

合成メタン等の製造・供給費用試算

大槻貴司*** 柴田善朗**

*横浜国立大学 **日本エネルギー経済研究所

2022年11月22日(火) 第9回メタネーション推進官民協議会



目的

2050年カーボンニュートラル社会における合成メタンのサプライチェーン構築に向けて、合成メタン供給の経済性を定量的に把握する。

分析手法

- 変動性再生可能エネルギー電力由来の水素キャリアについて、製造地から国内送配手前までの供給費用を積み上げ的に試算する。以下の式の通り、サプライチェーンの総費用(分子)を供給量(分母)で割ることで1Nm³-CH₄あたり(熱量等価)の費用を算出。
- 水素キャリアとしての合成メタンの経済性を評価するため、他の水素キャリアとの比較を行う。また、主要パラメータについては感度分析を行う。

$$\text{JPY/Nm}^3\text{-CH}_4 = \frac{\text{総費用(JPY/y)}}{\text{総供給量(Nm}^3\text{-CH}_4\text{/y)}} = \frac{\text{キャリア製造費(水素製造含む) + 港湾貯蔵費 + 輸送費 + 再転換費}}{\text{総供給量}}$$

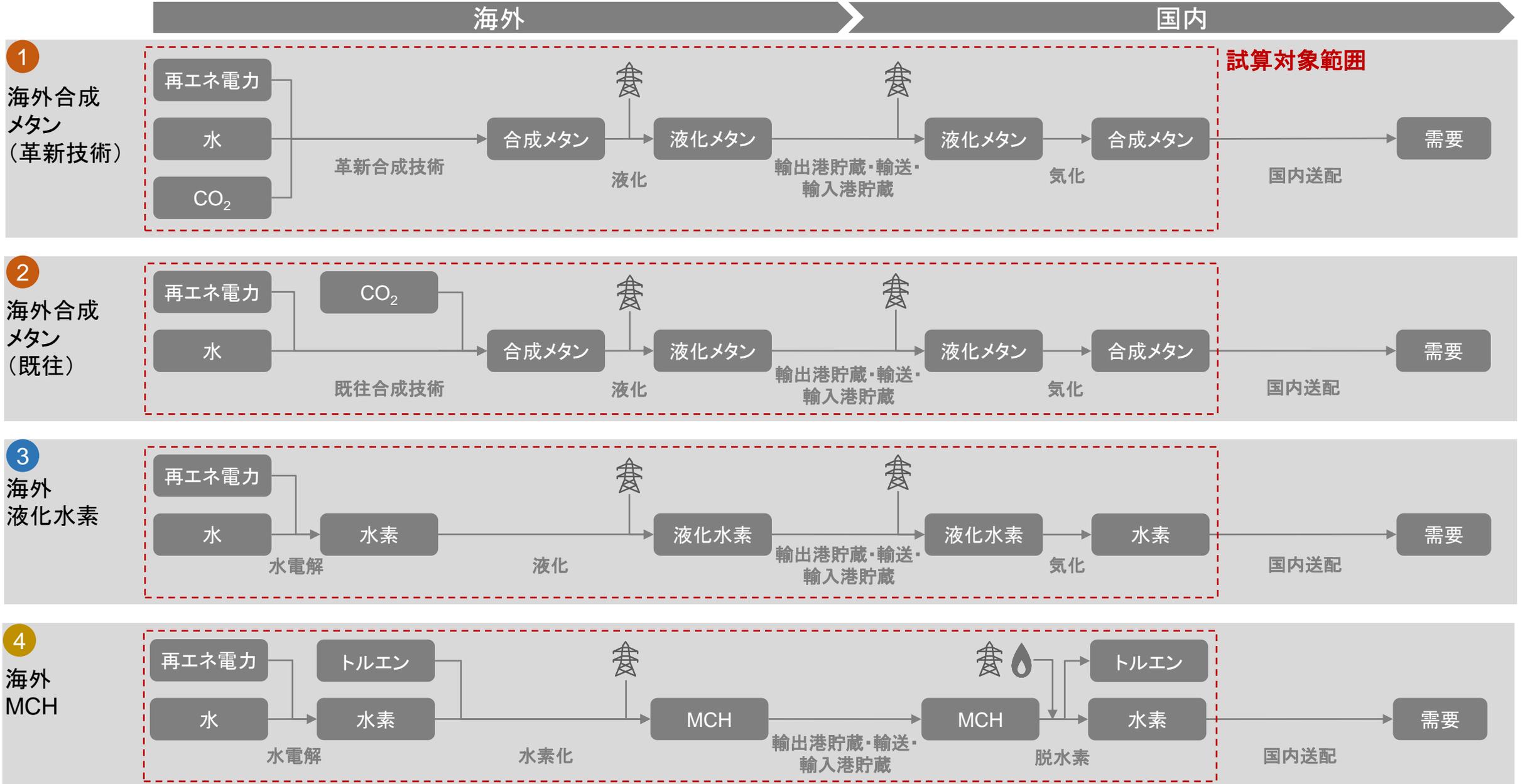
※キャリア合成費～送配費はそれぞれ建設費、運転維持費、燃料費から構成される。

対象とするサプライチェーン

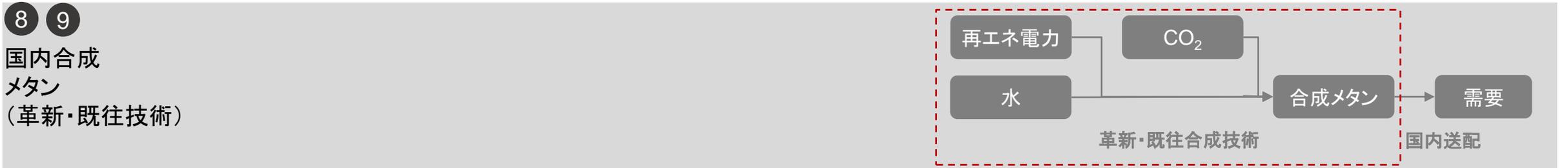
- ・ 変動性再生可能エネルギー電力由来の水素キャリアを国内送配する前までの費用を推計する。
- ・ 9つのケースを想定した。

ケース	製造国	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)	国外 (再エネ電力由来)	液化合成メタン	合成メタン
② 海外合成メタン (既往技術)		液化合成メタン	合成メタン
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	
⑥ 海外アンモニア (直接利用)		液化アンモニア	液化アンモニア
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 (再エネ電力由来)	なし	
⑨ 国内合成メタン (既往技術)			

(参考) 想定したサプライチェーンの概要 ケース①～④



(参考) 想定したサプライチェーンの概要 ケース⑤～⑨



分析の考え方

- 海外・国内での水素キャリア製造～国内送配前までの費用を考慮。
- 大規模なサプライチェーンや設備を想定。具体的にはメタン換算(熱量等価)で10万Nm³-CH₄/h規模。^{注1}
- 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。

主な諸元

- メタン合成に関連する諸元は主に事業者ヒアリングから設定。^{注2}
他方、水電解や液化水素・MCH・アンモニアはIEA「The Future of Hydrogen」(2019)の想定に依拠。
- 割引率は同文献(IEA (2019))にならい8%と想定。為替レートは113円/USDと想定。^{注3}
- 海外生産国は同文献を基に、太陽光・風力ハイブリッド型の再エネ条件が比較的優れている中東を想定(下表)。^{注4}
- 国内再エネの想定も同文献に依拠。再エネ発電単価は6.3cent/kWh、設備利用率は19%と想定。

項目	本分析	豪州	チリ	米国	中東	出典・考え方
海外再エネ単価・ 設備利用率 ^{注2}	2.5cent/kWh, 29%	3.1cent, 26%	2.3cent, 23%	3.1cent, 28%	2.5cent, 29%	IEA「Future of Hydrogen」(2019)
輸送距離	12 000km	7 000km (豪州西部)	17 000km	17 000km (メキシコ湾)	12 000km (ペルシャ湾)	YNU推計

