

国外製造から国内最終需要までの水素キャリアの経済性・環境性評価

クリーンエネルギーユニット 次世代エネルギーシステムグループ 関 思超

横浜国立大学 准教授 / クリーンエネルギーユニット 大槻 貴司

クリーンエネルギーユニット 次世代エネルギーシステムグループ 永田 敬博

クリーンエネルギーユニット 次世代エネルギーシステムグループ 柴田 善朗

サマリー

国外からの水素輸入を考えた場合、そのキャリアとしては液体水素、メチルシクロヘキサン (MCH)、アンモニア、合成メタンなど多様な形態が考えられる。これらの水素キャリアの経済性・環境性は、国際サプライチェーンに加えて、最終用途（電力、熱）を含む国内サプライチェーンによって、変化する。そこで本研究では、2030 年以降の長期的な時間軸を想定し、国外製造から国内最終需要までの水素キャリアの経済性・環境性を評価した。以下のような結論を得た。

- ・ 発電利用におけるコストは、再エネ電力由来のキャリアでは、合成メタン（革新技術）専焼が最も安価で、次いでアンモニア分解水素専焼となり、天然ガス由来（CCS 付き）のキャリアでは、合成メタン（既往技術）専焼とアンモニア分解水素専焼がほぼ同水準で最も安価となる。また、熱利用におけるコストは、国内輸送の影響が大きく、既存ガス導管等のインフラを活用できる合成メタンが最も安価となる。
- ・ サプライチェーン全体でのカーボンフットプリントは、発電利用の場合は、再エネ電力由来キャリアでは、合成メタンが最も小さく、天然ガス由来（CCS 付き）キャリアでは、アンモニアが最も小さくなる。熱利用の場合は、既存都市ガスインフラを活用することで、ローリー輸送を回避できることから、合成メタン×既存ガス導管のカーボンフットプリントが最も小さくなる。一方、国際輸送と脱水素での燃料消費が大きい MCH のカーボンフットプリントが最も大きくなる。合成メタンとアンモニアは、一定の炭素価格を加味しても、サプライチェーン全体でのカーボンフットプリントが小さいため、コスト優位性を維持できる。なお、合成燃料・ガス燃焼時の排出 CO₂ の帰属に関してどのような国際ルールが形成されるかによって合成メタンのカーボンフットプリントは変化するが、本分析においては、合成メタン燃焼時の CO₂ 排出は CO₂ 原排出者に属するものとしている。

なお、本分析については、主として 2019 年の IEA のレポート “The Future of Hydrogen” における想定を前提に試算したものであり、昨今の資源価格の高騰、物価高、円安等の影響は考慮していない。

脱炭素化に向けて一定程度の水素等のクリーン燃料の活用が求められる。海外からのクリーン燃料の輸入に当たって必要となる水素キャリアのコスト構造は、大きく分けて水素

キャリア合成と輸送に分かれる。水素キャリア合成コストは、天然ガス由来（CCS 付き）に比べて再エネ電力由来が高い。ただし、いずれの場合も、水素キャリア合成設備費の削減が必要であり、後者の場合は、加えて、安価な再エネ電力の調達も求められる。

輸送コストについては、既存インフラや商用輸送技術を活用できる MCH、アンモニア、合成メタンが、新規輸送技術を必要とする液化水素に比べてかなり安価である。ただし、MCH からの脱水素やアンモニアの水素への分解はコスト増要因になり、水素への変換を必要としないアンモニアの直接利用や合成メタンが優位となる。国内輸送までを含めると、既存都市ガスインフラの活用によって、コスト増要因となるローリー利用や水素パイプラインの建設を回避できる合成メタンのコストが安価になる。

つまり、国外からの経済的なクリーン燃料の供給を目指すためには、安価な原料の確保、技術革新による水素キャリア合成コストの削減、既存インフラや既に商用化されている輸送技術の活用による輸送コストの抑制が求められる。

はじめに

国外からの水素輸入を考えた場合、そのキャリアとしては液体水素、メチルシクロヘキサン（MCH）、アンモニア、合成メタンなど様々な形態が考えられる。当研究所では「グリーン水素国際サプライチェーンの経済性に関する評価」[1]等、これまで、国際水素サプライチェーンに関する評価・研究を行ってきた。しかしながら、実際の水素利用を考えた場合、国内の需要家までを含めた評価が求められる。2023 年 6 月に改訂された「水素基本戦略」の中で言及されている“水素等の導入促進に向けた値差支援制度の構築”と“水素等の製造に係る CO₂ 排出原単位基準値の設定”が示すように、経済性とカーボンフットプリントが重要な評価軸となる。

そこで本報では、国際サプライチェーンに加え、国内需要家を想定した国内サプライチェーンも含めた水素の経済性・カーボンフットプリントの評価を行った。

1. 国際サプライチェーンの経済性評価

本研究ではまず、海外適地で製造した水素を国際輸送し、輸入する場合（再転換費まで含む）のコストを試算する。第 1.1 節に示すようにサプライチェーンを複数想定し、各チェーンにおける年間コストを年間供給量で割ることで単位供給量当たりのコストを算出した（式 1-1）。年間コストの算出にあたり、設備費は資本回収係数を用いて年価に換算している。

$$\text{JPY/Nm}^3\text{-H}_2 = \frac{\text{年間コスト (JPY/year)}}{\text{年間供給量 (Nm}^3\text{-H}_2\text{/year)}} = \frac{\text{水素・キャリア製造費} + \text{港湾貯蔵費} + \text{輸送費} + \text{再転換費}}{\text{総供給量}} \quad \text{式 1-1}$$

1.1. 分析対象のサプライチェーン

図 1-1 に分析対象のサプライチェーンを整理する。水素の製造プロセスや国内外での輸送キャリアによって計 14 ケースを想定した。水素製造プロセスとしては再エネ電力による水電気分解（ケース①～⑨）、および CO₂ 回収貯留（CCS）付きの天然ガス改質（ケース⑩～⑭）の 2 種類を考慮した。水素の国際輸送キャリアとしては合成メタン、液化水素、MCH、アンモニアの 4 種類とし、国内陸揚げ後の送配キャリアとしては合成メタン、水素、アンモニアを想定した。これらの国内送配キャリアが送配される直前までをコスト試算のバウンダリに設定している（図 1-2）。需要家への送配インフラおよび需要側のエネルギー消費機器費用は含んでいない。なお、ケース⑧⑨では比較のため、国内再エネ電力由来の水素から合成メタンを製造した場合のコストを試算した。

ケース	製造国・原料	国際輸送キャリア	国内送配キャリア	
① 海外合成メタン（革新技術）	海外 再エネ電力	液化合成メタン	合成メタン	
② 海外合成メタン（既往技術）				
③ 海外液化水素		液化水素	水素	
④ 海外メチルシクロヘキサン（MCH）		メチルシクロヘキサン		
⑤ 海外アンモニア（水素分離）		液化アンモニア	液化アンモニア	
⑥ 海外アンモニア（直接利用）				
⑦ 海外MCH+国内メタン合成		メチルシクロヘキサン	合成メタン	
⑧ 国内合成メタン（革新技術）	国内 再エネ電力	なし		
⑨ 国内合成メタン（既往技術）				
⑩ 海外合成メタン（既往技術）	海外 CCS付き天然ガス	液化合成メタン	合成メタン	
⑪ 海外液化水素		液化水素	水素	
⑫ 海外メチルシクロヘキサン（MCH）		メチルシクロヘキサン		
⑬ 海外アンモニア（水素分離）		液化アンモニア	液化アンモニア	
⑭ 海外アンモニア（直接利用）				

