

# 2040年・2050年のエネルギーミックスに関する モデル試算

2024年12月3日 (2025年1月24日更新)

総合資源エネルギー調査会 第66回基本政策分科会

本資料の一部はJST低炭素社会実現のための  
社会シナリオ研究事業JPMJCN2302およびJSPS  
科研費JP23K13696の支援を受けて実施された。

一般財団法人 日本エネルギー経済研究所

遠藤 聖也, 大槻 貴司<sup>1)</sup>, 尾羽 秀晃, 松尾 雄司<sup>2)</sup>, 森本 壮一, 柳澤 明

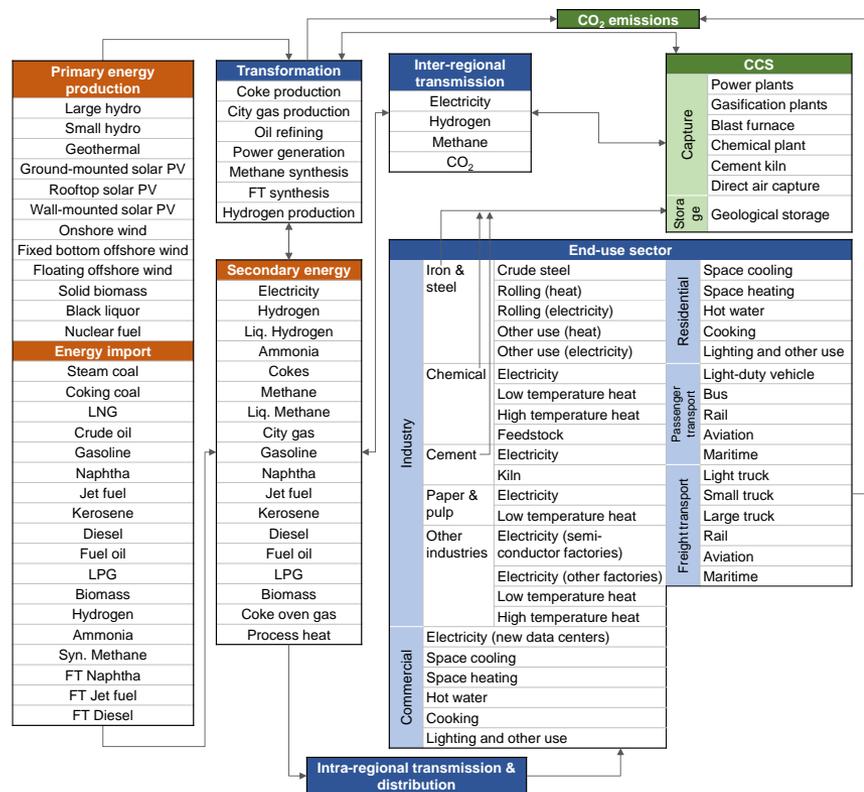
1) 横浜国立大学 大学院工学研究院・先端科学高等研究院 准教授

2) 立命館アジア太平洋大学 サステナビリティ観光学部 教授

# 費用最適化型エネルギーシステムモデル IEEJ-NE\_Japan

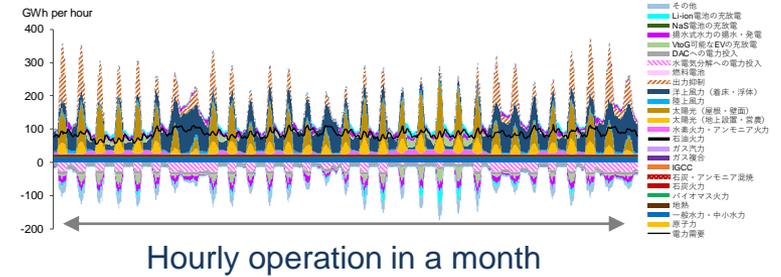
- 横浜国立大学 大槻研究室にて構築したNE\_Japanモデル<sup>[1][2][3]</sup>を基に、日本エネルギー経済研究所および大槻研究室、立命館アジア太平洋大学 松尾教授にて共同開発した線形計画モデル。
- CO<sub>2</sub>排出制約の下で、2050年に向けて経済合理的なエネルギーミックスを計算。電力需給はモデル内で1時間値で表現し、再生可能エネルギーの時間変動性や系統統合費用を考慮している。