注1: 合成メタンのチェーン規模は年間で8.8億Nm³-CH₄相当(日本の都市ガス消費量(メタン換算)の約2.2%程度)。

注2: 合成設備費は本資料12頁を参照されたい。CO₂回収費用は2000円/tCO₂を想定。

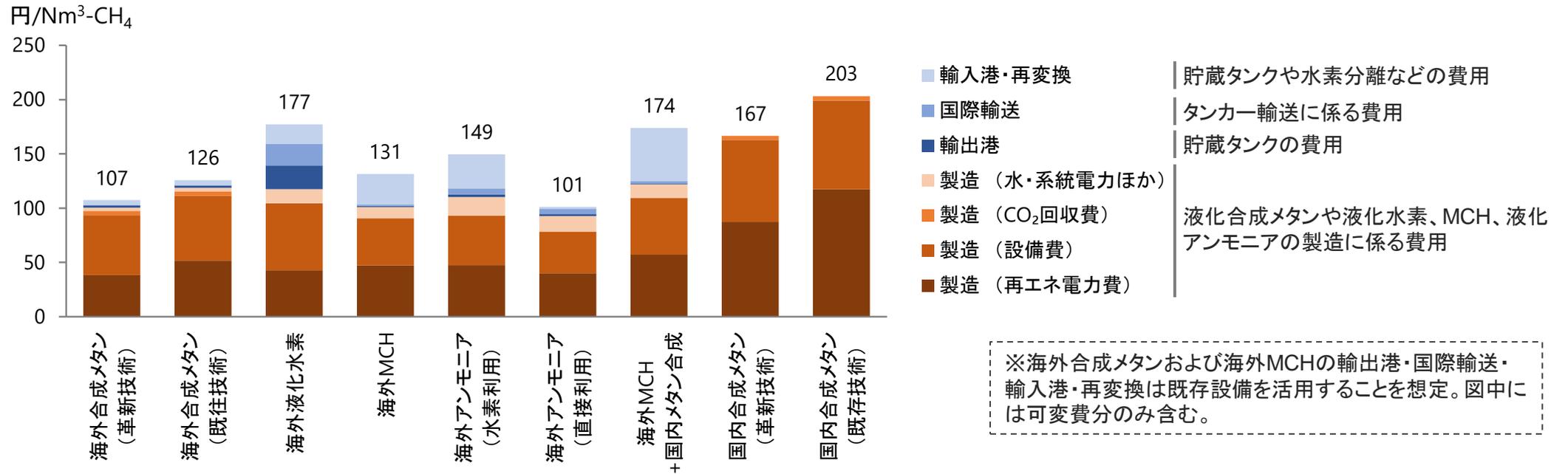
注3: IEA(2019)では2017年価格米ドル基準で想定が作成されているため、本試算でも2017年価格や為替レートを仮定。なお、中東地域では水供給が制約となりうるが、本試算では海水淡水化技術を想定して、その費用を織り込んでいる。

注4: IEA(2019)におけるLong-termの変動性再エネの想定。単価と設備利用率は変動性再エネを最適に組合せた際の値(long term priceおよびOptimized full load hours)。

- 海外合成メタンの供給費用は **107~126円/Nm³-CH₄**と推計された。水素キャリアの中では、アンモニア(直接利用)に次いでコスト的に優位であることが示唆。海外合成メタンは重要な選択肢の一つと考えられる。
- 合成メタンの費用の大部分は再エネ電力費とメタン合成プロセス(水電解含む)の設備費である。合成メタンの経済性向上にはこれらの改善が極めて重要。

供給費用の推計結果

2030年より先の長期を想定した推計値



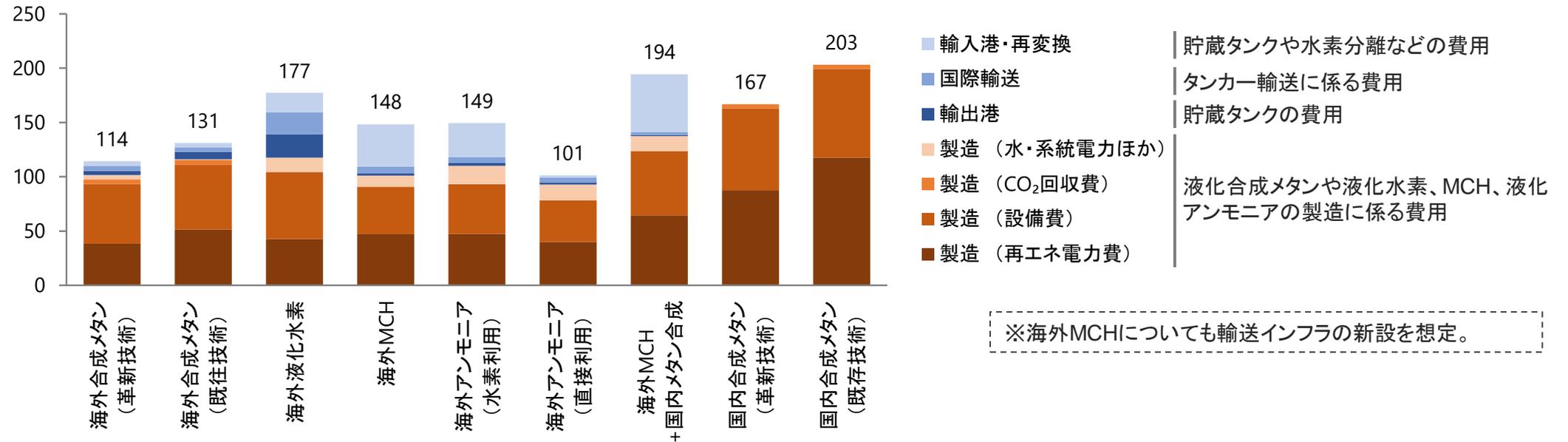
(参考試算) 合成メタンの国際輸送インフラを新設する場合

- ・ 国際輸送インフラの設備費も含む場合、海外合成メタンの供給費用は 114~131円/Nm³-CH₄と推計された。
- ・ 仮に国際輸送インフラを新設する場合（例えば、生産国に既存インフラが存在しない場合や、既存インフラが経年劣化で廃止されるため投資が必要な場合など）においても、海外合成メタンは比較的優位であることが示唆されている。

供給費用の推計結果

合成メタンの国際輸送インフラを新設する場合

円/Nm³-CH₄



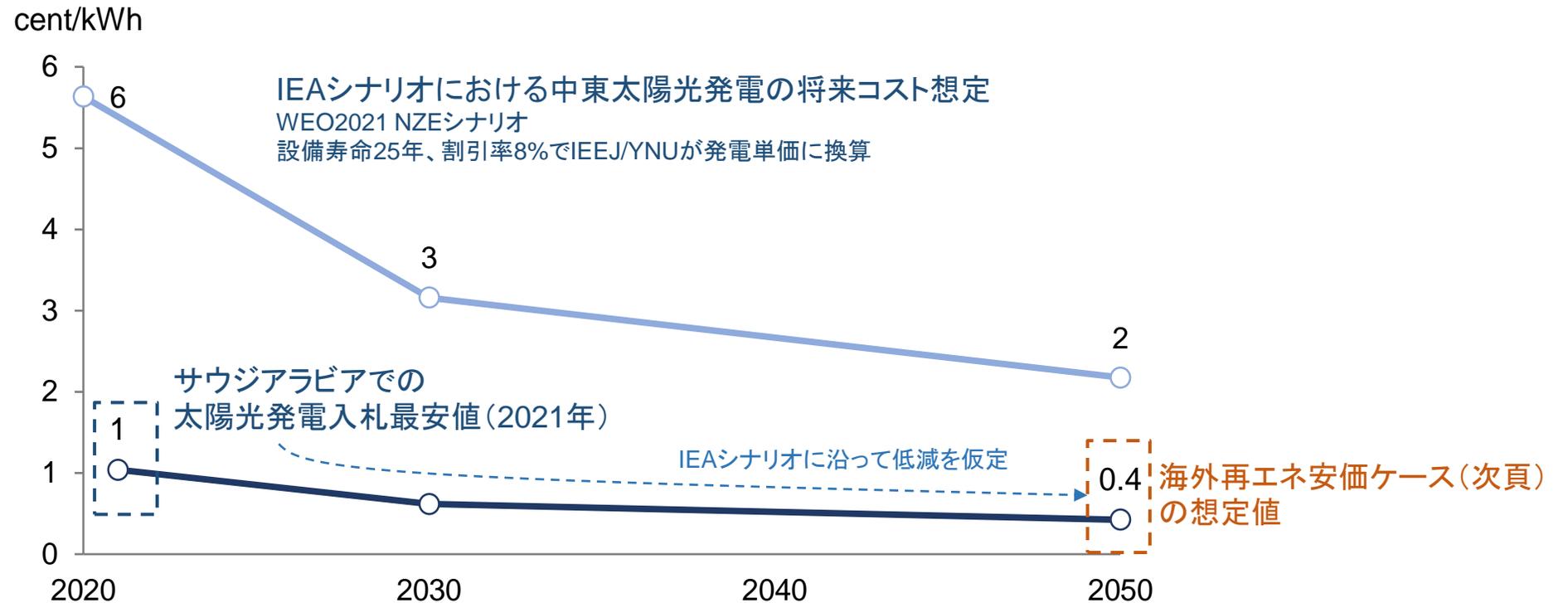
※海外MCHについても輸送インフラの新設を想定。

感度分析

- ①海外再エネ単価
- ②水電解・メタン合成の設備費
- ③再エネ単価および設備費の両者が安価になった場合

- ・ サウジアラビアでは2021年の太陽光発電入札価格の最安値として1.04cent/kWhが報道されている。
- ・ 本研究では、IEA World Energy Outlook 2021の「Net Zero Emissions by 2050」シナリオにおける中東太陽光発電の費用低減率に沿って、足元の最安値が長期的に更に低減した状況を想定した。

