年における合成メタンのコスト試算の結果

(1) IAE 報告書の分析結果を参考とした合成メタンコストの試算

IAE 報告書における分析結果を基に、新たに 2030 年の合成メタンコストを試算した結果は図 5-4 の通りである。なお、図 5-4 は、CO₂ 分離・回収・輸送コストが 3,000 円/t の場合を想定した試算結果であるが、グリーン成長戦略における 2030 年の CO₂ 分離回収コストが 1,000～2,000 円/t であること、CO₂ 輸送コストが最大 1,000 円/t であることを想定し、3,000 円/t のケースを示したものである。

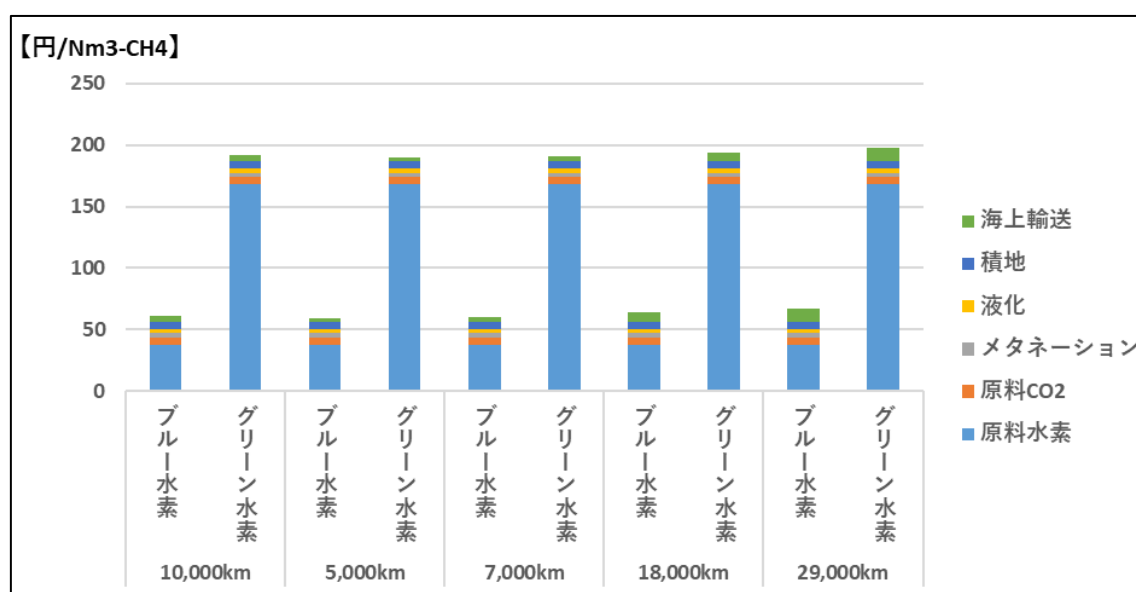


図 5-4 輸送距離ごとの合成メタンの試算結果 (CO₂ 分離・回収・輸送コスト : 3,000 円/t)

(出典) 一般財団法人エネルギー総合工学研究所「メタネーションによる合成メタンの経済性評価の調査報告書 (2018 年 2 月)」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

また、CO₂ 分離・回収・輸送コストを 2,000～4,000 円/トン、海上輸送距離を 5,000km～29,000km とした場合の試算結果を表 5-7 で示す。

表 5-7 より、海外でメタネーションを行い、ブルー水素の原料水素コストを 37.21 円/Nm³-CH₄、グリーン水素の原料水素コストを 167.8 円/Nm³-CH₄ とした場合、ブルー水素由来の場合では 57.4～69.20 円/Nm³-CH₄、グリーン水素由来の場合では 187.99～199.79 円/Nm³-CH₄ となった。

表 5-7 輸送距離ごとの合成メタンの試算結果の内訳

輸送距離：10,000km（参考値）

※赤字はみずほリサーチ&テクノロジーズによる試算

円/Nm3-CH4	CO2コスト：2000円/トン		CO2コスト：2500円/トン		CO2コスト：3000円/トン		CO2コスト：4000円/トン	
原料水素	37.21	167.8	37.21	167.8	37.21	167.8	37.21	167.8
原料CO2	4.12	4.12	5.15	5.15	6.18	6.18	8.24	8.24
メタネーション	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47
液化	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24
積地	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77
海上輸送	5.19	5.19	5.19	5.19	5.19	5.19	5.19	5.19
合計	59	189.59	60.03	190.62	61.06	191.65	63.12	193.71
	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素

輸送距離：5,000km（マレーシア）

※赤字はみずほリサーチ&テクノロジーズによる試算

円/Nm3-CH4	CO2コスト：2000円/トン		CO2コスト：2500円/トン		CO2コスト：3000円/トン		CO2コスト：4000円/トン	
原料水素	37.21	167.8	37.21	167.8	37.21	167.8	37.21	167.8
原料CO2	4.12	4.12	5.15	5.15	6.18	6.18	8.24	8.24
メタネーション	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47
液化	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24
積地	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77
海上輸送	3.59	3.59	3.59	3.59	3.59	3.59	3.59	3.59
合計	57.40	187.99	58.43	189.02	59.46	190.05	61.52	192.11
	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素

