



デロイト・トーマツコンサルティング合同会社

2025年2月28日

1 本日の位置付け

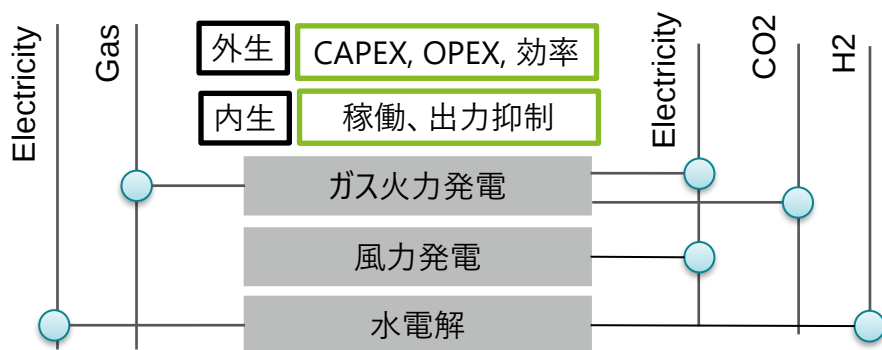
1	本日の位置付け
2	前提条件
3	試算結果

【モデル概要】

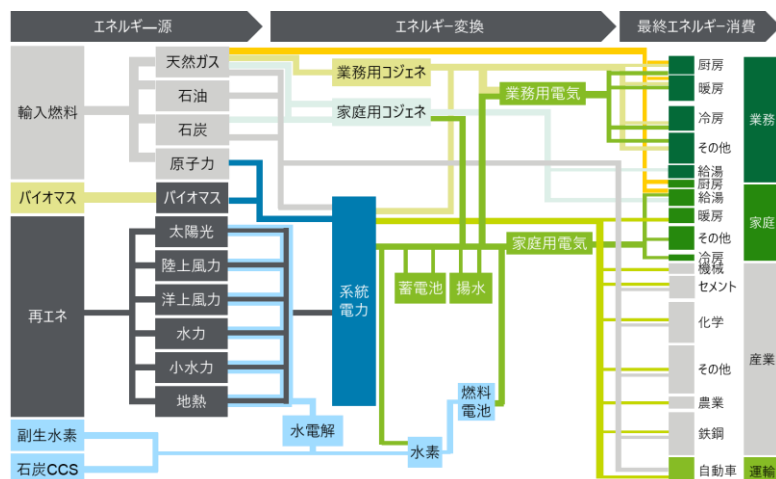
日本を高地域粒度で表現したモデルで将来のエネルギー需給の推計を行う

モデル概要

技術とコモディティーの組み合わせ



エネルギーを一つのシステムとして再現



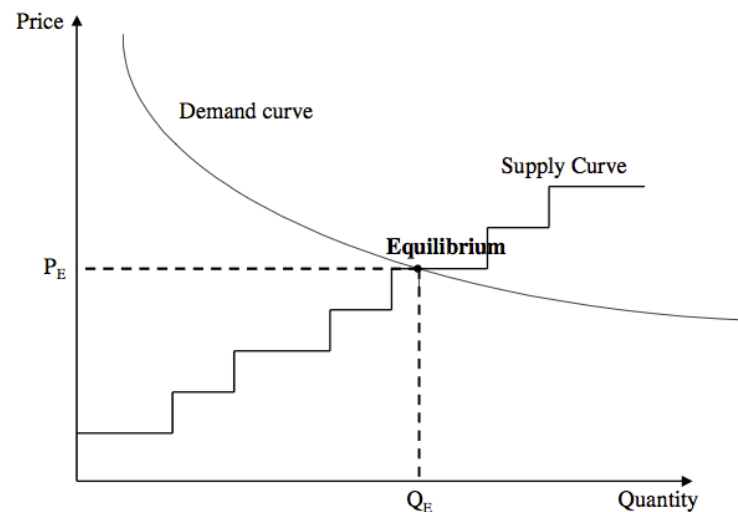
シナリオを与え将来のエネルギーシステムを推計

カーボンニュートラルが達成されるかどうか

CCSがどの程度利用できるのか

再生可能エネルギーの価格はどこまで下がるのか

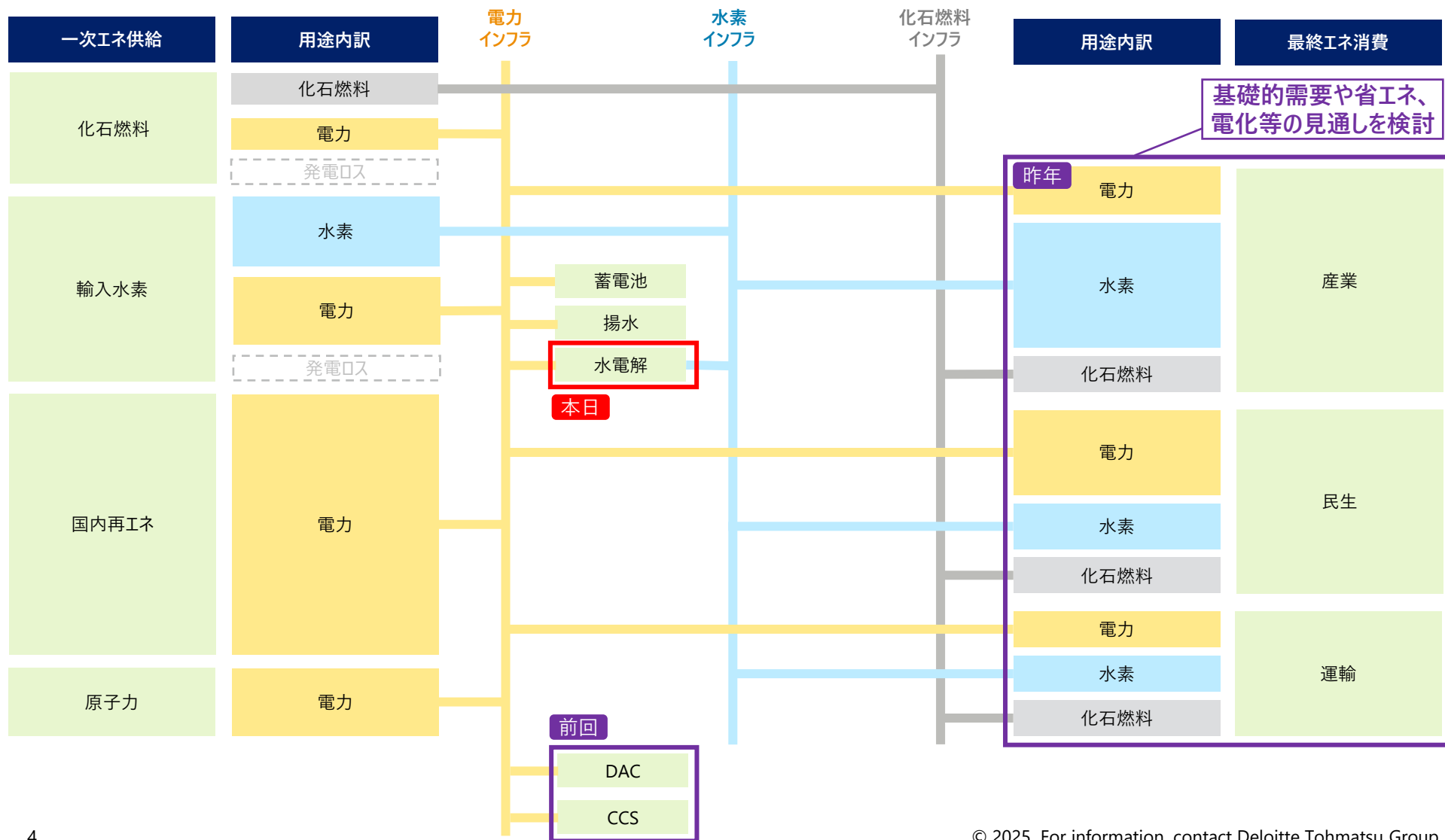
⋮



【これまでの検討経緯】

2050年カーボンニュートラルを前提として水素製造の消費電力の見通しを検討した

これまでの検討の全体像



2 前提条件

1	本日の位置付け
2	前提条件
3	試算結果

【シナリオの考え方】

2050年カーボンニュートラルを前提として将来のエネルギー需給を推計する

想定したシナリオ

■ 2050年カーボンニュートラルを前提として以下のケースをシミュレーション

- 原子力小ケース（再エネ大ケース）
 - ・ CCS火力は活用されつつも原子力は現状維持となり、再エネが積極導入されるケース
- 原子力中ケース（再エネ中ケース）
 - ・ CCS火力や原子力、再エネの導入量が小ケースと大ケースのおよそ中間値となるケース
- 原子力大ケース（再エネ小ケース）
 - ・ CCS火力や原子力が積極的に活用され、再エネの導入はそれほど進まないケース