## 分析対象はエネルギーシステム全体



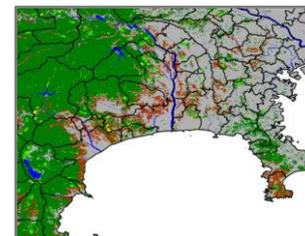
## 電力や水素の需給は24時間×365日を計算

再生可能エネルギーの変動性への対策費用を明示的に考慮



## 地理情報システムを基に推計した再エネ資源量[4]

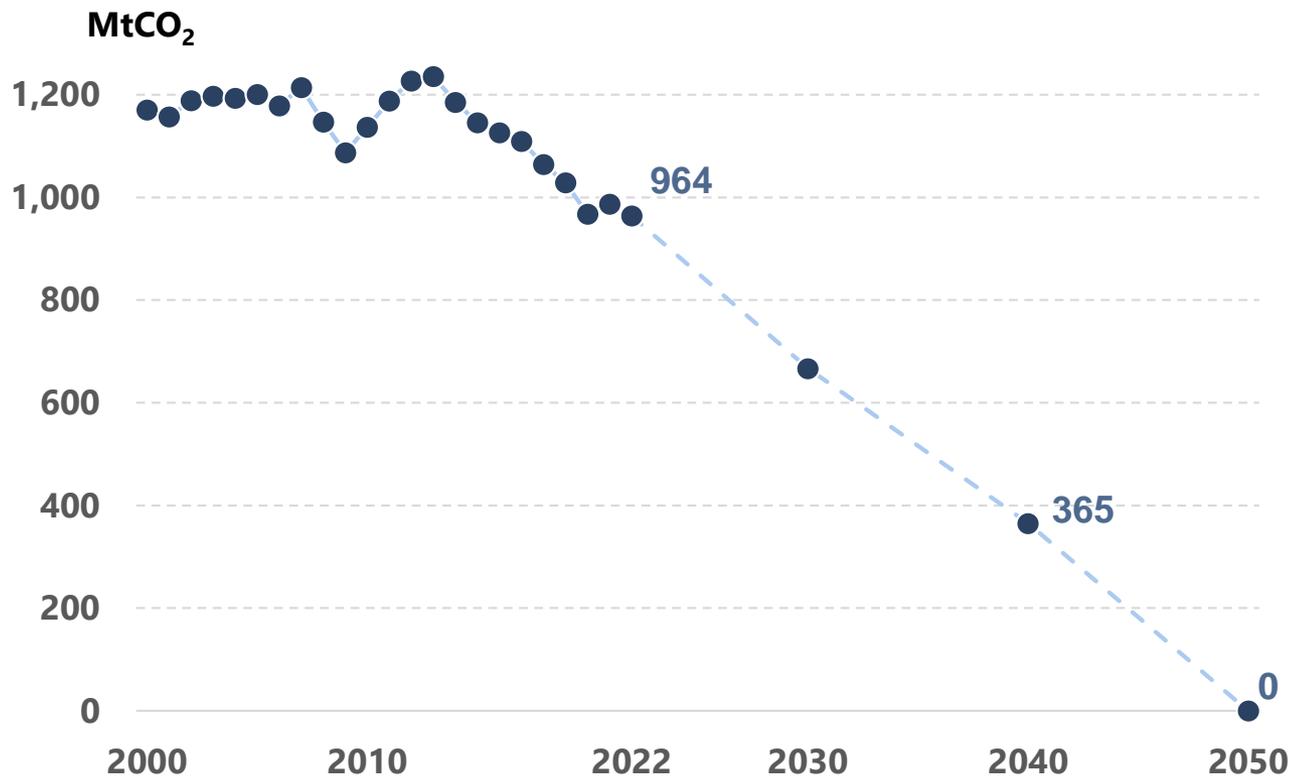
メッシュ化した土地・海域利用データや約6,000万棟の建物情報を基に再エネ資源量や設備利用率・資本費を考慮