輸送距離：7,000km（豪州）

※赤字はみずほリサーチ&テクノロジーズによる試算

円/Nm3-CH4	CO2コスト：2000円/トン		CO2コスト：2500円/トン		CO2コスト：3000円/トン		CO2コスト：4000円/トン	
原料水素	37.21	167.8	37.21	167.8	37.21	167.8	37.21	167.8
原料CO2	4.12	4.12	5.15	5.15	6.18	6.18	8.24	8.24
メタネーション	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47
液化	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24
積地	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77
海上輸送	4.23	4.23	4.23	4.23	4.23	4.23	4.23	4.23
合計	58.04	188.63	59.07	189.66	60.10	190.69	62.16	192.75
	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素

輸送距離：18,000km（北米：パナマ経由）

※赤字はみずほリサーチ&テクノロジーズによる試算

円/Nm3-CH4	CO2コスト：2000円/トン		CO2コスト：2500円/トン		CO2コスト：3000円/トン		CO2コスト：4000円/トン	
原料水素	37.21	167.8	37.21	167.8	37.21	167.8	37.21	167.8
原料CO2	4.12	4.12	5.15	5.15	6.18	6.18	8.24	8.24
メタネーション	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47
液化	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24
積地	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77
海上輸送	7.75	7.75	7.75	7.75	7.75	7.75	7.75	7.75
合計	61.56	192.15	62.59	193.18	63.62	194.21	65.68	196.27
	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素

輸送距離：29,000km（北米：スエズ経由）

※赤字はみずほリサーチ&テクノロジーズによる試算

円/Nm3-CH4	CO2コスト：2000円/トン		CO2コスト：2500円/トン		CO2コスト：3000円/トン		CO2コスト：4000円/トン	
原料水素	37.21	167.8	37.21	167.8	37.21	167.8	37.21	167.8
原料CO2	4.12	4.12	5.15	5.15	6.18	6.18	8.24	8.24
メタネーション	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47
液化	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24
積地	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77
海上輸送	11.27	11.27	11.27	11.27	11.27	11.27	11.27	11.27
合計	65.08	195.67	66.11	196.70	67.14	197.73	69.20	199.79
	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素

（出典）一般財団法人エネルギー総合工学研究所「メタネーションによる合成メタンの経済性評価の調査報告書（2018年2月）」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

(2) 事業者ヒアリングを通じたコスト試算結果の検討

(1)において試算した 2030 年時点の合成メタンコストに関して、ガス業界へのヒアリングを通して合成メタンコストの精度向上を図った。

第 6 回メタネーション推進官民協議会²⁰において、国内大手ガス会社は 2030 年の合成メタンコストの目標値を 120 円/Nm³-CH₄ と試算している。(1)の試算結果とは大きく乖離していることから、その要因について意見を伺った。

乖離要因としては、電力コストの想定値が大きい点、水素製造の設備利用率が低く設定されている点が挙げられた。両者は原料水素コストに大きく関わる部分であることから、電力コストの想定値・設備利用率の設定値の修正を試みた。

【電力コスト】

IAE 報告書においては、電力コストとして 2018 年・2019 年の世界平均値である 6.63 円/kWh が利用されており、(1)の試算結果においても同値を利用している。これは、2018 年・2019 年の世界平均値が 2030 年にも同程度で推移している場合を想定した試算となっているが、IEA の「World Energy Outlook 2021」(以下、WEO2021)では、2030 年時点の米国の太陽光発電、洋上風力、陸上風力の電力コストが公開されている。本調査報告書における試算においても、WEO2021 の公表値を参照し、再エネコストを 4.4 円/kWh として再度試算を試みた。ここで、4.4 円/kWh は、米国の太陽光発電・風力発電(洋上・陸上)の平均値であり、110 円/US\$ (2021 年の年間平均値²¹)として円換算した値である。

【設備利用率】

IAE 報告書においては、水素製造は再エネ電力源である陸上風力の発電に合わせて行うことを想定しているため、設備利用率は陸上風力発電の設備利用率である 34%¹⁵が設定されている。他方、電力コストと同様に、太陽光発電・洋上風力発電を組み合わせることで、50%以上の設備利用率が実現可能である²²。そのため、設備利用率を 50%とした場合の試算を試みた。

原料水素コストの再試算においては、原料コスト(電力コスト×電力原単位(表 5-1 参照))と設備コスト(原料水素コストが 167 円/Nm³-CH₄ の場合と同等と想定)に分けて

²⁰ 東京ガス株式会社「カーボンニュートラル実現に向けた合成メタン社会実装に関する取り組みについて」、大阪ガス株式会社「2030 年合成メタン導入に向けた挑戦」

²¹ 三菱リサーチ&コンサルティング「前年の年末・年間平均」(http://www.murc-kawasasouba.jp/fx/year_average.php)