海外再エネ安価ケースの想定

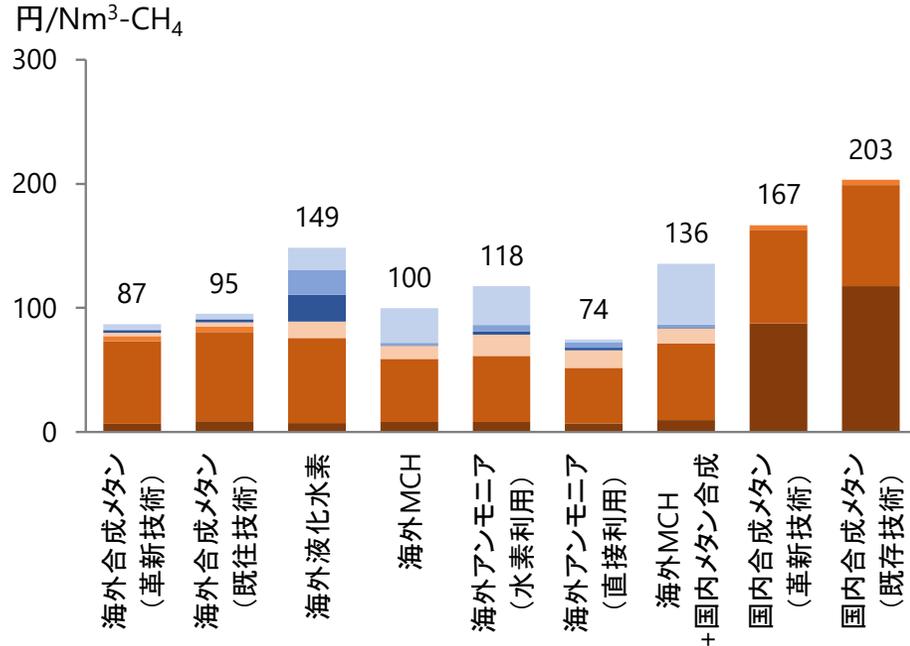


感度分析① 海外再エネ単価

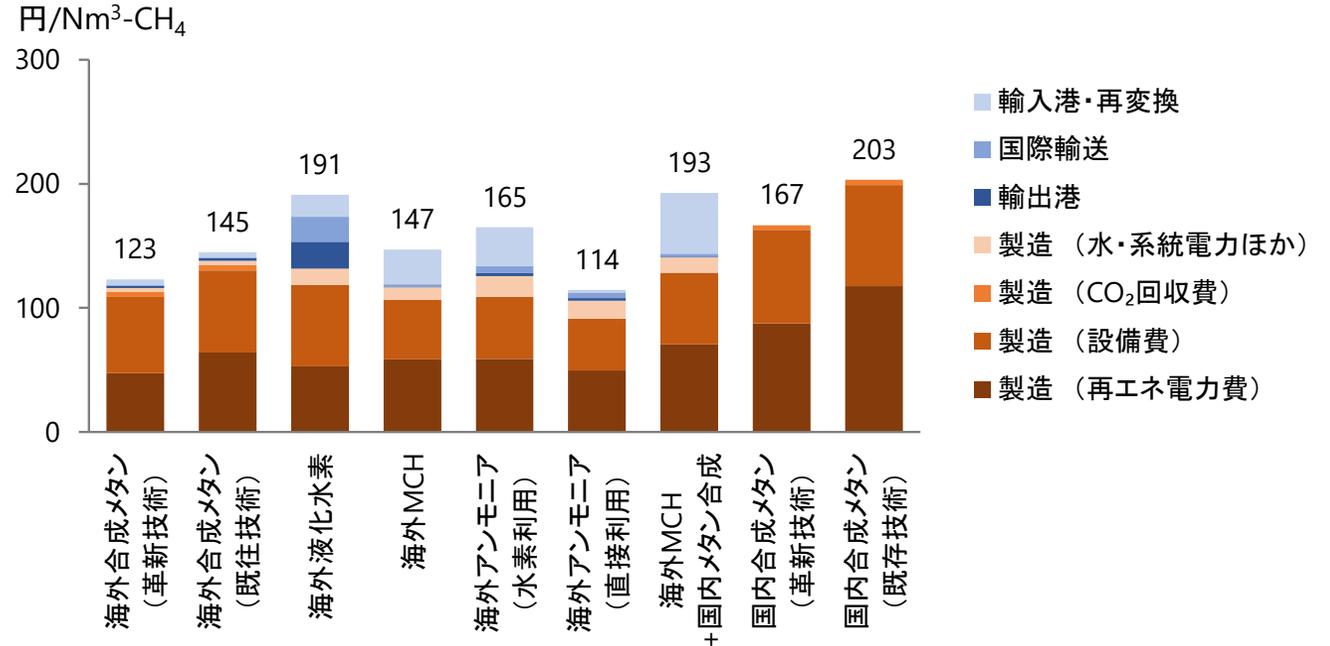
- 再エネ安価ケースでは、海外合成メタンは107~126円/Nm³-CH₄（本資料7頁）から87~95円/Nm³-CH₄へ低減。

感度分析項目		数値（安価、基準、高価）			考え方・根拠
海外再エネ単価 設備利用率	cent/kWh	0.4 24%	2.5 29%	3.1 26%	低位値：サウジアラビアでの太陽光発電入札価格の最安値（2021年）およびIEA WEO2021の将来の費用低減想定から推計。 基準値：IEA “The Future of Hydrogen”における中東地域での変動性再エネ単価の長期想定値。 高位値：IEA “The Future of Hydrogen”における豪州での変動性再エネ単価の長期想定値。