[1] 大槻ら, 電学論B, 142(7), pp.334-346, 2022; [2] Otsuki et al., INT J GREENH GAS CON, 132, 104065, 2024; [3] Otsuki et al, Energy and Climate Change, 4, 100108, 2023

# エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量

- エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量が現状(2022年度)の964百万トンから、2040年に365百万トン、2050年に正味でゼロとなることを想定して試算を実施。
- 海外からのクレジット購入は明示的に扱わない。但し、本分析で扱う大気からの二酸化炭素直接回収(Direct Air Capture of CO<sub>2</sub>: DAC)などの技術を海外で実施した場合には、制度設計次第ではクレジット分として扱われることもあり得る。



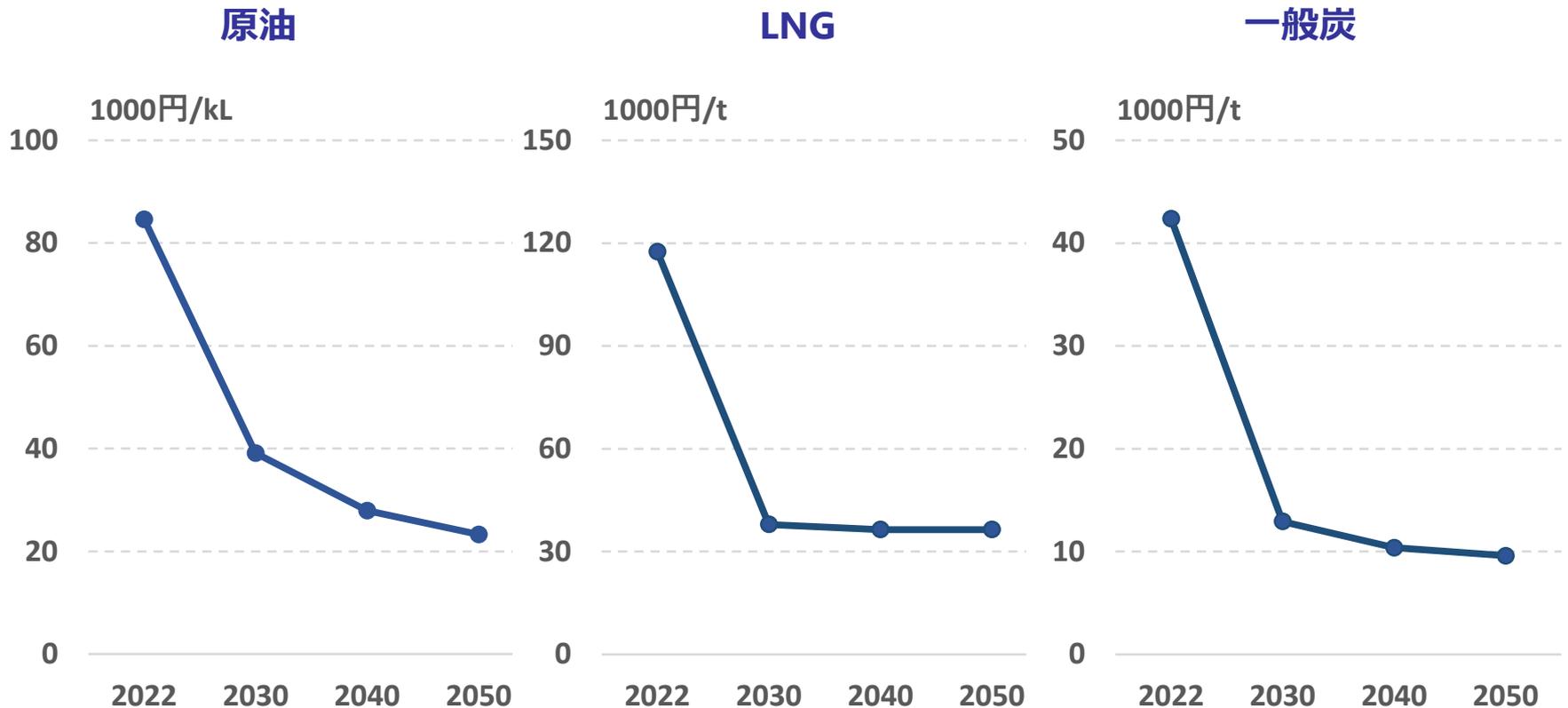
- | GDP成長率は内閣府(2024)、人口は社人研(2023)の見通しを参照。
- | それらに基づき生産量、輸送量などの指標を推計し、エネルギー需要算定の前提とする。