図 1-1 国際サプライチェーンの分析ケース

各ケースの概要は下記の通りである。まず、ケース①②⑩では海外製造国にて合成メタンを製造・液化し、国際輸送を行う。メタン合成技術としては既往技術（サバティエ反応）と革新技術を考慮した。具体的には、既存技術はその上流に位置する水電解との組み合わせになるが、革新技術は水電解とメタン合成が統合された高効率な直接メタン合成技術である。液化メタンガスの国内陸揚げ後には、合成メタンとして需要家へ送配する。ケース③⑪は製造国から日本まで液化水素として輸送し、国内陸揚げ後に水素に気化させて国内送配を行う。ケース④⑦⑫は MCH として国際輸送後、国内陸揚げ後に脱水素反応によって水素を取り出すケースである。ケース④⑫は水素のまま国内送配する想定、ケース⑦は陸揚げ地でメタン合成を行う想定である。第 1.3 節に示す通り、海外再エネ由来の水素を輸送し、国内陸揚げ後に水素に戻すケース（③～⑤）にて最も安価であったのは④であった。その結果を基に、本研究では MCH で輸送した水素から都市ガスの主成分である合成メタンを製造するケース⑦を設けることとした。ケース⑤⑥⑬⑭は液化アンモニアを国際輸送キャリアとするケースである。⑤と⑬は国内陸揚げ後に水素分離を行い、他方で⑥と⑭は輸入アンモニアを直接利用する（水素分離のコストを織り込まない）ケースである。

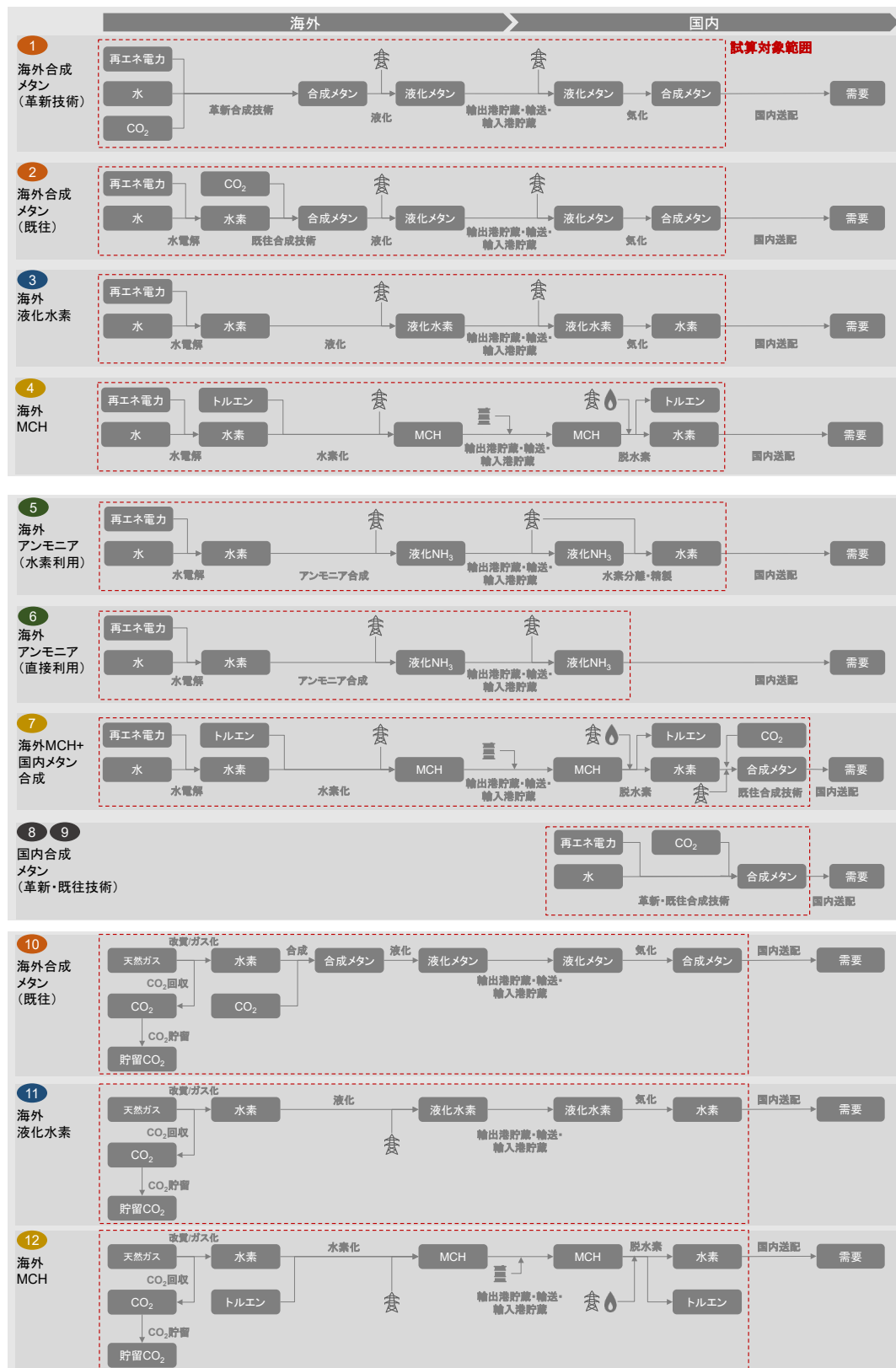


図 1-2 各サプライチェーンの概要

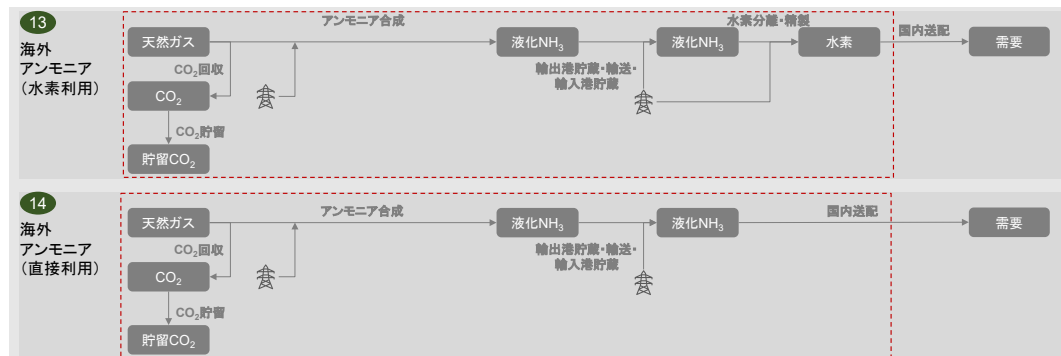


図 1-2 各サプライチェーンの概要 (続き)

なお、CCS 付き天然ガス由来の水素を基に合成メタンを製造するケース⑩については、システム全体効率の観点から留意が必要である。ケース⑩では海外製造国にて天然ガスを水素とCO₂に分離した後に、他のCO₂源から回収したCO₂と水素をメタンに合成する手順を踏むことになる。この場合、天然ガスをそのまま日本へ輸送し、CO₂源から回収しCO₂については直接貯留した方(図 1-3 の「ガスチェーンと CCS を分離したシステム」)がシステム全体として効率的となりうる。つまり、図 1-3 の“ガスチェーンと CCS を分離したシステム”ではシステム全体としてのCO₂排出量や日本へのエネルギー輸送量はケース⑩と同程度を保ちつつ、天然ガス改質やCO₂回収(1 回分)、メタン合成のプロセスを省くことができる。もちろん、“分離システム”では天然ガスチェーンとCCSが分離されるため、天然ガスチェーン側に環境面のメリットはない。しかしながら、全体最適の観点からすると、天然ガスチェーンを維持しつつ、クレジット移転等で正味での脱炭素化を図る方策もあり得る点には留意が必要である。