シナリオ名	シミュレーション条件				
	CO2削減目標*1 (2013年比)	CO2貯留量	原発稼働数	水素*2	
				輸入水素	国内水素（水電解）
原子力小（再エネ大）	2030年：46%削減 2050年：CN達成	2030年：0.13億トン上限 2050年：1.80億トン上限	2050年：13 GW	輸入量 上限なし 価格 2030年：約51円/Nm3 2050年：約37円/Nm3	価格 2030年以降：22.3万円/Nm3/h 効率（電力原単位） 2030年以降：4.3kWh/Nm3
原子力中（再エネ中）			2050年：23 GW		
原子力大（再エネ小）			2050年：37 GW		

*1 CO2削減目標は鉄道や船舶、航空を除くエネルギー起源の排出源を対象

*2 2050年断面において水素の港湾や国内輸送インフラは十分に整備されているとし、輸入した水素は内陸部の需要家に対しても比較的低コストで配送されると想定。

【前提条件】

CO2削減目標や再エネ情報、系統情報等を入力して将来のエネルギー需給を推計する

前提条件（電源）

分類		前提条件	参照元
CO2	削減目標	■ 2030年：46%削減（2013年比） ■ 2050年：カーボンニュートラル（森林吸収等によるCO2吸収を考慮）	■ 環境省「2021年度の温室効果ガス排出・吸収量について」 ■ 環境省「地球温暖化対策計画」（2021年10月）
	CCS貯留量	■ CCS貯留量小ケース：2030年以降、0.13億トンを上限 ■ CCS貯留量大ケース：2030年0.13億トン、2050年1.8億トンを上限 ■ 回収および貯留を含めて約20000円/t-CO2の追加コストがかかると想定	■ 経済産業省「CCS長期ロードマップ検討会 最終とりまとめ」 ■ RITE「CCSバリューチェーンコスト」
再エネ導入可能量		■ CO2削減目標に合わせてコスト最小化計算	■ 環境省や経済産業省の日射量・風況データに基づく
再エネコスト	住宅太陽光	■ 2030年以降：20.1～26.8万円/kW（発電コスト約9.8円/kWh）	■ 経済産業省 資源エネルギー庁 発電コスト検証WG（令和3年4月）
	非住宅太陽光	■ 2030年以降：13.7～21.1万円/kW（発電コスト約7.3円/kWh）	
	洋上風力	■ 2030年以降：40.2～59.4万円/kW（発電コスト約10.0円/kWh）	
	陸上風力	■ 2030年以降：14.0～38.0万円/kW（発電コスト約5.2円/kWh）	
原子力		■ 原子力小（再エネ大）：再稼働済の発電所のみが稼働し続けると想定 ■ 原子力中（再エネ中）：再稼働済に加え審査中や許可済の発電所が稼働 ■ 原子力大（再エネ小）：廃炉済以外のすべての発電所が稼働	—
火力 + CCS		■ 現在稼働中（および計画済）のものは経年45年で廃止されると想定 ■ CCS石炭火力、CCSガス火力、アンモニア発電、水素発電の新設を考慮	—

【前提条件】

CO2削減目標や再エネ情報、系統情報等を入力して将来のエネルギー需給を推計する

前提条件（燃料、インフラ）

分類		前提条件	参照元
化石燃料	石炭	■ 2010~2019年の輸入価格の平均値：124 USD/tonne	■ 財務省「貿易統計」
	原油	■ 2010~2019年の輸入価格の平均値：80 USD/barrel	
	天然ガス	■ 2010~2019年の輸入価格の平均値：12 USD/Mbtu	
国内水素	アルカリ水電解	■ 2030年以降：初期費用22.3万円/Nm3/h、エネルギー消費量4.3kWh/Nm3	■ 経済産業省「水素基本戦略」 ■ 経済産業省「2050年CNに伴うグリーン成長戦略」
	PEM水電解	■ 2030年以降：初期費用29万円/Nm3/h、エネルギー消費量4.5kWh/Nm3	
輸入水素		■ 2030年：36 USD/GJ（約51円/Nm3-H2） ■ 2050年：26 USD/GJ（約37円/Nm3-H2）	■ IEA (2023)「World Energy Outlook 2023」 ■ NEDO (2017)「水素利用等船頭研究開発事業 エネルギーキャリアシステム調査・研究」
輸入アンモニア		■ 2030年：34 USD/GJ ■ 2050年：25 USD/GJ	
インフラ	系統	■ 一次変電所（上位から2つ目）までの変電所の系統容量を考慮 ■ 「広域連系系統のマスタープラン」の増強計画に準拠し、それ以上の系統拡充なしと想定	■ OCCTOデータベースおよび広域系統長期方針
	蓄電池	■ 2030年：約8.5万円/kW ■ 2040年：約7.2万円/kW ■ 2050年：約5.9万円/kW	■ NREL「Annual Technology Baseline」
	電気自動車	■ スマートチャージングあり	—
	揚水発電	■ 各発電所が現状の設備利用率（約3%）以下で稼働すると想定	■ 経済産業省 資源エネルギー庁「電力調査統計」