### 主要マクロフレームの想定

| 変数名                      | 単位     | 2023年度実績                    | 2040年度想定                      | 出典・推計手法  |
|--------------------------|--------|-----------------------------|-------------------------------|--|
| <b>GDP</b><br>実質・2015年基準 | 兆円     | 559                         | 737                           | 2033まで内閣府(2024)の高成長実現ケース、2040まで2033単年の伸び率が継続と仮定。 |
| [成長率]                    | [%/年]  | [1.0%] <sub>(2023単年度)</sub> | [1.6%] <sub>(2023-2040)</sub> |  |
| 人口                       | 万人     | 12,435                      | 11,627                        | 国立社会保障・人口問題研究所(2023)。経済財政諮問会議 高成長実現ケースに対応。       |
| 世帯数                      | 万世帯    | 6,077                       | 6,055                         | 人口想定を基に推計。                                       |
| 粗鋼生産                     | 百万t    | 87                          | 78                            | 実績データおよび将来の経済・社会情勢等より推計。                         |
| セメント生産                   | 百万t    | 47                          | 49                            |  |
| 旅客輸送量                    | 十億人-km | 1,323                       | 1,269                         |  |
| 貨物輸送量                    | 十億t-km | 403                         | 401                           |  |

# 化石燃料輸入価格

- 本モデルでは化石燃料として原油、石油製品(7種類)、LNG、一般炭、原料炭の輸入を考慮。
- 輸入価格想定は、足元実績値(貿易統計のCIF価格)およびIEA「World Energy Outlook 2024」の「Net Zero Emissions by 2050」シナリオにおける価格見通しの伸び率を用いて推計。



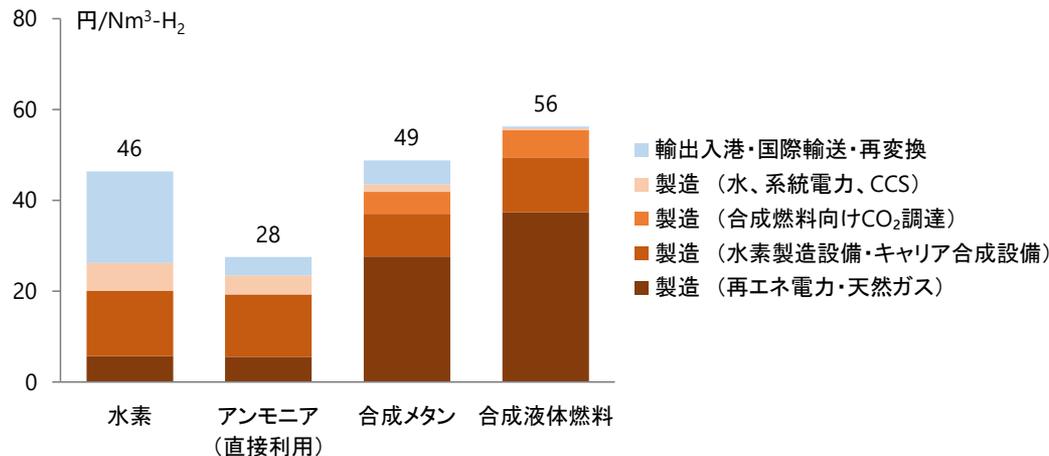
注) 価格はいずれも2022年日本円での表示。

# 水素エネルギーキャリア輸入

- 液化水素、メチルシクロヘキサン(MCH)、アンモニア、合成メタン、合成液体燃料を考慮した。
- 基準想定および水素技術進展想定における国際サプライチェーン費用の考え方は下記の通り。
- いずれの水素エネルギーキャリアに対しても輸入量の上限は設定していない。