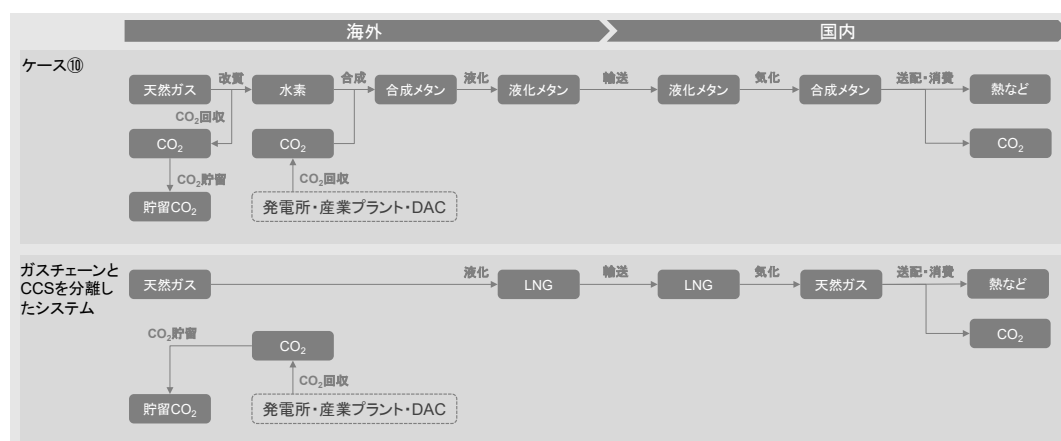


図 1-3 ケース⑩と「ガスチェーンと CCS を分離したシステム」のサプライチェーン概要

1.2. 主要想定

分析の考え方は文献[2]に基づく。各サプライチェーンの輸送規模は IEA[3]を基に約 260ktH₂/年（約 29 億 Nm³-H₂/年、合成メタン換算では 10 万 Nm³-CH₄/h）とした。合成メタンとして供給する場合、この規模は日本の年間都市ガス消費量の 2%程度に相当する。分析対象年は具体的には特定しないが、2030 年より後の長期的な時間軸を想定してパラメータを設定している。

海外製造国は再エネ条件に比較的優れており、かつ、天然ガス資源も豊富な中東地域を想定した。再エネ電力は IEA[3]を基に、単価 2.5cent/kWh、設備利用率 29%と設定した。この再エネは太陽光・風力発電のハイブリッド型を想定したものである。水電気分解装置および革新的メタン合成装置（ケース①）の設備利用率は再エネ電力に連動する想定とした。天然ガス価格は 3.4USD/MMBtu と想定した（文献[3]における世界の長期最安値水準）。ケース⑧⑨の国内再エネ想定も同文献に基づく（再エネ発電単価は 6.3cent/kWh、設備利用率は 19%）。水素製造（水電気分解や CCS 付き天然ガス改質）および液化水素製造・輸送、MCH 製造・輸送、アンモニア製造・輸送の諸元についても同文献[3]を参照し、他方でメタン合成やメタンガス液化、液化メタンガスの輸送や受入については事業者ヒアリングから設定している。ここでは水素製造部分の諸元のみ記すと、水電気分解の設備費は 450USD/kW、効率（低位発熱量基準）は 74%と設定した。CO₂ 回収装置付き天然ガス改質については設備費 1280USD/kW_{H₂}、効率 69%とし、CO₂ 貯留地までの輸送および貯留費用として 20USD/tCO₂ を上乗せした。水素から各キャリアへの転換やその輸送・受入に関する考え方やパラメータは表 1-1 を参照されたい。本分析の割引率は IEA[3]に倣い 8%と想定した。また、同文献[3]の想定が 2017 年 USD 価格で示されていることから、本分析も 2017 年価格を基準とし、為替レートは 113 円/USD とした。なお、文献[2]からメタン合成や液化メタンガス輸送に係る諸元の一部を変更したため、当該文献[2]とは結果の数値が若干異なる点には注意されたい。また、本試算ではサプライチェーンのコストのみを評価対象とし、環境性（CO₂ 排出量など）については試算対象外である点には注意されたい。各チェーンの CO₂ 排出原単位については 3 章にて検討する。

表 1-1 国際サプライチェーンのプロセスと主な入力パラメータ

(a) 海外合成メタンチェーン（ケース①、②、⑩）

プロセス・技術	概要	ユーティリティ	主なパラメータ
革新技術	電解およびメタン化を効率的・統合的に行う技術を想定。設備利用率は再生電力に連動すると想定。	電力 (再生電力利用)	設備費・設備寿命 維持費 設備利用率 水原単位 CO ₂ 原単位 電力原単位
既往技術	サバティエ反応を想定。再生電力由来の水電解水素を用いる場合、水電解設備およびサバティエ反応装置の設備利用率は再生電力に連動すると想定。水素が天然ガス改質に基づく場合、サバティエ反応装置の設備利用率は95%を想定。	電力 (水素が再生電力由来の場合は、再生電力を利用する。天然ガス由来の場合は系統電力を利用)	設備費・設備寿命 維持費 補器動力
液化	既存の液化機(液化効率50%)を想定。	電力 (系統電力利用)	電力原単位 修繕費
輸出港貯蔵・輸送・輸入港貯蔵	既存の輸送インフラ(貯蔵タンク、ローディングアーム、LNGタンカー等)の活用を想定。往復に必要なタンカー燃料は輸送エネルギーからロスとして控除して考慮。	電力 (系統電力利用)	電力原単位 ボイルオフ 入港間隔 修繕費 荷積み・払い出し日数 荷積み・払い出し時気化率 タンカー速度

(b) 海外液化水素チェーン（ケース③、⑪）

プロセス・技術	概要	ユーティリティ	主なパラメータ
液化	液化機での水素液化を想定。設備利用率は90%想定。	電力 (系統電力利用)	設備規模 投資額 設備寿命 維持費 設備利用率 電力原単位
輸出港貯蔵	液化水素タンクによる貯蔵を考慮。	電力 (系統電力利用)	設備規模 設備費 設備寿命 維持費 ボイルオフ率 設備利用率 電力原単位
輸送	液化水素タンカーによる輸送を想。ボイルオフガスのタンカー燃料利用を考慮。タンカー燃料の不足分は運搬水素からロスとして控除して考慮。	-	設備規模 設備費 設備寿命 タンカー速度 維持費 燃料消費量 ボイルオフ率 フラッシュ率 荷積み・荷降ろし日数
輸入港貯蔵および気化	受入れ基地でのタンク貯蔵を考慮。	電力 (系統電力利用)	貯蔵日数 他は輸出港貯蔵と同様。

(c) 海外 MCH チェーン（ケース④、⑦、⑫）

プロセス・技術	概要	ユーティリティ	主なパラメータ
水素化	トルエンへの水素添加を想定。トルエンの初期費用や補充費用を考慮。熱源は水素ロスとして計上。設備利用率は90%を想定。	電力 (系統電力利用) 天然ガス	トルエン価格 トルエン初期必要量・補充量 設備規模 投資額 設備寿命 維持費 設備利用率 電力原単位 熱原単位
輸出港貯蔵	既存の石油タンクの活用を想定。	電力 (系統電力利用)	維持費 電力原単位
輸送	既存の石油タンカーの活用を想定。往復に必要なタンカー燃料は重油を想定して計算。	-	タンカー速度 維持費 燃料消費量 燃料価格 荷積み・荷降ろし日数
輸入港貯蔵	既存の石油タンクの活用を想定。	電力 (系統電力利用)	輸出港貯蔵と同様。
脱水素	MCHの脱水素反応を想定。脱水素反応の熱源は天然ガスを想定。水素精製プロセス(PSA)を考慮。	電力 (系統電力利用) 天然ガス	設備規模 投資額 電力原単位 熱源単位 維持費 水素回収率(脱水素・PSA)

表 1-1 国際サプライチェーンのプロセスと主な入力パラメータ (続き)

(d) 海外アンモニアチェーン (ケース⑤、⑥、⑬、⑭)

プロセス・技術	概要	ユーティリティ	主なパラメータ
アンモニア製造	再エネ電力由来の場合は、水電解とアンモニア合成プロセスを分離して考慮(水電解の設備利用率は再エネ電力と連動する一方、アンモニア合成プロセスは95%を想定)。天然ガスから製造する場合は、水素製造とアンモニア合成を統合的に行うプロセスを想定(設備利用率は95%を想定)。天然ガスから製造する場合にはCO ₂ 回収・貯留付きを想定。	電力 (系統電力利用)	設備費 設備寿命 設備利用率 維持費 電力・天然ガス・石炭原単位 CO ₂ 排出係数
輸出港貯蔵	液化アンモニア貯蔵タンクを想定。	電力 (系統電力利用)	設備規模 設備費 設備寿命 設備利用率 維持費 電力消費
輸送	液化アンモニアタンカーを想定。燃料消費は輸送アンモニアからロスとして控除して考慮。	-	設備規模 設備費 設備寿命 タンカー速度 維持費 荷積み・荷降ろし日数 燃料消費量
輸入港貯蔵	液化アンモニア貯蔵タンクを想定。	電力 (系統電力利用)	貯蔵日数 他は輸出港貯蔵と同様。
水素分離	アンモニアからの水素分離を想定。熱源は天然ガスを想定。水素精製(PSA)を考慮。	電力 (系統電力利用) 天然ガス	設備規模 投資額 電力原単位 熱源単位 維持費 水素回収率(脱水素・PSA)