²² 事業者ヒアリングによる意見。なお、34%の設備利用率では、実際の運用は困難であり、50%以上の設備利用率が求められるとの見方である。

実施した。原料コストの電力コストを 4.4 円/kWh、電力原単位を 4.42kWh/Nm³-H₂ とし、設備コストは「原料水素コスト-原料コスト」が設備コストであると仮定し、50%に割り戻すことで算出した。再試算で修正された値は表 5-8 の通りである。

表 5-8 事業者ヒアリングを通した原料水素コスト試算における修正点

項目	修正前	修正後
電力コスト	6.63 円/kWh	4.4 円/kWh
設備利用率	34%	50%
原料水素コスト	167.8 円/Nm ³ -CH ₄	112.19 円/Nm ³ -CH ₄

(3) 2030 年における合成メタンコストの再試算結果

事業者ヒアリングを通して得られた意見を反映し、再度試算を行った結果を表 5-9 にて示す。表 5-7 と同様に、表 5-9 は CO₂ 分離・回収・輸送コストを 2,000～4,000 円/トン、海上輸送距離を 5,000km～29,000km とした場合の試算結果である。

海外でメタネーションを行い、ブルー水素の原料水素コストを 37.21 円/Nm³-CH₄ ((1)から修正なし)、グリーン水素の原料水素コストを 112.19 円/Nm³-CH₄、とした場合の再試算の結果としては、ブルー水素由来の場合で 57.4～69.20 円/Nm³-CH₄ ((1)から修正なし)、グリーン水素由来の場合で 132.38～144.18 円/Nm³-CH₄ となった。

表 5-9 輸送距離ごとの合成メタンの再試算結果の内訳

輸送距離：10,000km（参考値）

※赤字はみずほリサーチ&テクノロジーズによる試算

円/Nm3-CH4	CO2コスト：2000円/トン		CO2コスト：2500円/トン		CO2コスト：3000円/トン		CO2コスト：4000円/トン	
原料水素	37.21	112.19	37.21	112.19	37.21	112.19	37.21	112.19
原料CO2	4.12	4.12	5.15	5.15	6.18	6.18	8.24	8.24
メタネーション	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47
液化	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24
積地	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77
海上輸送	5.19	5.19	5.19	5.19	5.19	5.19	5.19	5.19
合計	59	133.98	60.03	135.01	61.06	136.04	63.12	138.10
	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素

輸送距離：5,000km（マレーシア）

※赤字はみずほリサーチ&テクノロジーズによる試算

円/Nm3-CH4	CO2コスト：2000円/トン		CO2コスト：2500円/トン		CO2コスト：3000円/トン		CO2コスト：4000円/トン	
原料水素	37.21	112.19	37.21	112.19	37.21	112.19	37.21	112.19
原料CO2	4.12	4.12	5.15	5.15	6.18	6.18	8.24	8.24
メタネーション	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47
液化	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24
積地	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77
海上輸送	3.59	3.59	3.59	3.59	3.59	3.59	3.59	3.59
合計	57.40	132.38	58.43	133.41	59.46	134.44	61.52	136.50
	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素

輸送距離：7,000km（豪州）

※赤字はみずほリサーチ&テクノロジーズによる試算

円/Nm3-CH4	CO2コスト：2000円/トン		CO2コスト：2500円/トン		CO2コスト：3000円/トン		CO2コスト：4000円/トン	
原料水素	37.21	112.19	37.21	112.19	37.21	112.19	37.21	112.19
原料CO2	4.12	4.12	5.15	5.15	6.18	6.18	8.24	8.24
メタネーション	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47
液化	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24
積地	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77
海上輸送	4.23	4.23	4.23	4.23	4.23	4.23	4.23	4.23
合計	58.04	133.02	59.07	134.05	60.10	135.08	62.16	137.14
	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素

輸送距離：18,000km（北米：パナマ経由）

※赤字はみずほリサーチ&テクノロジーズによる試算

円/Nm3-CH4	CO2コスト：2000円/トン		CO2コスト：2500円/トン		CO2コスト：3000円/トン		CO2コスト：4000円/トン	
原料水素	37.21	112.19	37.21	112.19	37.21	112.19	37.21	112.19
原料CO2	4.12	4.12	5.15	5.15	6.18	6.18	8.24	8.24
メタネーション	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47
液化	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24
積地	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77
海上輸送	7.75	7.75	7.75	7.75	7.75	7.75	7.75	7.75
合計	61.56	136.54	62.59	137.57	63.62	138.60	65.68	140.66
	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素

輸送距離：29,000km（北米：スエズ経由）

※赤字はみずほリサーチ&テクノロジーズによる試算

円/Nm3-CH4	CO2コスト：2000円/トン		CO2コスト：2500円/トン		CO2コスト：3000円/トン		CO2コスト：4000円/トン	
原料水素	37.21	112.19	37.21	112.19	37.21	112.19	37.21	112.19
原料CO2	4.12	4.12	5.15	5.15	6.18	6.18	8.24	8.24
メタネーション	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47
液化	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24
積地	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77	5.77
海上輸送	11.27	11.27	11.27	11.27	11.27	11.27	11.27	11.27
合計	65.08	140.06	66.11	141.09	67.14	142.12	69.20	144.18
	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素	ブルー水素	グリーン水素