## 基準想定

IEA「The Future of Hydrogen」や大槻・柴田(2022)等の諸元・手法を基に、国際サプライチェーンの費用を積み上げて推計。下図は2050年の想定。



- 輸入費用は2022年日本円での表示。為替レートは130.7円/USDを想定。
- 水素(液化水素やMCH)については陸揚げ後の再変換費用まで含む。なお、陸揚げ後のエネルギー単価は、モデル分析では内生的に決まる。
- 水素とアンモニアはCCS付き天然ガス改質からの製造を、合成メタン・合成液体燃料は水電解水素と大気由来CO<sub>2</sub>からの製造を想定。CCS付き天然ガス改質において、回収効率のため大気放出されるCO<sub>2</sub>に関してはIEA WEO (2023)を参考に炭素税250USD/tCO<sub>2</sub>を別途上乘せしている。
- 基準想定から水素技術進展想定の高減幅は、各キャリアのコスト構造の差によって異なっている。

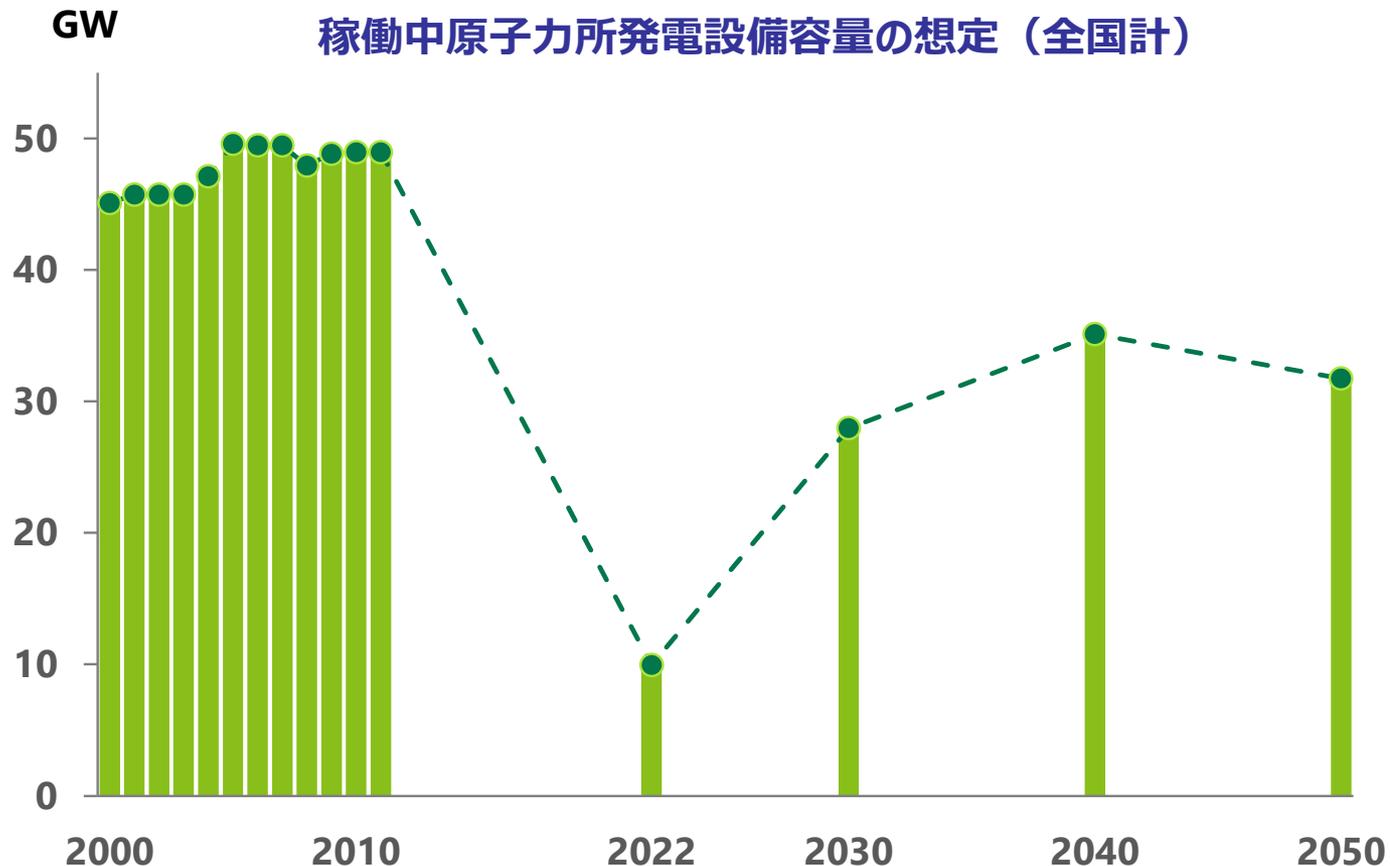
## 水素技術進展想定

海外再エネ調達費用やキャリア製造設備、輸出入港の貯蔵設備についてコスト低減を仮定。

| 2050年想定値 |                                     |
|----------|-------------------------------------|
| 水素       | 42円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> |
| アンモニア    | 25円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> |