1.3. 試算結果

図 1-4 に国際サプライチェーンのコスト試算結果を示す。全体的な傾向として、再エネ電力由来(ケース①～⑨)に比べ、CCS 付き天然ガス由来の水素キャリア(ケース⑩～⑭)が安価であることが窺える。分析ケースの中で最も安価なのはケース⑭(CCS 付き天然ガス由来のアンモニア直接利用)であり、21 円/Nm³-H₂の水準と評価された。日本政府は「水素供給コスト(CIF コスト)」の目標として 2030 年に 30 円/Nm³-H₂、2050 年に 20 円/Nm³-H₂を掲げ、またアンモニアについては 2030 年に 10 円台後半/Nm³-H₂と設定している[4]。ケース⑭の場合、CIF に相当する費用(図 1-4 の「輸入港・再転換」を除いた費用)は 20 円/Nm³-H₂と推計され、日本政府の目標に近い水準に達している。天然ガスからのアンモニア製造やアンモニア輸送に係る技術は既に技術的・商業的に確立しており、その点で競争力を有したと考えられる。他方、陸揚げ後にアンモニアから水素を分離するケース⑬では、直接燃焼に比べてサプライチェーン全体での経済性が悪化する結果となった。これは水素分離プロセスへの熱供給コストや水素精製効率によるロスのためである。

CCS 付き天然ガス由来のアンモニア(直接利用)に次ぐキャリアとして、本試算では CCS 付き天然ガス由来の海外合成メタン(ケース⑩)が有利と評価された(25 円/Nm³-H₂)。合成メタンもアンモニアのように輸送に係る技術(液化や輸送、受入基地、貯蔵タンク等)が商業的に確立している点が大きなメリットとなったと考えられる。更に、合成メタンの場合は既設インフラを活用でき、その点もコスト抑制に寄与したと考えられる。なお、ケース⑩については図 1-3 で指摘した通り、システム全体効率の観点から留意が必要ではある。ただし、再エネ電力由来の合成メタンの将来的な拡大に向けた足がかりとして、短中期的に天然ガス由来の水素を用いることは有用となる可能性はある。例えば、メタン合成装置の技術的課題として大型化の実現があるが、天然ガス由来の水素を用いて実証等を進めることによ

り早期に大型化を図ることができれば、長期的には再エネ電力由来の合成メタンサプライチェーンの拡大に寄与しうる。

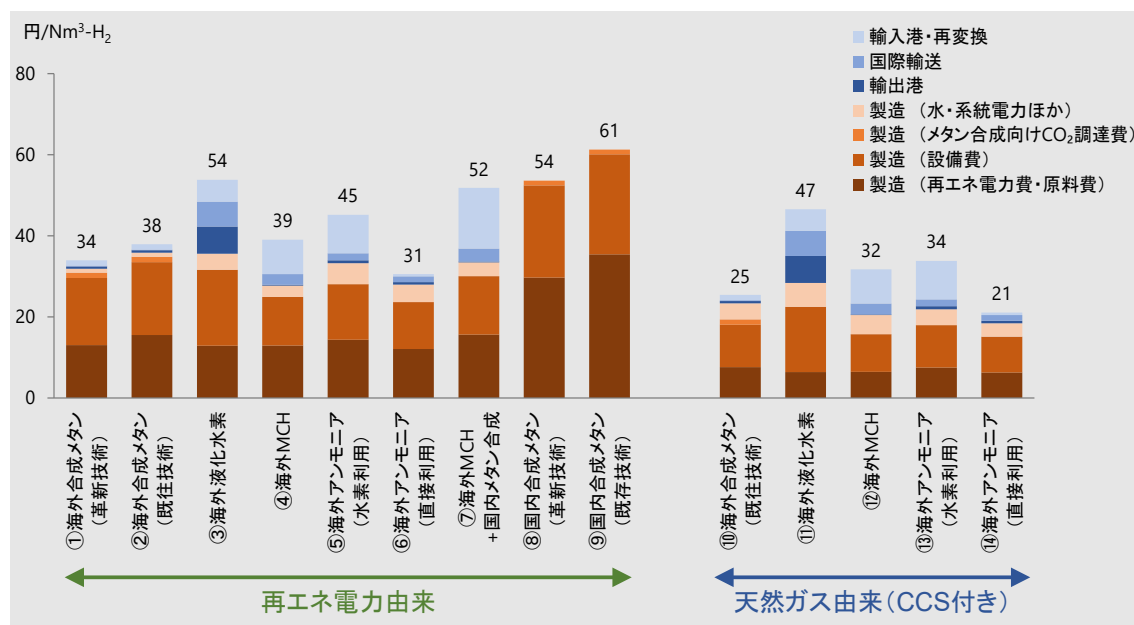


図 1-4 国際サプライチェーンのコスト試算結果

注：図中凡例の「製造」には水素キャリアの製造（水電気分解やメタン合成・水素液化・水素化反応・アンモニア合成）に係るコストが含まれている。

注：日本と他国を結ぶ複数の水素サプライチェーンの経済性比較を目的とした文献[1]の試算（ただし合成メタンは含まれていない）と本試算はほぼ同様の結果を示している。若干の差異は、水電気分解設備費やエネルギー価格等の想定の違いに由来する。

ケース①～⑨の再エネ電力由来の水素においても、ケース⑥の海外アンモニア（直接利用）が最も安価であり、ケース①および②の海外合成メタンが次ぐ結果となった。海外アンモニア（直接利用）や海外合成メタンは水素キャリアの重要な選択肢の一つであるといえる。

コスト構造の内訳をみると、何れのサプライチェーンにおいても水素キャリアの製造コストが過半を占めていることが分かる。特に、輸送や陸揚げ後のコストが比較的安価なアンモニア（直接利用）や合成メタンでは水素キャリア製造に係るコストが大部分となる。より具体的には水電解装置や水素キャリア製造（メタン合成装置など）の設備費や、原料エネルギー（再エネ電力や天然ガス）の調達費が主要なコスト要因となっている。各サプライチェーンの経済性改善に向けては、技術開発に加え、安価かつ設備利用率が高い再エネ「権益」の確保（土地の確保など）や、製造国における安定的かつ安価な天然ガス調達が各チェーンの社会実装において極めて重要と考えられる。

なお、陸揚げ後に水素に戻すサプライチェーン（ケース③～⑤、⑪～⑬）の中ではMCHが最も競争力を有する結果となったが、アンモニア（直接利用）や合成メタンよりは高価と評価された。MCHのコスト構造においては陸揚げ後の脱水素反応（吸熱反応）における熱供給コストが比較的大きい。MCHの経済性改善に向けては、前段落で指摘した点（キャリ

ア製造の設備費や原料エネルギーの調達費)に加えて、熱供給費用の低減が重要である。水素需要家側からの廃熱利用等を有効活用できれば、この点を改善できる可能性はあると考えられる。このような背景から、ケース⑦(MCHの水素から国内でメタン合成)はケース①②の海外合成メタンに比べると高価な結果となっている。液化水素については輸出港や輸送、輸入港でのコストがそれぞれ課題となることが示唆された。水素の液化プロセスや、液化水素の貯蔵タンク・船舶において今後の技術開発が鍵となる。

2. 海外から国内需要家までのサプライチェーン全体の経済性評価

1章では海外から輸入した水素キャリアの経済性を評価したが、あくまで陸揚げ後の水素への再変換(合成メタンは除く)までを分析対象としており、その下流に位置する需要家は捨象した。しかしながら、実際には、需要家までを含めた経済性の評価も重要である。そこで、本章では、水素キャリアの需要家を具体的に想定し、需要家までを含めた経済性を評価する。水素キャリアの最終利用形態は発電と熱利用を検討した。