海外再エネ安価ケース



海外再エネ高価ケース



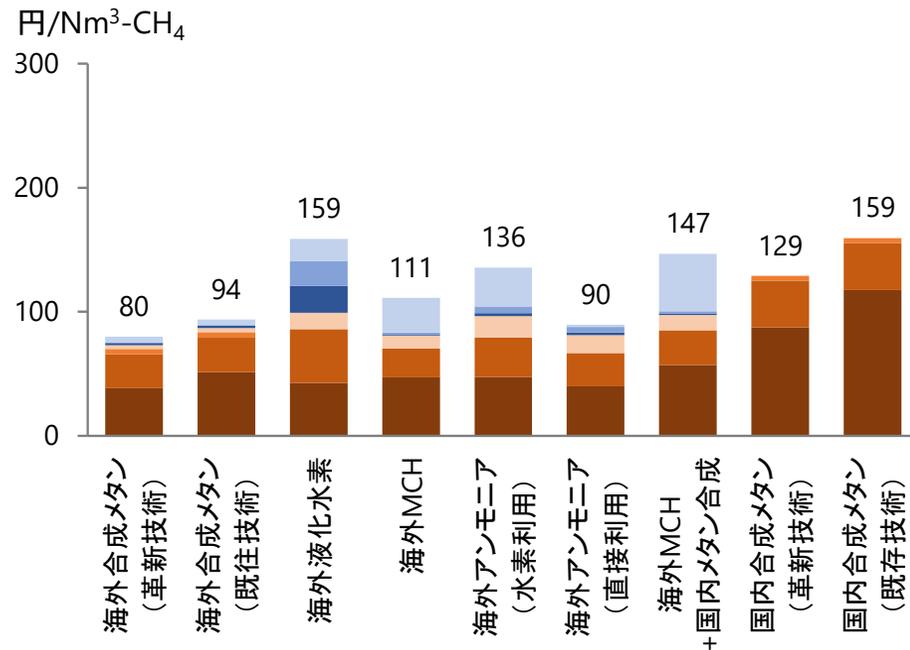
感度分析② 水電解・メタン合成の設備費

- 設備費安価ケースでは、海外合成メタンは80~94円/Nm³-CH₄へ低減。

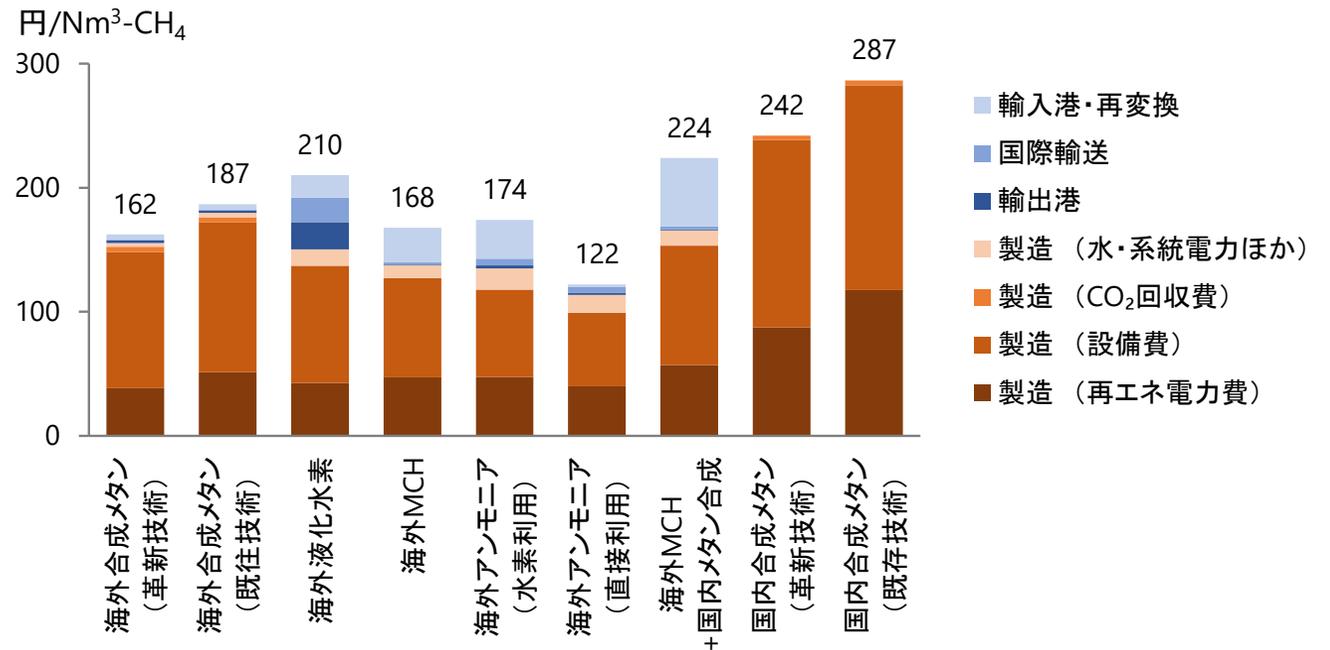
感度分析項目		数値 (安価、基準、高価)			考え方・根拠
水電解設備費	USD/kWe	200	450	900	低位値: 水電解はIEA FOHの想定下限値。メタン合成は基準値の半分。
メタン合成設備費 (既往技術)	USD/(Nm ³ -CH ₄ /h)	1 840	3 690	7 610	基準値: 水電解はIEA FOHの標準想定値。メタン合成は事業者ヒアリング等。
メタン合成設備費 (革新技術)	USD/(Nm ³ -CH ₄ /h)	4 920	9 840	19 680	高位値: 水電解はIEA FOHの想定上限値。メタン合成は事業者ヒアリング等 (既存技術: 小規模(1万Nm ³ -CH ₄ /h)を想定)。

※既往技術は水電解で製造された水素とCO₂からメタンを合成するプロセスを想定。他方、革新技術には電解プロセスも含む。そのため、既往技術と革新技術のコストは単純に比較できない点に注意されたい。

設備安価ケース (※再エネ単価は基準想定)



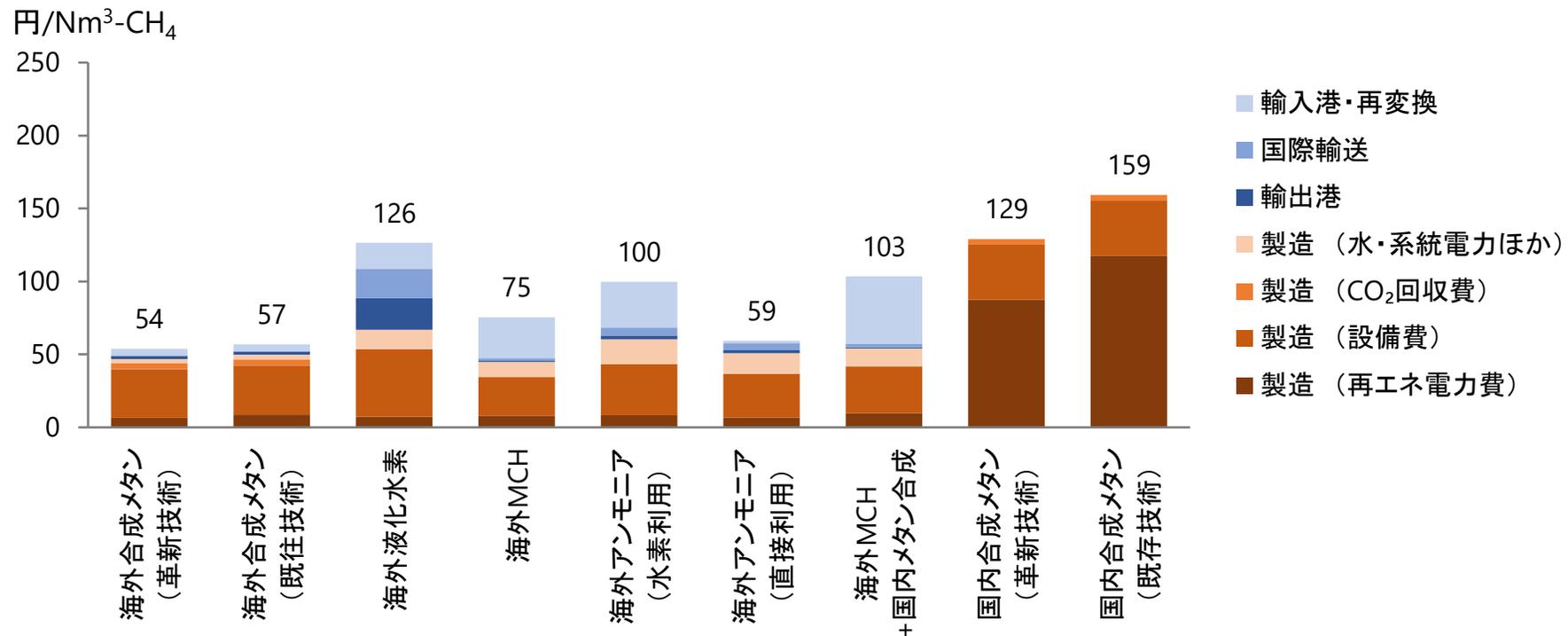
設備高価ケース (※再エネ単価は基準想定)



感度分析③ 海外再エネ単価および設備費が安価な場合

- 感度分析①②の安価ケースが組み合わさった場合、供給費用は **革新技術にて54円/Nm³-CH₄**、**既存技術にて57円**と推計された。これらは合成メタン価格の目標水準(LNG価格相当注:40~50円)に近い供給費用である。
- 技術開発による設備費用低減、および、安価かつ設備利用率が高い海外再エネ権益の確保を**同時並行**で進めることが重要と考えられる。