| 合成メタン    | 42円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> |
| 合成液体燃料   | 48円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> |

# 原子力発電設備容量

- | 今後、建設中3基が運転開始し、複数の原子炉が廃止となると想定。
- | 他方で廃止とならなかったものは2030年前後までに再稼働し、運転期間を60年間まで延長。
- | 「他律的な要素による稼働停止」分の運転期間へのカウント除外も考慮。
- | 全国で2040年に35GW、2050年に32GWが稼働する。



(出所) 日本エネルギー経済研究所推計, 実績値は日本原子力産業協会

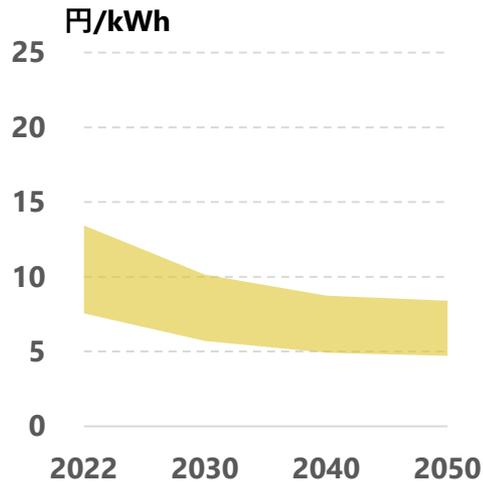
# 太陽光・風力発電コスト(LCOE)

各電源の発電コストについては、発電コスト検証WGの公開資料に準じて想定。割引率を同WGで用いられている3%で換算した均等化発電原価(LCOE)は本スライドの通り。

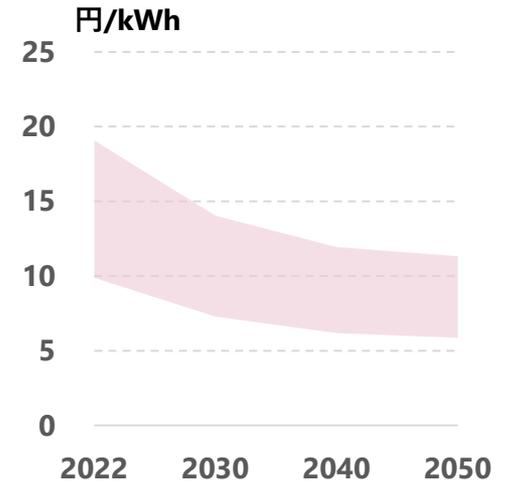
立地条件や設備利用率に応じて幅をもって設定しており、導入が進むにつれてLCOEが上昇する。  
(詳細はスライド22)

更に再エネ比率が高まるにつれていわゆる統合費用がかかり、VREのコスト(LCOE\*)は更に上昇する。

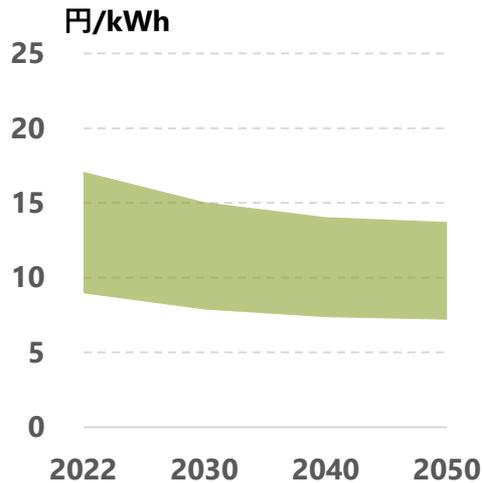
## 太陽光 (地上)