（出典）一般財団法人エネルギー総合工学研究所「メタネーションによる合成メタンの経済性評価の調査報告書（2018年2月）」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

また、図 5-5 にて、輸送距離を参考値である 10,000km、CO₂ 分離・回収・輸送コストを 2030 年の想定値である 3,000 円/t とした場合のヒアリング前後の試算結果を比較した。電力コスト・設備利用率を変化させることで、グリーン水素由来の合成メタンコストのヒアリング前後での差分は 55.61 円/Nm³・CH₄ となった。

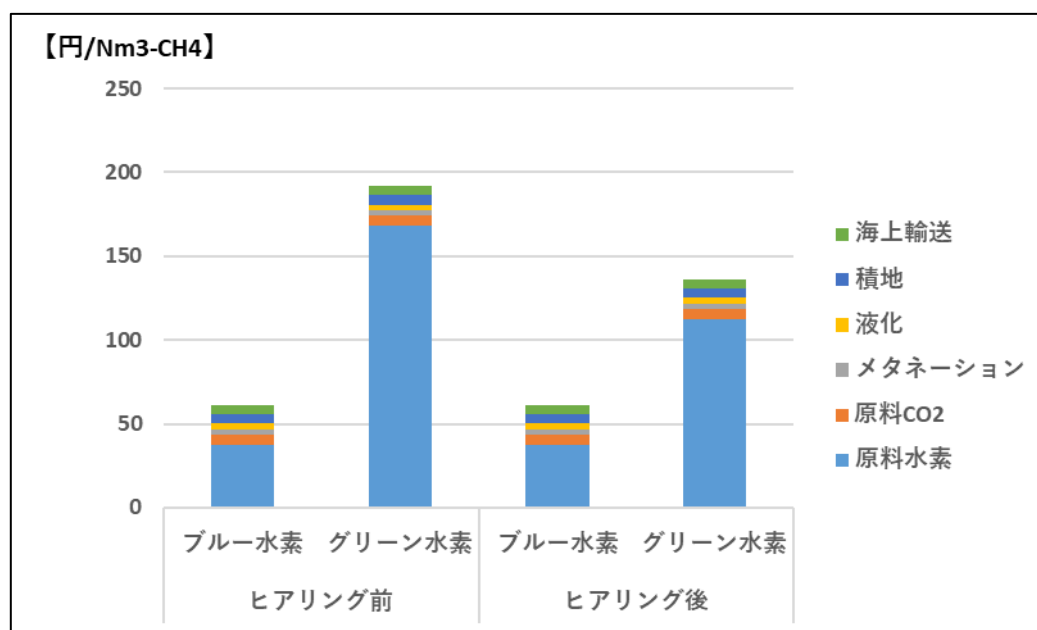


図 5-5 合成メタンの再試算結果（輸送距離：10,000km、CO₂ 分離・回収・輸送コスト：3,000 円/t の場合）

（出典）一般財団法人エネルギー総合工学研究所「メタネーションによる合成メタンの経済性評価の調査報告書（2018 年 2 月）」をもとに、みずほリサーチ&テクノロジーズ作成

5.2.4. 2030 年における合成メタンのコスト試算における留意点

IAE 報告書、並びに事業者ヒアリングを通し、2030 年のグリーン水素由来の合成メタンコストを 132.38～144.18 円/Nm³・CH₄ と試算した。

試算に当たっては、事業者の意見を参考に、電力コストや設備利用率を再設定することで、可能な限り 2030 年に想定されうるケースとして、試算を行った。また、CO₂ 分離・回収・輸送コストや海上輸送における輸送距離をいくつか設定することで幅を持たせて試算を行った。

他方、本調査における試算結果はあくまでも前提条件をおいた推計である点に留意されたい。電力コストや人件費等はメタネーション実施場所により異なる値となり、メタネーションを海上輸送する際の船種によっても、コスト試算結果は異なることが予想される。

また、本調査における試算は海外メタネーション（図 5-1 のケース①）を想定したケースであり、他のケースであれば試算結果は大きく異なる点にも留意しなければならない。

6. メタネーションに係る CO2 カウント検討の経緯

6.1. CO2 カウント検討の背景

合成メタンの社会実装を進める上では、その環境価値を確立し、需要家の導入インセンティブを高めることが必要である。しかし、合成メタンの CO2 削減価値がどこで生まれ、誰に帰属するのかについては、国内制度及び国際的な制度において、まだ十分に整理されていない。そこで、メタネーション推進官民協議会の下に「CO2 カウントに関するタスクフォース」（以下、CO2 カウント TF）設置し、専門家と各省庁の関係者を交えて、合成メタンの CO2 カウント方法を検討する運びとなった。

CO2 排出量のカウント方法については、「国」と「企業活動」で異なる制度によって扱われている。そこで、CO2 カウント TF では、国レベルの排出に係る制度と企業活動の排出に係る制度に分けて検討が行われた。