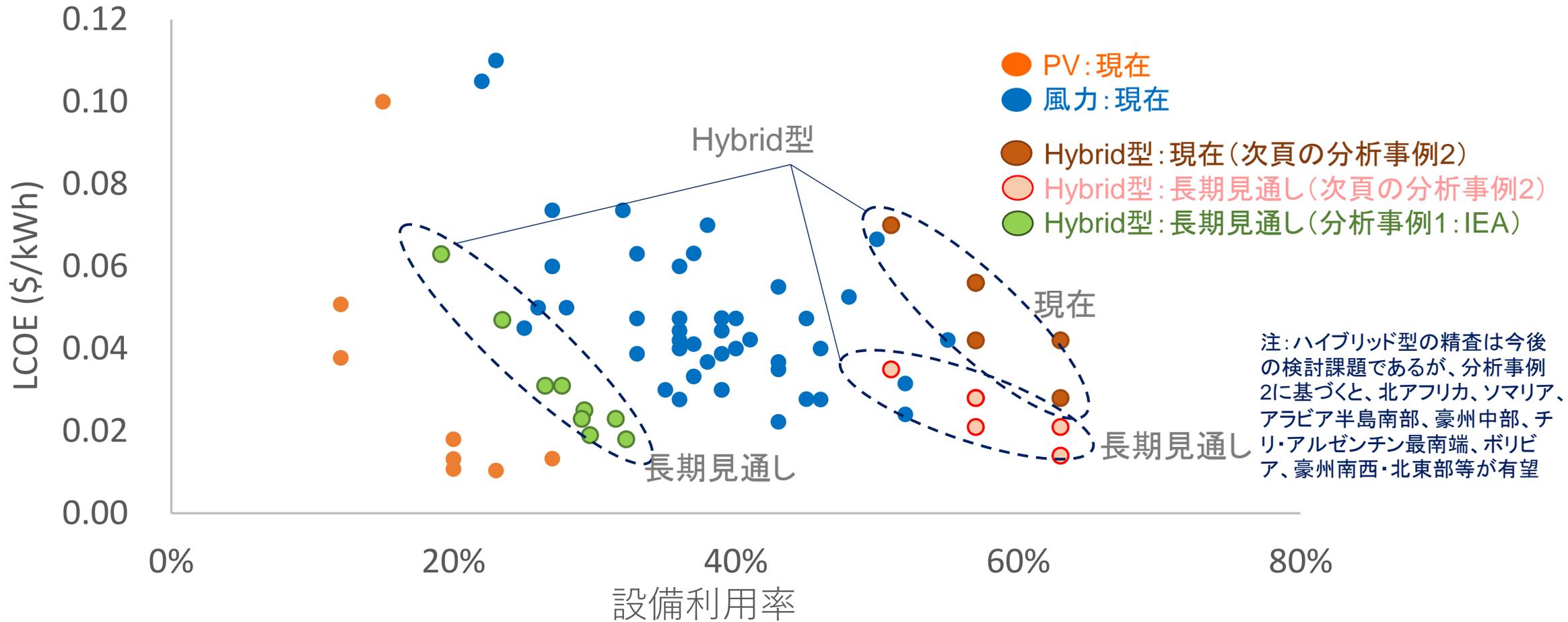
海外再エネ単価と設備費の両者が安価なケース



注: グリーン成長戦略策定当時(2021年6月)のLNG価格水準。

- ・ 本分析では長期の時間軸を想定して、変動性再生可能エネルギー電力由来の水素キャリアの供給費用の推計を実施した。
- ・ 海外合成メタンは水素キャリアの一つとして重要な選択肢であることが示唆された。海外合成メタンの供給費用は 107~126円/Nm³-CH₄と推計され、アンモニア(直接利用)と共に、コスト優位なキャリアであると考えられる。
- ・ 本分析では新設輸送インフラを用いた場合においても海外合成メタンが優位性を維持しうることも確認した。海外生産国に既存インフラが存在しない、もしくは経年劣化等で新たな設備入替の投資が必要な場合にも合成メタンは重要な選択肢の一つとなりうる。
- ・ しかしながら、本分析の基準想定では合成メタンの価格目標(40~50円/Nm³-CH₄)には達しなかった。経済性の改善に向けては、安価かつ設備利用率が高い再エネ電力の調達(“再エネ権益”の確保)や、技術開発による設備費の低減が必要となる。
- ・ 例えば、安価な再エネ電力(0.4cent/kWhを想定)を確保し、かつ、設備費を基準想定から半分程度に低減できれば、海外合成メタンの供給費用は目標水準に達する可能性がある。
- ・ なお、本試算では下記の点を捨象した。分析の精緻化は今後の課題である。
 - ・ 再エネ電源と水素製造設備、CO₂供給源の地理的配置および地域偏在対応の費用
 - ・ 再生可能エネルギーの時間変動性を均すための設備費用 (バッファーのための水素タンクやCO₂タンク、合成メタンタンク等)
- ・ また、本試算は一定の想定に基づくものであり、今後の技術進展状況に応じて変化する可能性がある点に留意が必要である。

- ・ 海外地域によっては、太陽光発電と風力発電を組み合わせることで、安価かつ設備利用率が高い再エネが存在する場合がある。
- ・ なお、太陽光発電単体では、現在最安値のサウジアラビアの太陽光発電の入札価格と資本費等の将来見通しを踏まえると、長期的な発電単価0.4cent/kWhの可能性もある(感度分析を参照)。



- ・ 太陽光と陸上風力を対象に以下の既往調査・分析を調査(下表の灰色部分が前頁の出典)。
- ・ 設備利用率の向上を目指した太陽光と陸上風力のハイブリッド型も検討。

調達再エネの種類	参考文献
太陽光単独	<ul style="list-style-type: none"> ・ Global Solar Atlasから設備利用率を把握。近年の入札価格を報道等から把握 ・ 設備費の長期的な見通しは、“GLOBAL HYDROGEN TRADE TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL, PART III GREEN HYDROGEN COST AND POTENTIAL” (IRENA 2022)を参考
陸上風力単独	<ul style="list-style-type: none"> ・ Renewable Power Generation Costs 2021 (IRENA)から2021年の各国の加重平均の設備利用率とLCOEを把握 ・ 設備費の長期的な見通しは、“GLOBAL HYDROGEN TRADE TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL, PART III GREEN HYDROGEN COST AND POTENTIAL” (IRENA 2022)を参考
ハイブリッド型:分析事例1	<ul style="list-style-type: none"> ・ “The Future of Hydrogen”(IEA)の長期的な見通しを参考。地域ごとに、太陽光と風力のハイブリッドの最適な設備利用率を特定している。
ハイブリッド型:分析事例2	<ul style="list-style-type: none"> ・ ” HYBRID PV-WIND-RENEWABLE METHANE POWER PLANTS – A POTENTIAL CORNERSTONE OF GLOBAL ENERGY SUPPLY”(26th European Photovoltaic Solar Energy Conference)を参考。緯度経度1° × 1° 毎に、太陽光と風力の発電パターンを重ね合わせてハイブリッド型の設備利用率を特定している。 ・ 太陽光と陸上風力のCAPEX想定を長期的な見通しに変更してLCOEを簡易推計
その他(参考1)	<ul style="list-style-type: none"> ・ “GLOBAL HYDROGEN TRADE TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL, PART III GREEN HYDROGEN COST AND POTENTIAL” (IRENA 2022)では、出力抑制(捨電)によるロスも踏まえつつVREと水電解の設備容量の最適な組合せを特定することでLCOHの最小化を図っている。
その他(参考2)	<ul style="list-style-type: none"> ・ “Study on the Economics of the Green Hydrogen International Supply Chain” (IEEJ 2021)は特定サイトにおける設備利用率とLCOEを例示

付録

試算結果詳細 (基準想定)

円/Nm ³ -CH ₄	海外合成メタン (革新技術)	海外合成メタン (既往技術)	海外液化水素	海外MCH	海外アンモニア (水素利用)	海外アンモニア (直接利用)	海外MCH+ 国内メタン合成	国内合成メタン (革新技術)	国内合成メタン (既往技術)
製造 (再エネ電力費)	38.4	51.5	42.7	47.3	47.6	40.0	57.1	87.4	117.5
製造 (設備費)	55.0	59.5	61.6	43.4	45.6	38.3	52.4	75.4	81.7
製造 (CO ₂ 回収費)	4.2	4.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	3.9
製造 (水・系統電力等)	3.0	3.4	13.2	10.3	17.0	14.3	12.4	0.0	0.2
輸出港	1.9	1.9	21.7	0.6	2.4	2.0	0.8	0.0	0.0
国際輸送	0.6	0.6	20.1	1.9	5.5	4.6	2.3	0.0	0.0
輸入港・再変換	4.4	4.4	17.8	27.9	31.3	1.9	49.0	0.0	0.0
合計	107.4	125.7	177.1	131.4	149.4	101.3	173.9	166.7	203.3