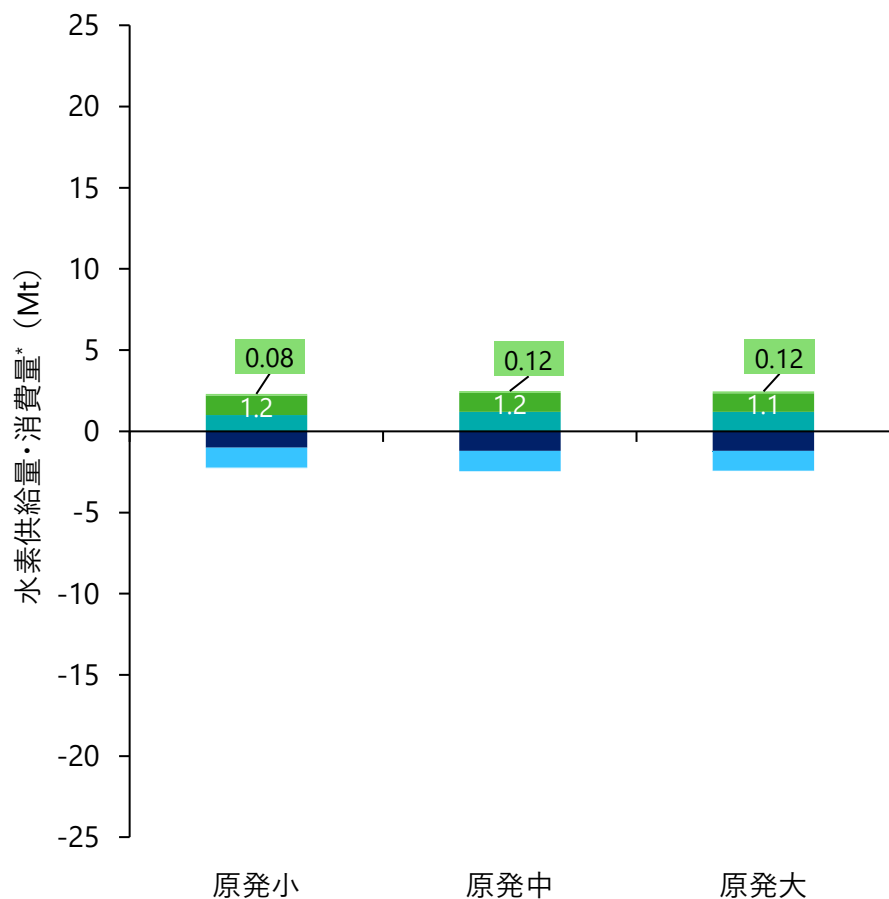
3 試算結果

1	本日の位置付け
2	前提条件
3	試算結果

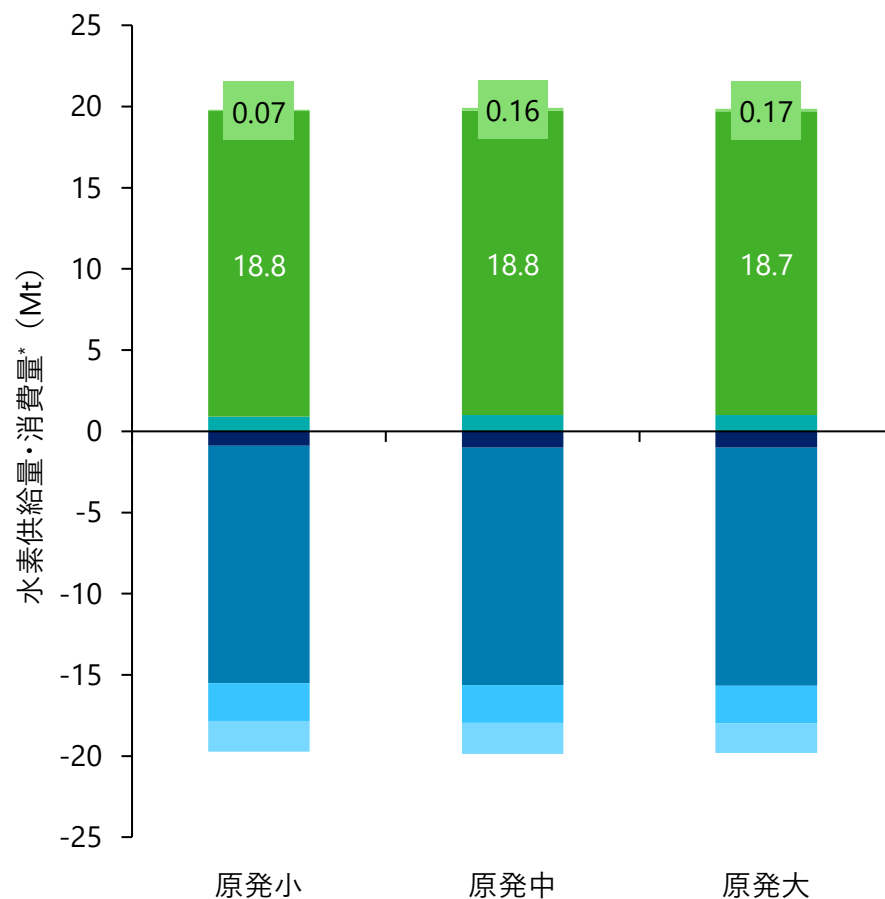
【水素需給】

2040年から2050年にかけて、主に産業部門の需要を満たすため水素を海外から輸入し、国内水素製造は限定的となる

水素・アンモニア需給（2040年）



水素・アンモニア需給（2050年）



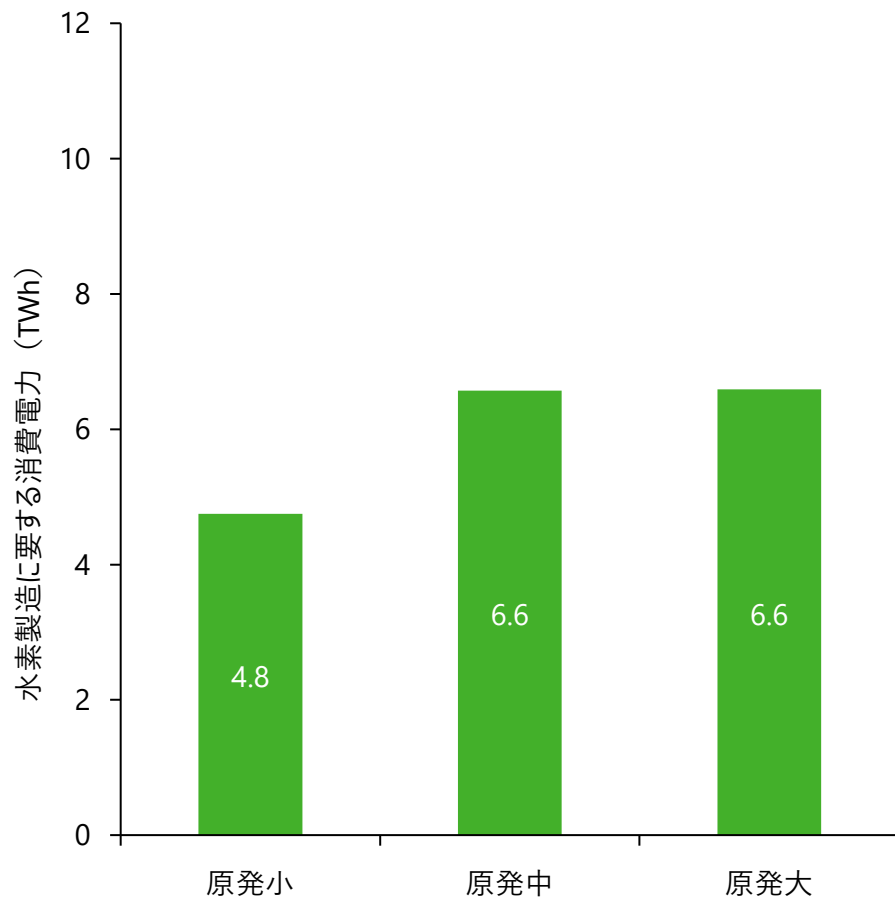
国内製造 輸入 アンモニア 発電 産業 運輸 民生

* 水素供給量を正の値、水素消費量を負の値として表記

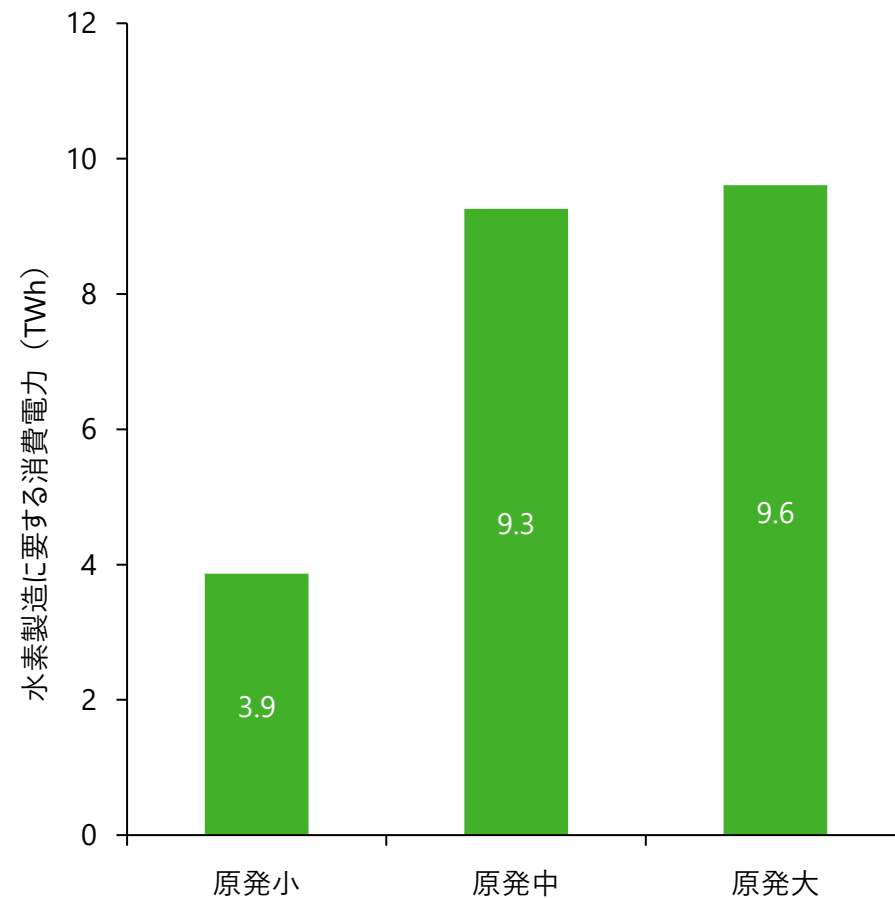
【消費電力】

2040年から2050年で国内水素製造の電力需要は約4 – 10 TWhの水準となる

水素製造に要する消費電力（2040年）



水素製造に要する消費電力（2050年）



* 水素供給量を正の値、水素消費量を負の値として表記

【電力需要サマリ】