6.2. 「国」レベルの排出に係る制度等の検討

「国」レベルの排出に係る制度等としては、マルチの国際ルールの整備と二国間の国際ルールの整備という観点で整理された。

6.2.1. マルチの国際ルールの整備

「国」レベルの排出に係る制度等としては、国家温室効果ガスインベントリにおける扱いが最も重要である。インベントリの作成方法については、IPCC によってガイドラインが定められており、日本の排出量と吸収量の算定方法はこれに準拠している。また、日本政府は、国連気候変動枠組条約（UNFCCC : United Nations Framework Convention on Climate Change）の規定に基づき温室効果ガスインベントリを取りまとめ、UNFCCC 事務局に対し年次報告を行い、審査を受けている。

CO2 のカウント方法という観点では、CCU に関するインベントリ上での扱いに注目した。日本においては、インベントリにおける CCU の扱いに関して、環境省温室効果ガス排出量算定方法検討会の場において議論されている。示された具体的な方針としては、以下の通りである。

- 我が国のインベントリにおける CCU（Carbon Capture and Utilization : CO2 の回収・利用）の暫定的な計上方針としては、CCU のための CO2 回収量は原則として発生源分野から控除しない方針。
- 他方で、今後のイノベーションの進展により、一定期間 CO2 が固定される CCU 技術の社会実装が進むことが予想されるため、インベントリにおける取り扱いについて検討を開始する必要がある。
- 今後、各分野において様々な CCUS（主として CCU）の事例が出てくることが予想さ

れ、科学的に適切な CCU の計上方法を検討するためのプロセスを新たに設定することとする。

上記を受けて、2021 年度、温室効果ガス排出量算定方法検討会エネルギー・工業プロセス分科会の下に CCU 小分科会²³が立ち上げられ、新規 CCU 技術についてのインベントリへの反映等が検討されている。

また、国際海運の気候変動対策については、国際海事機関（International Maritime Organization : IMO）が主体となり審議・策定が行われている。この中で、日本は、豪州・ノルウェー・EU と共同で船舶燃料に関するライフサイクル評価（Lifecycle Assessment : LCA）のガイドラインを提案しており、合成メタンに係る計上方法についてもガイドラインの中で記載されている。発電所等のプラントから回収した CO₂ が当該国のインベントリに排出計上される場合、この CO₂ を利用し製造した合成メタンを船上で燃焼する際の CO₂ 排出は、二重計上防止の観点からゼロとする旨が明記されている。

上記を踏まえ、「国内に閉じた」場合と「国をまたぐ」場合に分けて以下の整理となった。

<国内に閉じたカーボンリサイクル燃料の製造・利用の場合>

以下の 2 点の重要性が指摘された。

- ① メタネーション推進官民協議会や企業・業界団体から環境省等の審議会へ、適切に情報提供・情報発信を行っていくことが重要。
- ② 日本のインベントリの計算方法が見直される際には、国内で回収した CO₂ 由来のカーボンリサイクル燃料（合成メタンを含む）を、国内で利用する場合の CO₂ 排出については、CO₂ 排出の二重計上が発生しないことが重要。

<国をまたぐ合成メタンの製造・利用の場合>

海外で製造された合成メタン（水素・CO₂ も海外で調達）を輸入し、日本国内で利用した場合、IPCC ガイドラインに基づくインベントリ作成の考え方に則れば、当該合成メタンの燃焼に伴う CO₂ 排出は日本国の排出として報告するものと考えられる²⁴。このため、IPCC ガイドラインに対して、「CO₂ 回収国側（原排出国側）で CO₂ 排出を計上し合成メタンを含むカーボンリサイクル燃料の燃焼時の CO₂ 排出は計上しない」という通常の整理とは異なる、特別ルールを設けることに対する関係事業者の期待が高くなっている。

一方で、IMO 作業部会における日豪ノルウェーEU 共同提案は、現行の IPCC ガイドラ

²³ 2022 年 2 月 2 日の温室効果ガス排出量算定方法検討会において、CCU 技術の実施に伴う CO₂ 排出・吸収量の温室効果ガスインベントリでの取扱いに関して、CCU 技術共通の論点や環境配慮型コンクリート（CO₂-SUICOM）による CO₂ 吸収量の温室効果ガスインベントリへの反映方法を検討する際の論点や調査項目について議論が行われた。

²⁴ 炭酸ガス（ドライアイス）の使用に伴う CO₂ 排出は、2.H.3.の輸入炭酸ガスからの排出として日本の排出として計上。また、尿素的な施肥による CO₂ 排出（3.H.）でも、輸入した尿素的な使用に伴う CO₂ 排出量を計上している。

インの考え方に準拠しつつ、IPCC ガイドラインを改正せずとも、合成メタンの船上での燃焼に係る CO₂ 排出をゼロとする、国際海運独自の自主的なガイドライン作りを志向している。²⁵

このため、合成メタンを含むカーボンリサイクル燃料の国をまたぐ場合の CO₂ 排出について、カーボンリサイクル燃料の燃焼時に CO₂ 排出を計上しない整理とするには、以下の検討が必要であると認識された。

- 新たな国際ルールを整備
 - IMO における検討に見られるように、現行の IPCC ガイドラインを踏まえつつ、日本の目的に適った独自の取組
- 上記に加え、様々な選択肢について関係者による十分な検討が必要である。