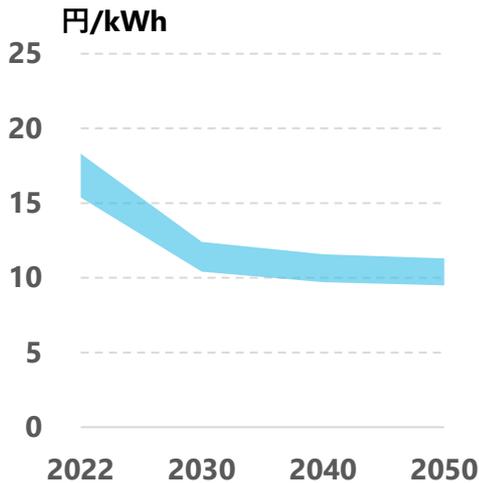
## 太陽光 (屋根)



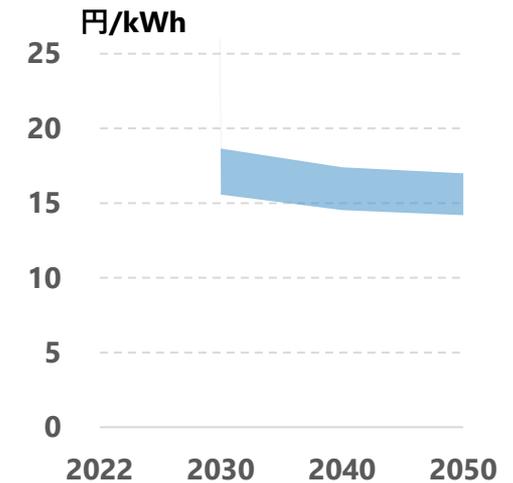
## 陸上風力



## 洋上風力 (着床式)



## 洋上風力 (浮体式)



# 太陽光発電・風力発電の導入量上限

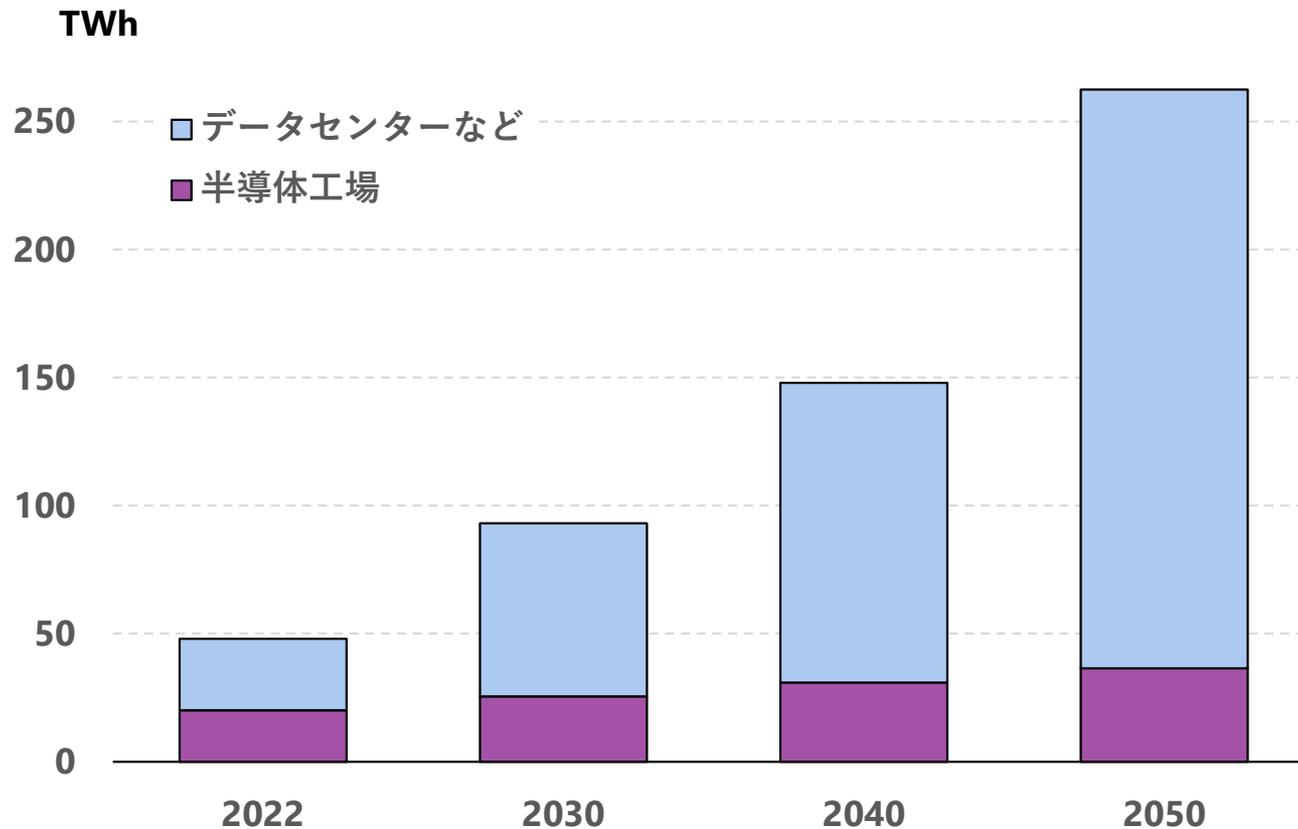
- 太陽光発電・風力発電の導入量上限は、尾羽他[4]を基に基準想定と再エネ拡大想定  
の2ケースを設定した(エリア別導入量上限の推計値や推計手法の詳細は[4]に示す)。

|                                  | 考え方   |
|----------------------------------|---|
| 屋根設置型<br>太陽光<br>(戸建住宅)           | <b>基準</b> 南・東西向き屋根に設置[4]。<br><b>再エネ拡大</b> 南・東西・北向き屋根に設置[4]。   |
| 屋根設置型<br>太陽光<br>(非公共系・<br>公共系建物) | <b>基準</b> 全屋根面積のうち建物の種類に応じて7.9%-38.8%の面積(太陽光発電の設置実績に基づく)に太陽光発電を設置[4]<br><b>再エネ拡大</b> 全屋根面積のうち49.9%の面積(環境省[5]と同様にモデル建物の緑化可能面積ベースで想定)に太陽光発電を設置 [4]。 |