2.1. 発電利用

発電利用の場合は、水素キャリア陸揚げ港に隣接して発電所が設置されることを想定し、陸揚げ基地から発電所までの輸送コストは考慮しない。

2.1.1. 発電技術

合成メタンはLNGと同じGTCC(Gas Turbine Combined Cycle)、液化水素とMCHの場合は水素GTCC、アンモニアの場合はアンモニア分解水素GTCCの三つの発電方法を想定した。全て専焼とする。アンモニア分解水素GTCCは、ガスタービン排熱の一部を利用してアンモニアを分解することで取り出す水素をガスタービンに投入する技術である(文献[5])。

2.1.2. 主要想定

発電所における年間の燃料需要量は1章の陸揚げ港に到着した燃料の量とする。発電コスト評価に必要な諸元は、GTCCと水素GTCCについてはMETI[6]に倣った。LHVベースの発電効率はそれぞれ60%、64.3%、設備建設費は共に16.1万円/kWである。アンモニア分解水素GTCCについては、発電効率は文献[5]に基づきGTCCと同等のLHVベース60%、総設備費は文献[7]に基づき23.8万円/kWと想定した。その他の詳細は付録を参照されたい。

2.1.3. 試算結果

発電コストの試算結果を図2-1に示す。1章で示したように再エネ電力由来の燃料のなかでは、アンモニアの輸入コストが最も安い、アンモニア分解水素GTCCの設備費が高価であるため、発電コストでみると革新技术合成メタン×GTCCが最も安価である。他方、天然ガス由来(CCS付き)の場合、合成メタン(既往技術)×GTCCとアンモニア分解水素GTCC

のコストは同等となる。

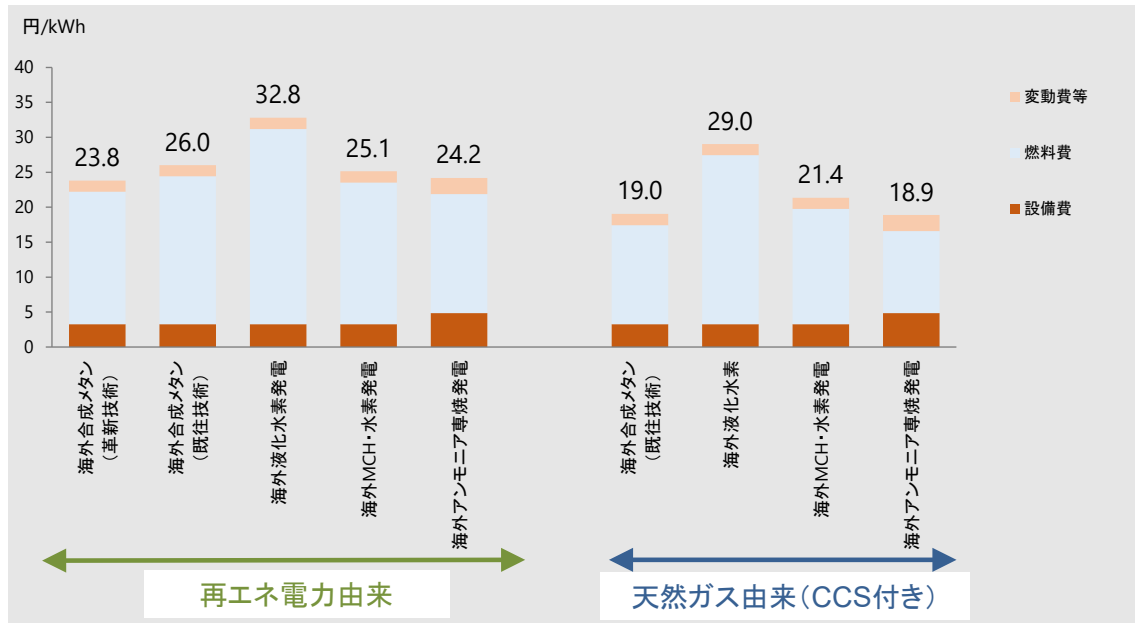


図 2-1 発電コスト試算結果

2.2. 熱利用

熱利用の場合は、最終需要家までの輸送はローリーと既存インフラ（既存都市ガス導管）を想定した。また、熱利用形態はボイラとした。

2.2.1. 輸送ルート

最終需要家の輸送ルートは、合成メタンの場合は LNG ローリーと既存都市ガス導管の 2 ケースを想定した。その他（液化水素、MCH、アンモニア）はローリー輸送と水素パイプラインの 2 ケースを想定した（アンモニア直接利用場合は、ローリー輸送のみ）。なお、ローリー輸送のケースでは、MCH・アンモニアの場合は、需要家近傍に位置するサテライト基地で脱水素・分解を行う。水素パイプラインのケースでは、陸揚げ港で脱水素・分解を行う。なお最終利用設備は、ガスボイラ、水素ボイラ、アンモニアボイラの 3 ケースを想定した（表 2-1）。

全てのケースで輸送距離は 50km を想定した。

表 2-1 熱利用における各水素キャリア輸送ルートと水素キャリア利用形態

水素キャリア	輸送設備	サテライト基地	最終利用設備
合成メタン	既存ガス導管	-	ガスボイラ
	LNG ローター	LNG サテライト基地	
液化水素	液化水素ローリー	液化水素サテライト基地	水素ボイラ
	水素パイプライン	-	
MCH	MCH ローター	MCH サテライト基地（脱水素を含む）	水素ボイラ
	水素パイプライン	-	
アンモニア	アンモニアローリー	水素利用 アンモニアサテライト基地 （アンモニア分解を含む）	水素ボイラ
		アンモニア直接利用 アンモニアサテライト基地	アンモニアボイラ
	水素パイプライン	-	水素ボイラ

2.2.2. 主要想定

需要家における年間の燃料需要量（＝ローリーによる年間輸送量）は 1 章の陸揚げ港に到着した燃料の量とする。なお、サテライト基地の規模は文献[8]に基づき設定した。LNG ローター、液化水素ローリー、MCH ローター、アンモニアローリー、ローリー走行パターンや人件費等、サテライト基地に関する諸元の詳細は付録を参照されたい。なお、MCH やアンモニア（水素利用）の場合の脱水素装置またはアンモニア分解装置の仕様は 1 章の国際サプライチェーンの想定と同じである。また、電気料金（158USD/MWh）と都市ガス価格（35USD/MWh）の想定も国際サプライチェーンと同じ想定である。

輸送方法が既存都市ガス導管（合成メタン）の場合は、都市ガス託送単価に基づき輸送単価を 3.5 円/Nm³-CH₄ とした。詳細は付録を参照されたい。水素パイプラインの輸送単価の評価に用いる諸元は、神戸・関西圏水素利活用協議会レポート（文献[9]）に依拠する。具体的には、敷設コスト 3.2 万円/inch・m、管径 500mm、変動費 1 億円/年、水素輸送量 100,000 トン/年である。

需要家のボイラについては、サテライト基地の規模に基づき、ボイラの容量を 1,000kg/h ×2 台とした。また、設備費は 1,000 万円/台、効率 95%、設備利用率 80%を想定した。

2.2.3. 試算結果

熱利用コストの試算結果を図 2-2 に示す。既存ガス導管を活用する場合、国内輸送コストを大幅に削減することができるため、合成メタン×既存ガス導管の熱利用コストが最も優位性がある。ローリー輸送の場合は、合成メタンとアンモニアの熱利用コストが同水準と

なる。水素パイプラインのケースは、MCH とアンモニアの熱利用コストが同等で、液化水素より安価である。また、水素利用の場合、水素パイプラインの配送コストがローリーより安いことが分かる。なお、本試算で想定した水素パイプラインコストは敷設に対する制約の少ないと考えられる受入基地周辺のパイプラインを前提としている。都市ガス普及エリア内を経由する水素パイプラインの場合は、敷設に対する制約が多く、係るコストが想定よりも高くなる点には注意が必要である。