6.2.2. 二国間の国際ルールを整備

マルチの国際ルールを整備には時間を要するため、パリ協定 6 条 2 項に則った仕組みを活用した二国間の国際ルールの速やかな整備への期待が高い。

パリ協定 6 条 2 項では、国際的に移転したクレジットを NDC（国が決定する貢献、Nationally Determined Contribution）に利用できる旨が規定されており、日本の JCM はこれに則った制度であるため、メタネーション推進官民協議会の中でも、JCM 活用への検討を求める声も多い。

なお、現行の JCM は、パートナー国である途上国等に優れた脱炭素技術等を導入し、それによってパートナー国で実現した温室効果ガス削減・吸収分をクレジット化して、日本の排出削減に活用するという制度である。

海外メタネーションにこうした JCM 等の国際的な削減クレジット制度の枠組みの活用を検討するにあたり、検討すべき論点として以下の 4 点が挙げられた。

- (1) 相手国が特に先進国の場合、メタネーションにより生じる削減量をクレジットとして国外に移転することに相手国がメリットを見出すか、また、温室効果ガス排出量の限界削減コストが日本と相手国とでどの程度異なるのか、検討が必要。（なお、現在 FS 調査が進められている、米国、豪州、マレーシアに加え、中東、中国、インドも含めて、現行のパートナー国ではない点に留意）
- (2) 合成メタンは、製造過程で回収・除去された CO₂ が燃焼時に排出される。このような一時的な回収・除去効果は、非永続性の問題がある。パリ協定 6 条 2 項ガイダンスにおいても非永続性のリスクを最小限に抑えることが求められており検討が必要。
- (3) 合成メタンの製造過程から消費まで、どこで起きた何を削減として捉え、何を排出として捉えるか、その結果の削減効果はどうなるか、算定方法の整理が必要。仮に天然ガス

²⁵ CO₂ 排出に係る国家間の利害調整といったルールを扱う論点の性質が、科学的知見に基づく IPCC ガイドラインで扱うことになじむのかという論点も挙げられている。

から合成メタンへの燃料転換と捉えた場合でも、グリーン水素の利用の有無、工場等由来の CO₂ 回収か DAC か等、メタネーションに係るプロセスごとに算定が異なる点も検討が必要。

- (4) 国際的な削減クレジット制度を活用し、相手国（JCM の場合はパートナー国）で実現した温室効果ガス削減・吸収分をクレジット化する際、海外でのメタネーションにより合成メタンを全量日本に輸入・消費した場合、燃料転換は全て日本で生じることになる。相手国で燃料転換が実現したとするには、同国内で合成メタンが消費されることが求められるか、確認・検討が必要。

今後、海外メタネーション事業実現タスクフォースや海外メタネーションについて FS 調査を行うガス事業者・商社等においても検討を深める必要がある。

国際的な削減クレジット制度の利用については、パリ協定 6 条 2 項との整合性を担保しつつ、現行の JCM にとどまらない新たな制度の可能性も含めた幅広い検討も必要である（そもそもパリ協定 6 条 2 項の仕組みを活用できるか否かもあわせて検討が必要）。

また、IMO における共同提案の検討に見られるように、二国間でインベントリの二重計上の回避について合意した上での削減クレジット制度とは別の合成メタン利用に関する制度等の可能性なども幅広く検討することが必要であると整理された。

6.3. 「企業活動」レベルの排出に係る制度等の検討

「企業活動」レベルに係る国内制度等における算定方法等は、国家インベントリと必ずしも同一である必要はなく、各制度等において合成メタンを含むカーボンリサイクル燃料の燃焼による CO₂ 排出をどのように扱うかは、各国内制度等の趣旨・目的に則り、各制度等の所管省庁や運営者において判断されるものである。このため、CO₂ カウント TF においては、日本国内における合成メタンの利用促進の観点から、各制度等の所管省庁等に対し今後の検討材料を提供することを目的として、合成メタンから排出される CO₂ がどのように扱われることが望ましいか、最適な仕組みはどのようなものかについて検討が行われた。

地球温暖化対策の推進に関する法律（温対法）に基づく温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度のマニュアル、EU-ETS（欧州連合域内排出量取引制度）改正案、船舶燃料 LCA ガイドライン日豪ノルウェー EU 共同提案、GHG プロトコルにおける CO₂ の扱い等が整理された。

上記の国内外制度の整理も参考に、国内で回収した CO₂ を用いて製造した合成メタンを、日本国内で利用する場合の企業活動に係る CO₂ 排出の扱いの検討の視点は以下のとおりである。

- ✓ 合成メタンを含むカーボンリサイクル燃料の利用は、社会全体での CO₂ の排出削減に資するという前提に立てば、カーボンリサイクル燃料利用が促進されるような仕組みを検討すべき。