試算結果詳細（合成メタンの国際輸送インフラを織り込んだ場合）

円/Nm ³ -CH ₄	海外合成メタン (革新技術)	海外合成メタン (既往技術)	海外液化水素	海外MCH	海外アンモニア (水素利用)	海外アンモニア (直接利用)	海外MCH+ 国内メタン合成	国内合成メタン (革新技術)	国内合成メタン (既往技術)
製造（再エネ電力費）	38.4	51.5	42.7	47.3	47.6	40.0	64.4	87.4	117.5
製造（設備費）	55.0	59.5	61.6	43.4	45.6	38.3	59.1	75.4	81.7
製造（CO ₂ 回収費）	4.2	4.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	3.9
製造（水・系統電力等）	4.0	0.6	13.2	10.3	17.0	14.3	14.0	0.0	0.2
輸出港	3.8	6.9	21.7	2.0	2.4	2.0	0.9	0.0	0.0
国際輸送	4.6	4.1	20.1	6.4	5.5	4.6	2.6	0.0	0.0
輸入港・再変換	4.4	4.0	17.8	38.9	31.3	1.9	53.3	0.0	0.0
合計	114.3	131.0	177.1	148.3	149.4	101.3	194.3	166.7	203.3

試算結果詳細（感度分析① 海外再エネ単価）

・ 単位:円/Nm³-CH₄

海外再エネ安価ケース	海外合成メタン (革新技术)	海外合成メタン (既往技術)	海外液化水素	海外MCH	海外アンモニア (水素利用)	海外アンモニア (直接利用)	海外MCH+ 国内メタン合成	国内合成メタン (革新技术)	国内合成メタン (既往技術)
製造(再エネ電力費)	6.5	8.8	7.3	8.0	8.1	6.8	9.7	87.4	117.5
製造(設備費)	66.4	71.9	68.5	51.0	53.2	44.8	61.6	75.4	81.7
製造(CO ₂ 回収費)	4.2	4.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	3.9
製造(水・系統電力等)	3.0	3.4	13.2	10.3	17.0	14.3	12.4	0.0	0.2
輸出港	1.9	1.9	21.7	0.6	2.4	2.0	0.8	0.0	0.0
国際輸送	0.6	0.6	20.1	1.9	5.5	4.6	2.3	0.0	0.0
輸入港・再変換	4.4	4.4	17.8	27.9	31.3	1.9	49.0	0.0	0.0
合計	87.0	95.4	148.5	99.7	117.6	74.5	135.7	166.7	203.3

海外再エネ高価ケース	海外合成メタン (革新技术)	海外合成メタン (既往技術)	海外液化水素	海外MCH	海外アンモニア (水素利用)	海外アンモニア (直接利用)	海外MCH+ 国内メタン合成	国内合成メタン (革新技术)	国内合成メタン (既往技術)
製造(再エネ電力費)	47.6	63.9	53.0	58.7	59.0	49.6	70.8	87.4	117.5
製造(設備費)	61.3	66.4	65.4	47.6	49.8	41.9	57.5	75.4	81.7
製造(CO ₂ 回収費)	4.2	4.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	3.9
製造(水・系統電力等)	3.0	3.4	13.2	10.3	17.0	14.3	12.4	0.0	0.2
輸出港	1.9	1.9	21.7	0.6	2.4	2.0	0.8	0.0	0.0
国際輸送	0.6	0.6	20.1	1.9	5.5	4.6	2.3	0.0	0.0
輸入港・再変換	4.4	4.4	17.8	27.9	31.3	1.9	49.0	0.0	0.0
合計	123.0	145.0	191.2	147.0	165.1	114.4	192.7	166.7	203.3

試算結果詳細（感度分析② 水電解・メタン合成の設備費）

・ 単位:円/Nm³-CH₄

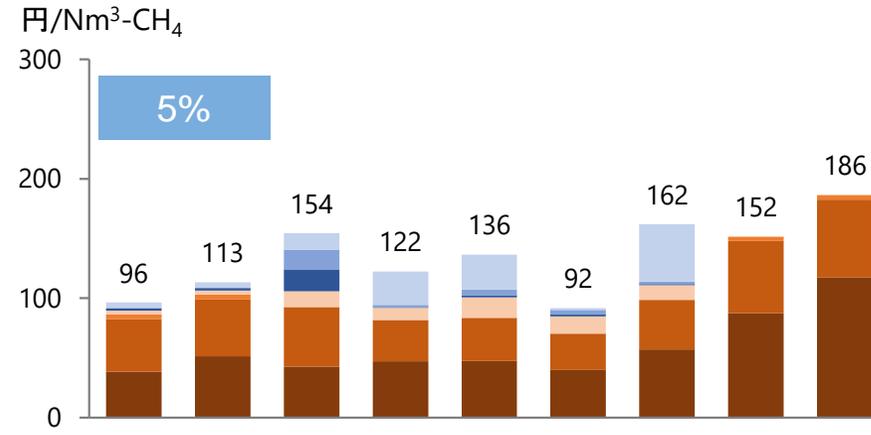
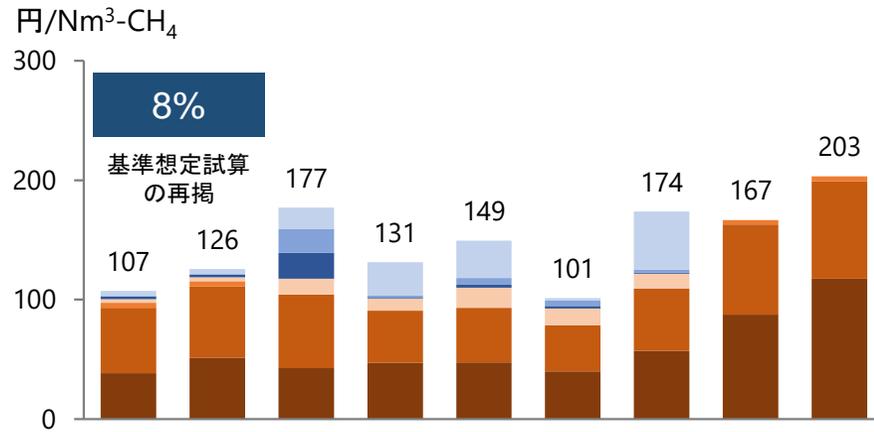
設備安価ケース	海外合成メタン (革新技术)	海外合成メタン (既往技術)	海外液化水素	海外MCH	海外アンモニア (水素利用)	海外アンモニア (直接利用)	海外MCH+ 国内メタン合成	国内合成メタン (革新技术)	国内合成メタン (既往技術)
製造(再エネ電力費)	38.4	51.5	42.7	47.3	47.6	40.0	57.1	87.4	117.5
製造(設備費)	27.5	27.6	43.3	23.2	31.8	26.8	28.0	37.7	37.9
製造(CO ₂ 回収費)	4.2	4.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	3.9
製造(水・系統電力等)	3.0	3.4	13.2	10.3	17.0	14.3	12.4	0.0	0.2
輸出港	1.9	1.9	21.7	0.6	2.4	2.0	0.8	0.0	0.0
国際輸送	0.6	0.6	20.1	1.9	5.5	4.6	2.3	0.0	0.0
輸入港・再変換	4.4	4.4	17.8	27.9	31.3	1.9	46.1	0.0	0.0
合計	79.9	93.8	158.9	111.2	135.7	89.7	146.6	129.0	159.5

設備高価ケース	海外合成メタン (革新技术)	海外合成メタン (既往技術)	海外液化水素	海外MCH	海外アンモニア (水素利用)	海外アンモニア (直接利用)	海外MCH+ 国内メタン合成	国内合成メタン (革新技术)	国内合成メタン (既往技術)
製造(再エネ電力費)	38.4	51.5	42.7	47.3	47.6	40.0	57.1	87.4	117.5
製造(設備費)	110.0	120.4	94.5	79.9	70.3	59.2	96.4	150.9	165.2
製造(CO ₂ 回収費)	4.2	4.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	3.9
製造(水・系統電力等)	3.0	3.4	13.2	10.3	17.0	14.3	12.4	0.0	0.2
輸出港	1.9	1.9	21.7	0.6	2.4	2.0	0.8	0.0	0.0
国際輸送	0.6	0.6	20.1	1.9	5.5	4.6	2.3	0.0	0.0
輸入港・再変換	4.4	4.4	17.8	27.9	31.3	1.9	55.0	0.0	0.0
合計	162.4	186.6	210.0	167.8	174.2	122.1	223.9	242.2	286.8