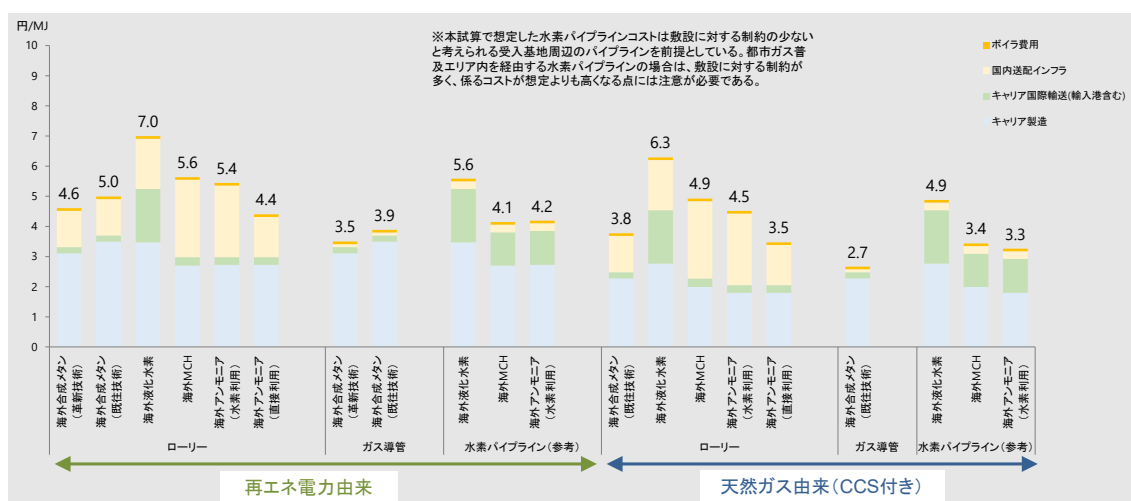


図 2-2 熱利用コスト試算結果

3. 水素サプライチェーン全体の CO₂ 排出量を踏まえた経済性評価

本章では、水素サプライチェーン全体のカーボンフットプリント（炭素排出強度）を踏まえて経済性の評価を行う。なお、EU 再エネ指令においては、2023 年 6 月に、再エネ水素の定義と併せて非バイオ由来再エネ燃料 RFNBO（Renewable fuels of non-biological origin）いわゆる合成燃料・ガスの定義が公布され、合成燃料・ガスの燃焼時に排出される CO₂ を条件付きで控除できるとしている¹。我が国においても、合成メタンについて、CO₂ の原排出者と合成メタン利用者間での CO₂ 排出帰属に関する制度的議論が行われている²。合成燃料・ガス燃焼時の排出 CO₂ の帰属に関してどのような国際ルールが形成されるかによって合成メタンのカーボンフットプリントは変化するが、本分析においては、合成メタン燃焼時の CO₂ 排出は CO₂ 原排出者に属するものとしている。

¹ バイオ由来 CO₂ と DAC（Direct Air Capture）由来 CO₂ に併せて、発電設備からの排出 CO₂ は 2035 年まで、産業部門からの排出 CO₂ は 2040 年まで控除できる（https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-02/C_2023_1086_1_EN_ACT_part1_v5.pdf）。

² “合成メタン利用の燃焼時の CO₂ カウントに関する中間整理”，第 6 回 メタネーション推進官民協議会，2022 年 3 月 22 日

3.1. 主要想定

水素サプライチェーンのカーボンフットプリントの評価には、水素製造、キャリア合成、積地港、海上輸送、荷揚げ港、国内配送を対象とした。各プロセスにおける CO₂ 排出量は、燃料の消費量と当該燃料の CO₂ 排出係数で算出する。なお、天然ガス由来（CCS 付）水素・アンモニア製造用の化石燃料の上流開発に伴う GHG 排出は対象外とした。各プロセスにおける投入エネルギーを表 3-1 に示す。

燃料の排出係数については付録を参照されたい。グリッド電力の排出係数は、IEA の“World Energy Outlook 2022”における Announced Pledges Scenario の 2040 年の結果を引用した。輸出国は 1 章の国際サプライチェーンと同様、中東を想定している。

表 3-1 各プロセスにおけるエネルギー投入

プロセス		水素キャリア			
		合成メタン	液化水素	MCH	アンモニア
水素製造・キャリア合成	再エネ電力	革新合成技術 再エネ電力 既往技術 再エネ電力	再エネ電力	・水素製造：再エネ電力 ・キャリア合成：グリッド電力、天然ガス	・水素製造：再エネ電力 ・アンモニア合成：グリッド電力
	天然ガス（CCS 付）	既往技術 ・水素製造：ガス改質（CO ₂ 回収率 90%） ・メタン合成：グリッド電力	・ガス改質（CO ₂ 回収率 90%）	・水素製造：ガス改質（CO ₂ 回収率 90%） ・キャリア合成：グリッド電力、天然ガス	・アンモニア製造：天然ガス（CO ₂ 回収率 95%） 投入電力：グリッド電力
液化等		液化：グリッド電力（輸出国）	液化：グリッド電力（輸出国）		
積地港貯蔵		グリッド電力（輸出国）	グリッド電力（輸出国）	グリッド電力（輸出国）	グリッド電力（輸出国）
海上輸送船舶燃料		LNG(合成メタン)	水素	重油	アンモニア
陸揚げ港貯蔵		グリッド電力(日本)	グリッド電力(日本)	グリッド電力(日本)	グリッド電力(日本)
国内輸送	発電用	なし	なし	脱水素：グリッド電力（日本）、熱（都市ガス）	なし
	熱利用	・ローリー輸送：軽油 ・サテライト基地：グリッド電力	・ローリー輸送：軽油 ・サテライト基地：グリッド電力	・ローリー輸送：軽油 ・サテライト基地（脱水素含め）：グリッド電力（日本）、熱（都市ガス）	水素利用 ・ローリー輸送：軽油 ・サテライト基地（アンモニア分解含め）：グリッド電力（日本）、熱（都市ガス） アンモニア直接利用 ・ローリー輸送：軽油 サテライト基地：グリッド電力
		・既存ガス導管：なし	・水素パイプライン：なし	・水素パイプライン（陸揚げ港にて脱水素）：グリッド電力（日本）、熱（都市ガス）	水素利用 ・水素パイプライン（陸揚げ港にて脱水素）：グリッド電力（日本）、熱（都市ガス）

3.1.1. 発電利用

発電利用におけるカーボンフットプリントの評価結果を図 3-1 に示す。再エネ電力由来の燃料の場合は、合成メタンのカーボンフットプリントが最も小さく、天然ガス由来（CCS 付）の場合は、アンモニアのカーボンフットプリントが最も小さくなる。一方、国際輸送での燃料消費と脱水素からの CO₂ 排出が多い MCH はどちらにおいてもカーボンフットプリントが最も大きい。