- ✓ カーボンリサイクルが促進される社会・経済の実現のためには、回収された CO2 の利用価値が最大化される仕組みが重要。
- ✓ CO2 の原排出者側（回収側）と合成メタンの利用者側で、バリューチェーンの形態に応じて利益と負担がバランスする仕組みが必要。
- ✓ GHG プロトコル等の国際的なルールと整合させる必要性について検討が必要。
- ✓ 様々な制度等において、その趣旨を踏まえた適切な排出・削減の評価が行われることが必要。また、可能な限り統一した考え方となる方が企業の作業負担の軽減の観点から望ましい。
- ✓ バイオマス燃料の燃焼に伴う CO2 のように、各制度等において排出計上が不要な CO2 を回収して製造したカーボンリサイクル燃料については、CO2 の由来がトラッキングできることを前提に、その燃焼時の CO2 排出についても計上が不要（カーボンリサイクル燃料利用時の CO2 排出量もゼロ）であるとして取り扱うことができるかどうかを検討すべき。

上記の視点を踏まえ、CO2 排出の扱いについて、図 6-1 で示す 4 案が提示された。

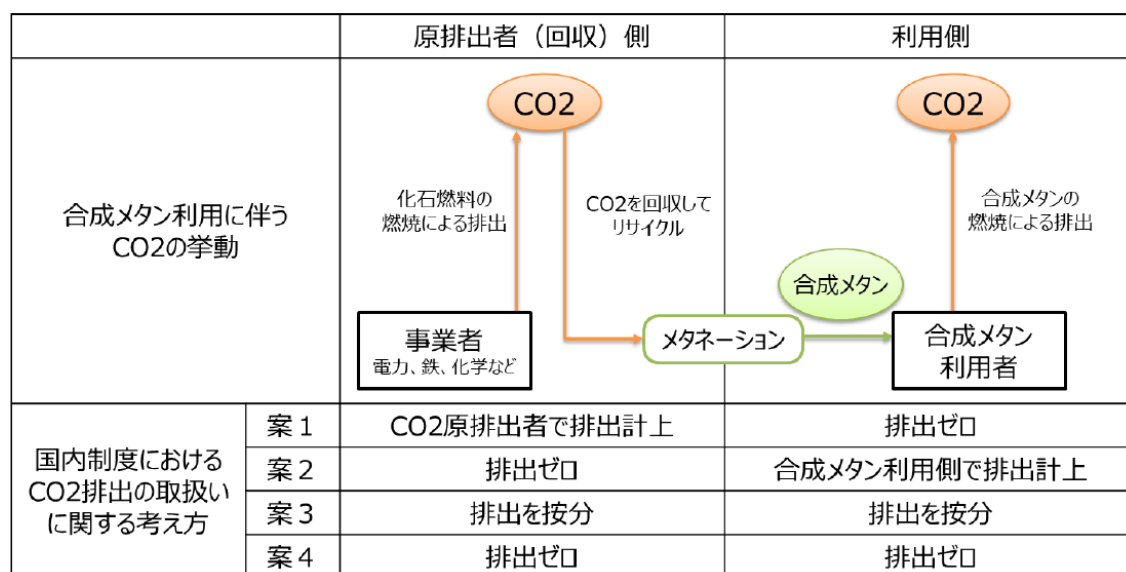


図 6-1 企業レベルにおける CO2 カウント方法案

案 1 は、排出削減の二重カウントを認めない制度等を前提に、カーボンリサイクル燃料利用の誘因を最大化しつつ、CO2 回収の誘因を確保する案である。CO2 原排出者側（回収側）に排出を計上し、合成メタン利用時における CO2 排出をゼロにする算定方法である。この場合、回収した CO2 の利用価値（環境価値）が最大となり、当該回収 CO2 の有償取引（原排出者側（回収側）への金銭的な還元）が期待できる。ただし、CO2 のトレーサビリティの確保や、CO2 の原排出者側（回収側）に CO2 排出削減の価値が移転するための補完

的な仕組みも必要であることが整理された。

案 2 は、排出削減の二重カウントを認めない制度等を前提に、CO₂ 回収の誘因を最大化する案である。原排出側（回収側）の CO₂ 回収の誘因を最大化するには、原排出側（回収側）での CO₂ 排出をゼロとカウントすることが最良となる。ただし、この場合、カーボンリサイクル燃料は化石燃料と同じく CO₂ を排出する燃料という扱いとなる。なお、回収した CO₂ は利用側で排出として計上されるため、逆有償でなければ引き取り手は見込めない、カーボンリサイクルが促進される社会・経済が実現するか、検討が必要である。案 1 同様に、CO₂ のトレーサビリティの確保や原排出者側（回収側）から CO₂ 排出削減の価値を利用者側に移転するための補完的な仕組みが必要である。

案 3 は、排出削減の二重カウントを認めない制度等を前提に、CO₂ 回収とカーボンリサイクル燃料利用の双方で按分する案である。案 1,2 を踏まえた上で、原排出側（回収側）と利用側で、CO₂ 排出削減の価値を按分する制度とした場合、カーボンリサイクル燃料の利用促進やカーボンリサイクルが促進される社会・経済の実現は十分に可能か検討する必要がある。加えて、CO₂ のトレーサビリティの確保の仕組みも必要である。また、カーボンリサイクル燃料を、CO₂ を一定程度排出する燃料と扱うことの弊害があるか、検討が必要である。