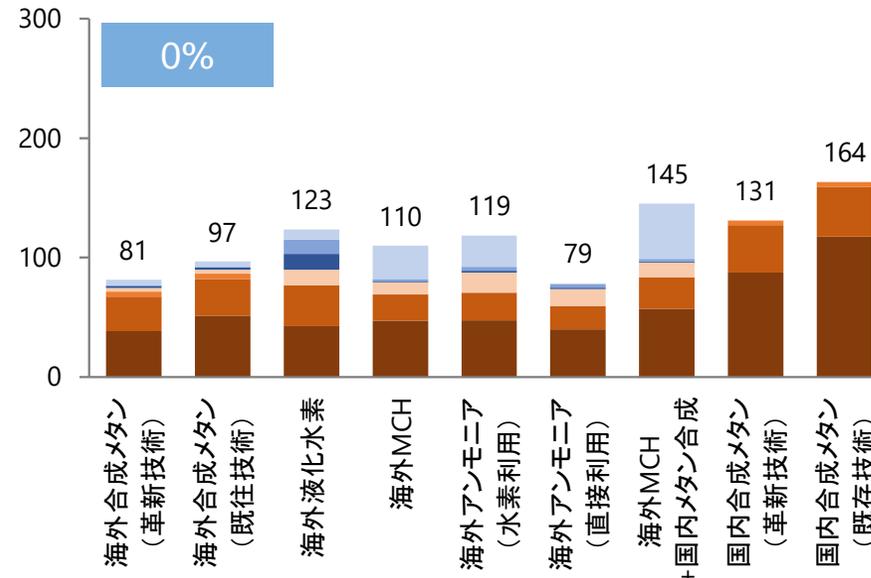
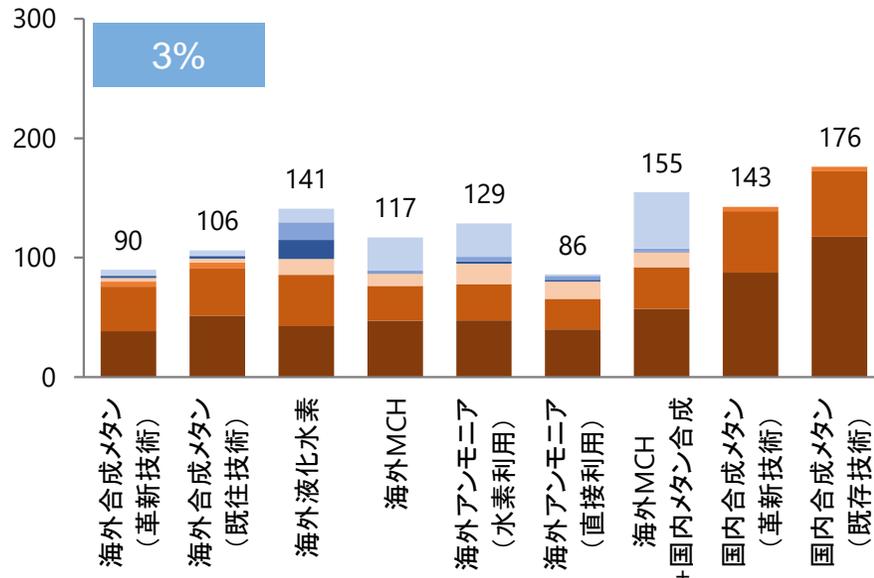
試算結果詳細（感度分析③ 海外再エネ単価および設備費が安価な場合）

円/Nm ³ -CH ₄	海外合成メタン (革新技術)	海外合成メタン (既往技術)	海外液化水素	海外MCH	海外アンモニア (水素利用)	海外アンモニア (直接利用)	海外MCH+ 国内メタン合成	国内合成メタン (革新技術)	国内合成メタン (既往技術)
製造（再エネ電力費）	6.5	8.8	7.3	8.0	8.1	6.8	9.7	87.4	117.5
製造（設備費）	33.2	33.4	46.4	26.6	35.2	29.6	32.1	37.7	37.9
製造（CO ₂ 回収費）	4.2	4.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	3.9
製造（水・系統電力等）	3.0	3.4	13.2	10.3	17.0	14.3	12.4	0.0	0.2
輸出港	1.9	1.9	21.7	0.6	2.4	2.0	0.8	0.0	0.0
国際輸送	0.6	0.6	20.1	1.9	5.5	4.6	2.3	0.0	0.0
輸入港・再変換	4.4	4.4	17.8	27.9	31.3	1.9	46.1	0.0	0.0
合計	53.8	56.8	126.5	75.3	99.6	59.3	103.3	129.0	159.5

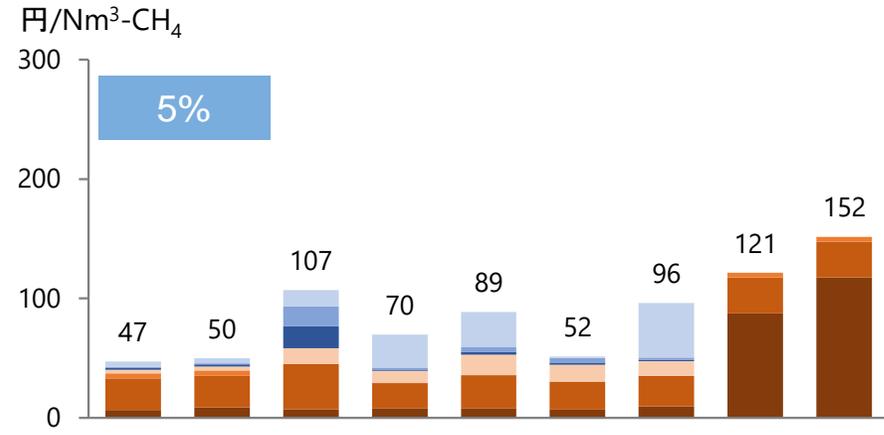
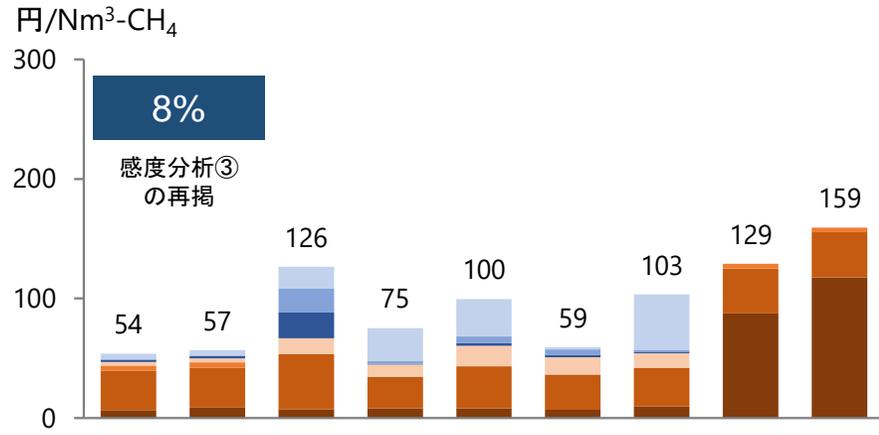
(参考試算) 基準想定における割引率の影響