昨年度から一部前提条件を見直したものの、系統電力需要の水準に大きな差はない

電力需要サマリ（2050年）

凡例 赤字：昨年度から今年度にかけての主な違い
※主な違いにおいて各ケース間の幅を()に表示

項目		昨年度	今年度	昨年度から今年度にかけての主な更新点	
		Middleケース（自給率中位）	Middleケース（原発稼働数中位）		
前提条件		シナリオ	自給率分岐 （中位ケースで自給率約30%）	原発稼働数で分岐 （中位ケースで原発稼働数27基）	昨年度から今年度にかけて、自給率を左右する要素のうち、今後の原発稼働数をシナリオの分岐条件として採用。
		需要側	コスト最小化の条件において内生計算	水素やDACの前提条件を更新	昨年度から今年度にかけて、特にDACの価格やエネルギー消費原単位等を更新。（その結果、昨年度よりもDACコストが減少）
		供給側	コスト最小化の条件において内生計算	一部の再エネに対して、建設計画や陸上風力等、今後の導入が限定的となるものに制約を付与	-
試算結果	変更要素	電化-家庭	36 (35~39)	18 (18~19)	昨年度よりDACコストが減少したことで、厨房等における化石燃料の利用が一部維持され、その結果、電力需要が減少。
		電化-業務	94 (88~94)	57 (57~59)	
		水電解	22 (14~63)	9 (4~10)	昨年度からDACコストが減少したことで、結果として、DACの導入が一部選択された。（水電解とDACによる電力消費の総量はほぼ変化なし）
		DAC	0	14 (13~15)	
	総需要		1147 (1131~1201)	1090 (1084~1093)	主に民生部門の電化の差異により、微減。

参考資料

【CO2限界削減費用および限界発電費用】

各ケースにおけるCO2限界削減費用および限界発電費用は以下の通り

各ケースにおけるCO2限界削減費用および限界発電費用

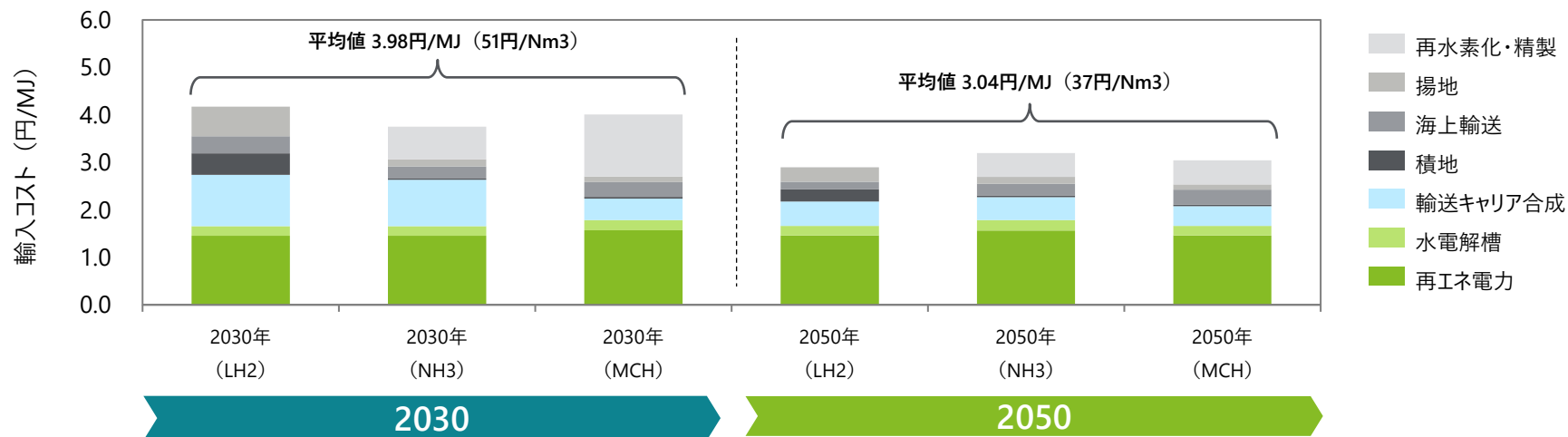
	Lowケース（原発稼働数低位）		Middleケース（原発稼働数中位）		Highケース（原発稼働数高位）	
	2040	2050	2040	2050	2040	2050
CO2限界削減費用 （円/t-CO2）	19,600	49,700	19,600	49,600	19,600	49,100
限界発電費用* （円/kWh）	16.1	15.8	15.7	15.8	15.4	15.7

*現状値：8.7円/kWh

【輸入水素・アンモニア】

各プロセスのコストを積み上げることで将来の輸入水素の価格を推計した

輸入水素・アンモニアの価格推計



再エネ電力^{*1}

3.8円/kWh
(WEO2023 APSの再エネ電力価格の世界平均値)

水電解槽^{*2}

5.2万円/kW
(水素基本戦略における2030年以降の国内目標値)

海上輸送等^{*3}

NEDO報告書
「研究開発2030年ケース」

NEDO報告書
「最大導入2050年ケース」

2040年値の
設定方法

2030年推計値と2050年推計値の平均値

^{*1} IEA (2023) 「World Energy Outlook 2023」 p.302

^{*2} 経済産業省 (2023) 「水素基本戦略」 p.26

^{*3} NEDO (2017) 「水素利用先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」