案 4 は、CO₂ 回収とカーボンリサイクル燃料利用の双方の誘因を最大化する案である。原排出側（回収側）の CO₂ 回収の誘因を最大化するには、原排出側（回収側）の CO₂ 排出をゼロとカウントすることが最良であり、利用側のカーボンリサイクル燃料利用の誘因を最大化するには、カーボンリサイクル燃料利用に伴う CO₂ 排出をゼロとカウントすることが最良である。「企業活動」に係る CO₂ 排出の扱いについては、国のインベントリと違い、各制度等において原排出側と利用側の双方で計上しない整理とする案が考え得る。他方、事業者の GHG 排出量の把握や GHG の排出削減をクレジットとして取引することを念頭に置いた制度等では、GHG 排出削減の二重計上を認める制度設計は難しいと考えられる。

上記の 4 案をもとに、「排出削減の二重カウントを認めないことを前提とした制度等」、「排出削減の二重カウントを認め得る制度等」という観点から、CO₂ カウント TF としての考え方が整理された。

【排出削減の二重カウントを認めないことを前提とした制度等】

メタネーション推進官民協議会の意見としては、排出削減の二重カウントを認めないことを前提とした制度等については、案 1,3 に支持が分かれた形となった。案 1,3 は、環境価値移転のための補完的な仕組みが整備され、原排出者・回収側と利用側で CO₂ 排出削減価値を移転することにより負担に応じた調整が実現するのであれば、関係事業者にとっては制度に差が無くなる可能性はある。その上で、案 3 については、CO₂ 排出削減を按分するための制度設計が複雑化する点等を踏まえ、CO₂ カウント TF としては、案 1 を基に各種国内制度の検討が進められることが望ましいと整理された。その際、原排出

者・回収側に十分な誘因が働かなければ最適な結果とならない可能性もあり、補完的な仕組みの制度設計が重要であることも併せて提示された。

【排出削減の二重カウントを認め得る制度等】

国内制度等は、国のインベントリの考え方とは切り離して設計することも可能であることから、排出削減の二重カウントを認め得る前提の制度等であれば、CO₂ 回収とカーボンリサイクル燃料利用の双方の誘因を最大化する観点からは、CO₂ カウント TF として、案 4 の制度が望ましいと整理された。ただし、国内制度によっては、現に CO₂ が排出されているにもかかわらず、当該 CO₂ の排出に責任を有する者が存在しないこととなると、真の排出削減につながらないおそれがあるため、制度設計時には留意が必要である。加えて、国際的なルールとの整合性も考慮する必要があるという点も併せて示された。

なお、どのような国内制度であったとしても、海外市場での活動において不都合が生じないように、海外のアカウントルールへの適応や検証システムが必要となった場合に対応が可能となるよう、関係する各企業が、合成メタンの燃焼等に伴う温室効果ガスの排出量や削減貢献量をモニタリング・報告できるようにしておくことが重要であることも提示された。

二次利用未承諾リスト

報告書の題名 メタネーションを中心としたCO₂カウント等の在り方に関する委託調査報告書委託事業名 メタネーションを中心としたCO₂カウント等の在り方に関する委託調査

受注事業者名 みずほリサーチ&テクノロジーズ株式会社

頁	図表番号	タイトル
3	図 2-1	従来のエネルギーシステムと目指すべき将来のエネルギーシステム
4	表 2-1	Hydrogen Strategyにおける水素導入ロードマップ
5	表 2-2	RED II とRED IIIの主な数値目標
7	表 2-3	RED II におけるRCF・RFNBOのGHG排出削減量及び再エネ追加性の基準
9	表 2-4	RED III案におけるRCF・RFNBOに関わる目標
11	表 2-5	EU-ETSの第4フェーズの概要
12	表 2-6	EU-ETS改正案の概要
15	図 2-2	2050年における総ガス燃料消費量の内訳
18	表 2-7	EUタクソノミーの要件
24	表 2-8	RTFOの制度概要
25	表 2-9	RTFOにおける今後の供給割合
27	図 2-3	優先的に取り組むべき方針
27	表 2-10	Eurogasの加盟企業一覧
29	図 2-4	将来のガス需給の見通し
29	表 2-11	Gas for Climateの加盟企業一覧
30	図 2-5	将来の電力とガスのグリッドカップリングイメージ
30	図 2-6	ゼロエミッション社会実現時のイメージ
31	表 2-12	ENTSOGの加盟企業一覧
34	表 2-13	RFSで利用が求められる再生可能燃料
44	図 3-1	“methanation” の論文発表数（2021年12月中旬時点）
44	図 3-2	発表された論文等の内訳
47	表 3-3	特許出願状況調査に使用したデータベースとその概要
47	表 3-4	メタネーションの国別特許出願状況（Espacenet）
50	表 4-1	Land Sector and Removals Initiativeにおける炭素除去に関する検討事項
51	表 4-2	Land Sector and Removals Initiativeの検討体制
52	表 4-3	Technical Working Group Membersの参加者が所属している機関・企業
53	表 4-4	Pilot Testing Groupに参加している機関・企業