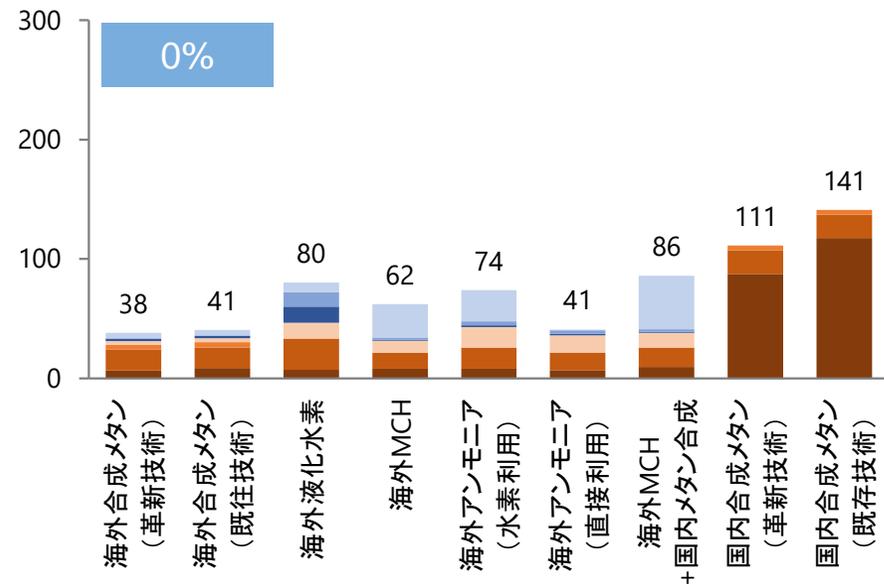
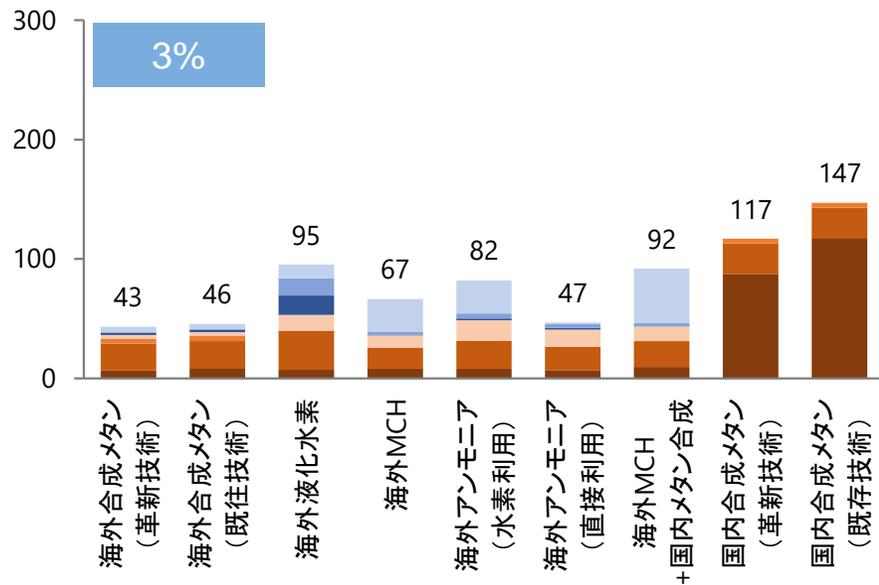
- 輸入港・再変換
- 国際輸送
- 輸出港
- 製造 (水・系統電力ほか)
- 製造 (CO₂回収費)
- 製造 (設備費)
- 製造 (再エネ電力費)



(参考試算) 感度分析③における割引率の影響



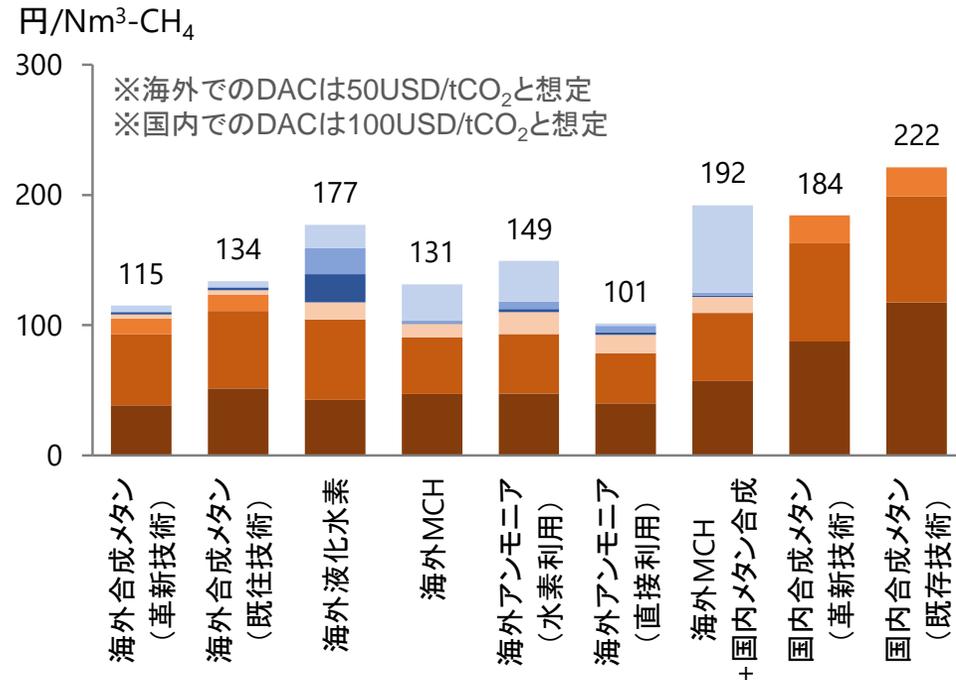
- 輸入港・再変換
- 国際輸送
- 輸出港
- 製造 (水・系統電力ほか)
- 製造 (CO₂回収費)
- 製造 (設備費)
- 製造 (再エネ電力費)



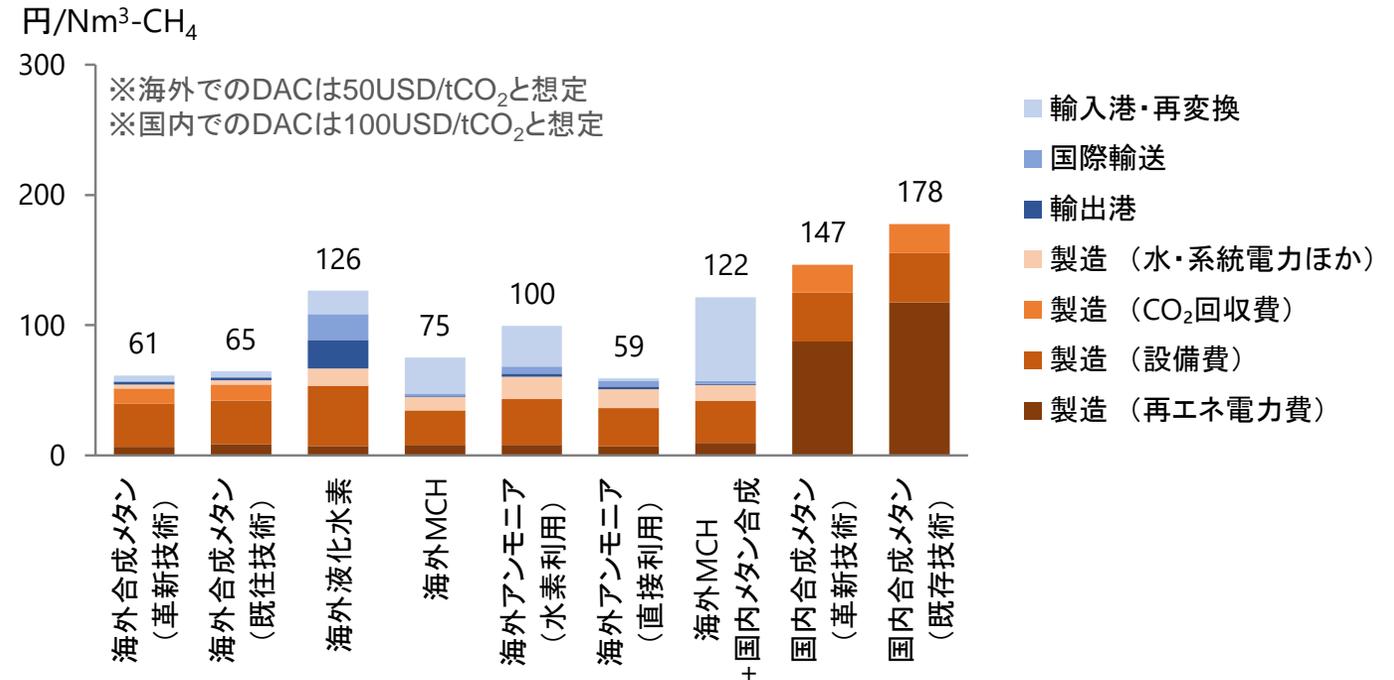
(参考試算) 大気中からの直接CO₂回収(DAC)を想定した場合

- ・ IEA(2022)^注によると、中東地域では長期的に、50USD/tCO₂より安価な費用で大気中からCO₂を回収できる可能性がある。
- ・ 海外でのCO₂回収費用を2000円/tCO₂から、DACの50USD(本分析では約5500円)へ変更すると、基準想定の海外合成メタンでは107~126円/Nm³-CH₄が115~134円へ、感度分析③では54~57円が61~65円へ上昇。ただし、それでもコスト的に優位なキャリアとなる可能性がある。

基準想定にてDACでCO₂を回収する場合



感度分析③にてDACでCO₂を回収する場合



注 IEA "Direct Air Capture A key technology for net zero", page43, (2022)