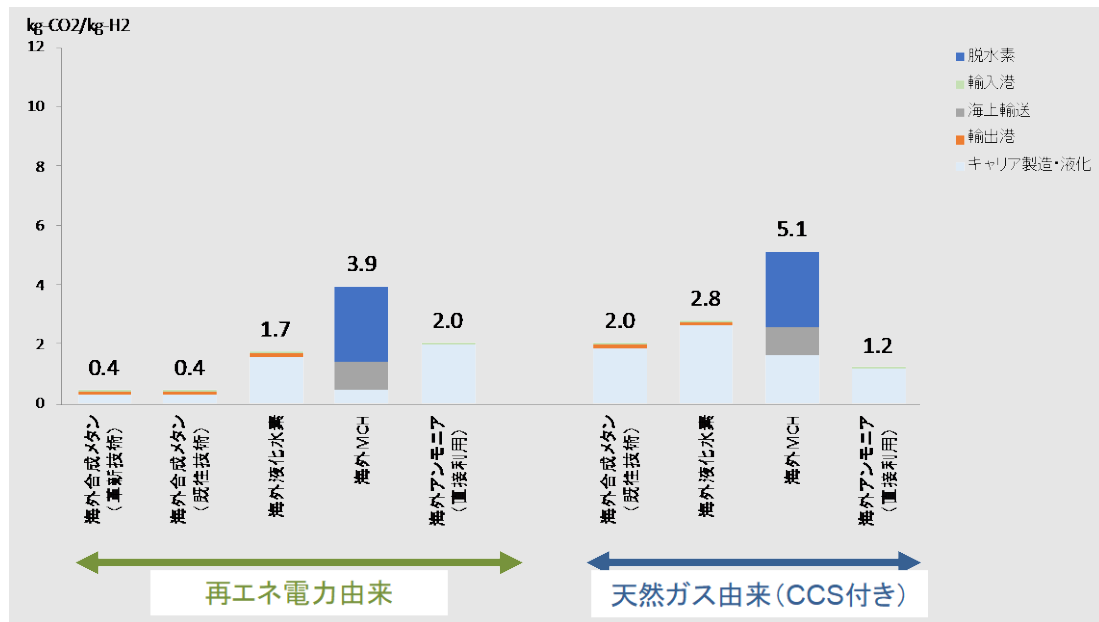


図 3-1 発電用燃料のカーボンフットプリント

3.1.2. 熱利用

熱利用におけるカーボンフットプリントの評価結果を図 3-2 に示す。国内配送に係る CO₂ 排出が、サプライチェーン全体のカーボンフットプリントに大きな影響を与える。そのため、既存都市ガスインフラが利用できる合成メタン×既存ガス導管のカーボンフットプリントが最も小さい。ローリー輸送の場合は、発電利用と同様に、カーボンフットプリントが最も小さい燃料は、再エネ電力由来の場合は合成メタン、天然ガス由来（CCS 付）の場合はアンモニアである。

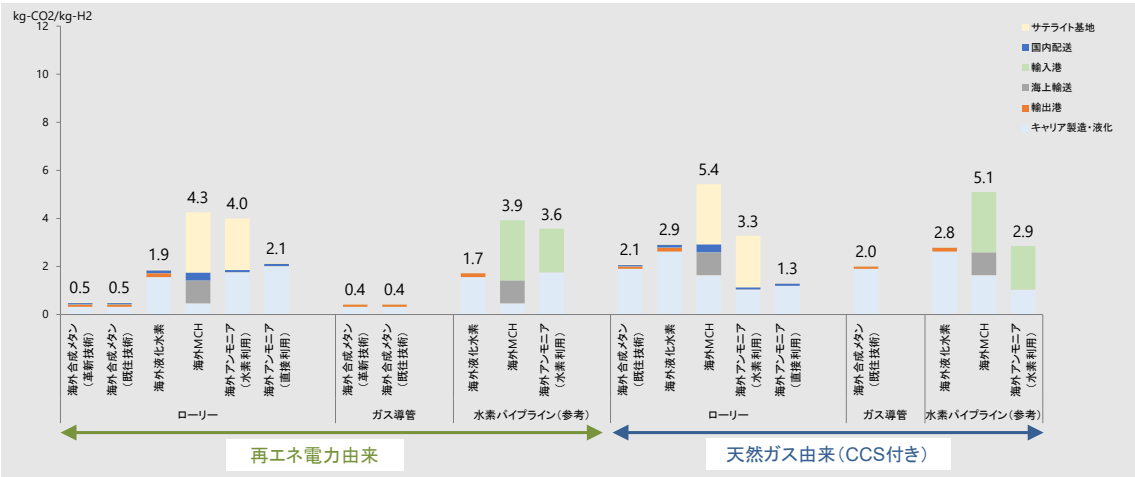


図 3-2 熱利用の場合のカーボンフットプリント

3.2. 試算結果：経済性

炭素価格を 1 万円/t-CO₂ と想定した場合のコスト試算結果を図 3-3（発電利用）と図 3-4（熱利用）に示す。合成メタンとアンモニアは、燃料のサプライチェーンのカーボンフットプリントが小さいため、炭素コストを加味してもコスト優位性を維持できる。

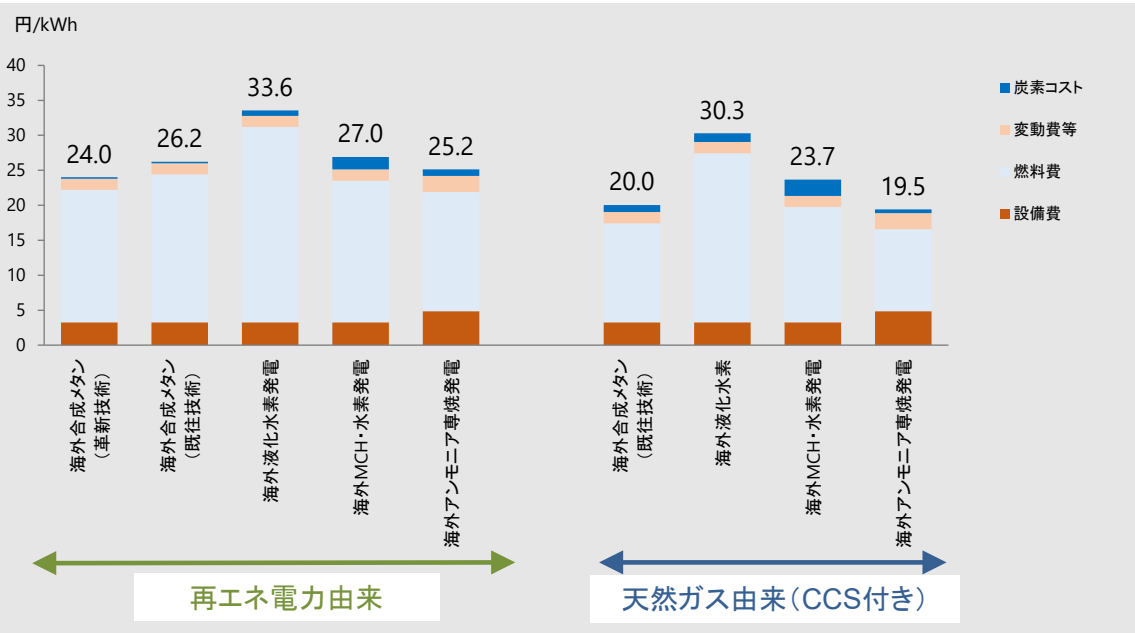


図 3-3 炭素コストを含んだ発電コスト

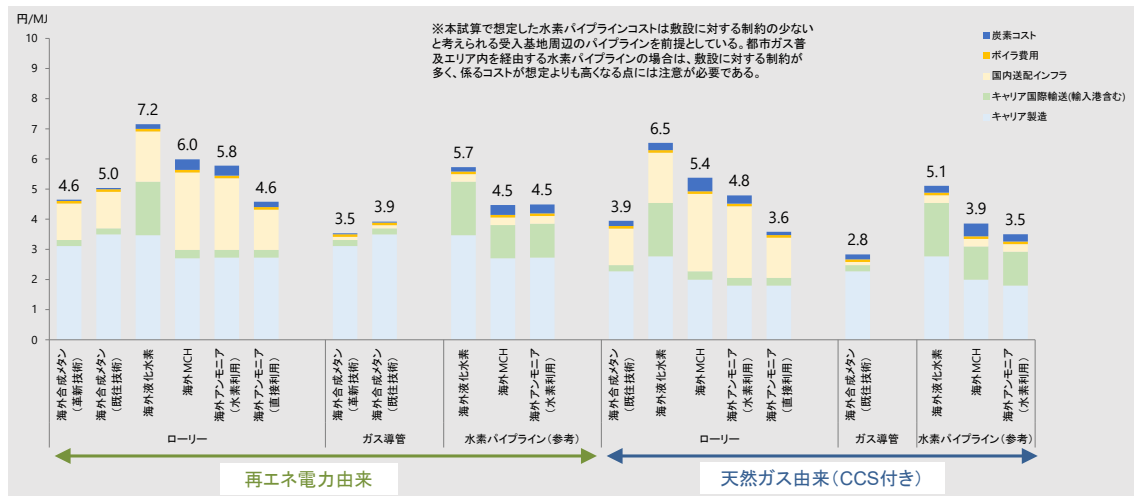


図 3-4 炭素コストを含んだ熱利用コスト

まとめ

本調査では、水素キャリアのサプライチェーン全体の経済性と CO₂ 排出の分析を行った。以下に分析結果を整理する。

- 国際サプライチェーンに関しては、再エネ電力由来キャリアの場合は、アンモニア（直接利用）が最も安価であり、合成メタン（革新技術）、合成メタン（既往技術）が次ぐ結果となる。天然ガス由来（CCS 付き）キャリアでは、アンモニア（直接利用）が最も安価であり、次いで合成メタン（既往技術）となる。

- 国内サプライチェーンまで含めた発電コストでは、再エネ電力由来キャリアでは、合成メタン（革新技術）専焼が最も安価で、次いでアンモニア分解水素専焼となり、天然ガス由来（CCS 付き）キャリアではアンモニア分解水素専焼と合成メタン（既往技術）専焼がほぼ同水準となる。

国内サプライチェーンまで含めた熱利用コストでは、国内配送コストのインパクトが大きく、既存ガス導管等のインフラを活用できる合成メタンが最も安価となる。

- サプライチェーン全体のカーボンフットプリントにおいては、キャリア合成におけるグリッド電力・国内配送に係る CO₂ の影響が大きい。

発電利用の場合は、再エネ電力由来キャリアでは、合成メタンのカーボンフットプリントが最も小さく、天然ガス由来（CCS 付）キャリアでは、アンモニアのカーボンフットプリントが最も小さくなる。

熱利用の場合は、既存都市ガスインフラを活用することで、ローリー輸送を回避できることから、合成メタン×既存ガス導管のカーボンフットプリントが最も小さい。一方、国際輸送と脱水素での燃料消費が大きい MCH のカーボンフットプリントが最も大きくなる。

炭素価格を加味しても、合成メタンとアンモニアは、サプライチェーン全体でのカーボンフットプリントが小さいため、コスト優位性を維持できる。

参考文献

- [1] IEEJ, “グリーン水素国際サプライチェーンの経済性に関する評価” (2021)
- [2] 大槻貴司, 柴田善朗: “合成メタン等の製造・供給費用試算”, 経済産業省資源エネルギー庁 第9回メタネーション推進官民協議会 資料3-4 (2022年11月22日)
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/methanation_suishin/pdf/009_03_04.pdf
- [3] IEA, The Future of Hydrogen (2019)
- [4] 再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議 「水素基本戦略」 令和5年6月6日 P.11-12 https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/saisei_energy/pdf/hydrogen_basic_strategy_kaitei.pdf
- [5] 野勢ら, “発電用大型ガスタービンにおけるアンモニア利用技術の開発”, 日本燃焼学会誌 第61巻198号 (2019年) 293-298
- [6] 総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証ワーキンググループ (第8回会合) 令和3年8月3日、「各電源の諸元一覧」
- [7] 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 2021年5月13日, RITE 「2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析 (中間報告)」
- [8] “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～国内配送～”, エネルギー総合工学研究所, 2018年10月
- [9] 神戸・関西圏水素利活用協議会 2021年5月17日、「神戸・関西圏水素利活用協議会レポート (2020年度) -将来ビジョン整理と需給の定量化-」
https://www.obayashi.co.jp/news/upload/img/news20210517_1_02.pdf

付録

発電技術の諸元

	GTCC	水素 GTCC	アンモニア分解 水素 GTCC
発電容量	1,000 MW		
熱効率（LHV ベース）	60%	64.3%	60%
設備稼働率	50%		
稼働年数	30 年		
設備建設費	16.1 万円/kW	16.1 万円/kW	23.8 万円/kW
設備廃棄費用（建設費における比率）	5%		
人件費	6.2 億円/年		
年間修繕費（建設費における比率）	2.4%		
年間諸費（建設費における比率）	1.1%		
年間一般管理費（直接費用における比率）	12%		

注：ガス発電と水素発電の熱効率は低位熱量ベースに換算

出所：発電コスト検証ワーキンググループ（第8回会合）令和3年8月3日、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会（2021年5月13日）、RITE「2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析（中間報告）」

国内輸送用ローリー仕様

	LNG ローリー	液化水素 ローリー	MCH ローリー	アンモニア ローリー
車体価格（万円/台）	5,000	5,000	3,000	4,000
寿命（年）	13	13	13	13
輸送容量（kL）	20	20	20	20
燃費（L 軽油/t*km）	0.027	0.027	0.027	0.027
車体重量（kg）	24,000	24,000	24,000	24,000

出所：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～国内配送～」；その他各種資料

ローリー輸送に関する諸条件

項目	想定値
輸送距離	50km
走行速度	50km/h
燃料（軽油）価格	130 円/L
運転手	2 名/ローリー
運転手賃金	450 万円/人
ローリー維持費	218,440 円/台

出所：輸送距離については、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～国内配送～」を参考に想定。走行速度については、大型貨物車の法定速度を参考に想定。その他は、各種資料をもとに想定。

サテライト基地の諸元

	LNG サテライト基地	液化水素サテライト基地	MCH サテライト基地	アンモニアサテライト基地
タンク容量	40 kL	100 kL	MCH タンク： 160kL トルエンタンク： 160kL	70 kL
気化装置等	130 Nm ³ -CH ₄ /h	400 Nm ³ -H ₂ /h	-	-
脱水素装置	-	-	400 Nm ³ -H ₂ /h	水素利用：400 Nm ³ -H ₂ /h アンモニア利用：なし
総設備費	6,300 万円	14,000 万円	19,100 万円	13,500 万円
設備利用率	90%	90%	90%	90%
設備寿命	30 年	30 年	30 年	30 年
運転維持費率	4%	4%	4%	4%
運転員数	5	5	5	5
人件費単価	600 万円/人・年	600 万円/人・年	600 万円/人・年	600 万円/人・年
上下水単価（水素 HHV 相当）	0.36 円/ Nm ³ -H ₂	0.36 円/ Nm ³ -H ₂	0.36 円/ Nm ³ -H ₂	0.36 円/ Nm ³ -H ₂
電気	1.08 円/Nm ³ -H ₂	1.08 円/Nm ³ -H ₂	脱水素電力消費量と電気料金で試算	水素利用 アンモニア分解電力消費量と電気料金で試算 アンモニア直接利用 1.08 円/Nm ³ -H ₂
熱	-	-	脱水素熱消費量とガス価格で試算	アンモニア分解熱消費量とガス価格で試算

出所：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～国内配送～」

都市ガス導管利用コスト試算の諸元

項目		想定値
ガス輸送量	月ガス託送量 (m3 に換算)	52,535,921 m ³ -CH ₄ /月
	払出ガス量	71,967 m ³ /h
ガス託送単価	基本料金	227,570 円/月
	流量基本料金	675 円/m ³ ・h
	従量料金 (冬期)	1.72 円/m ³
	従量料金 (その他)	1.36 円/m ³
	低圧導管利用に係る従量料金単価加算額	1.97 円/m ³

出所：東京ガス、「小 売 託 送 供 給 約 款 (需要場所で払い出す託送供給)」(第 2 種、その 1)

ガス託送料金計算式

ガス託送料金＝基本料金＋流量基本料金×最大払出ガス量＋(従量料金＋低圧導管利用)×ガス需要量

CO₂ 排出係数

燃料	排出係数
再エネ電力	0
天然ガス	0.056kg-CO ₂ /MJ
輸出国グリッド電力	0.236kg-CO ₂ /kWh
船舶燃料：合成メタン	0
船舶燃料：水素	0
船舶燃料：重油	0.072kg-CO ₂ /MJ (C 重油)
船舶燃料：アンモニア	0
日本グリッド電力	0.041kg-CO ₂ /kWh
軽油	0.0686kg-CO ₂ /MJ
都市ガス (日本)	0.050kg-CO ₂ /MJ

出所：環境省；IEA World Energy Outlook 2022, Announced Pledges Scenario, 2040

お問い合わせ: report@tky.ieej.or.jp