| 地上設置型<br>太陽光                     | <b>基準</b> 条例によって規制される全ての種類の区域を除外[4]。<br><b>再エネ拡大</b> 条例によって規制される区域のうち一部を除外[4]。  |
| 陸上風力                             | なお、いずれのケースも森林を含めた既設備や環境アセス評価中の設備は全て2050年時点で残存する前提とした。   |
| 営農型<br>太陽光                       | <b>基準</b> 2023年の全農業経営体(84万経営体)が電気主任技術者の選任が不要の範囲である50kWの太陽光発電を設置する想定。(朝野他[6]を参考)<br><b>再エネ拡大</b> 全農地に設置可能(環境省[5]の導入ポテンシャル)。                        |
| 洋上風力                             | <b>基準</b> 景観影響や系統接続の制約を考慮し、離岸距離10-100kmの海域に設置*<br><b>再エネ拡大</b> 離岸距離0-370.4km(EEZ)の海域に設置   |

\*洋上風力の導入が進む欧州や中国などでは、景観影響などへの配慮から陸地から数km離れた場所のみに設置可能としている([7], [8])

# データセンター・半導体工場の電力需要

- | 将来の半導体工場による電力消費増加分は既存計画や世界の半導体市場予測等をもとに、データセンターによる電力消費増加分は電力中央研究所[9]をもとに想定。
- | 現在から2040年にかけて合計で100TWh、2050年にかけて214TWh増加する。



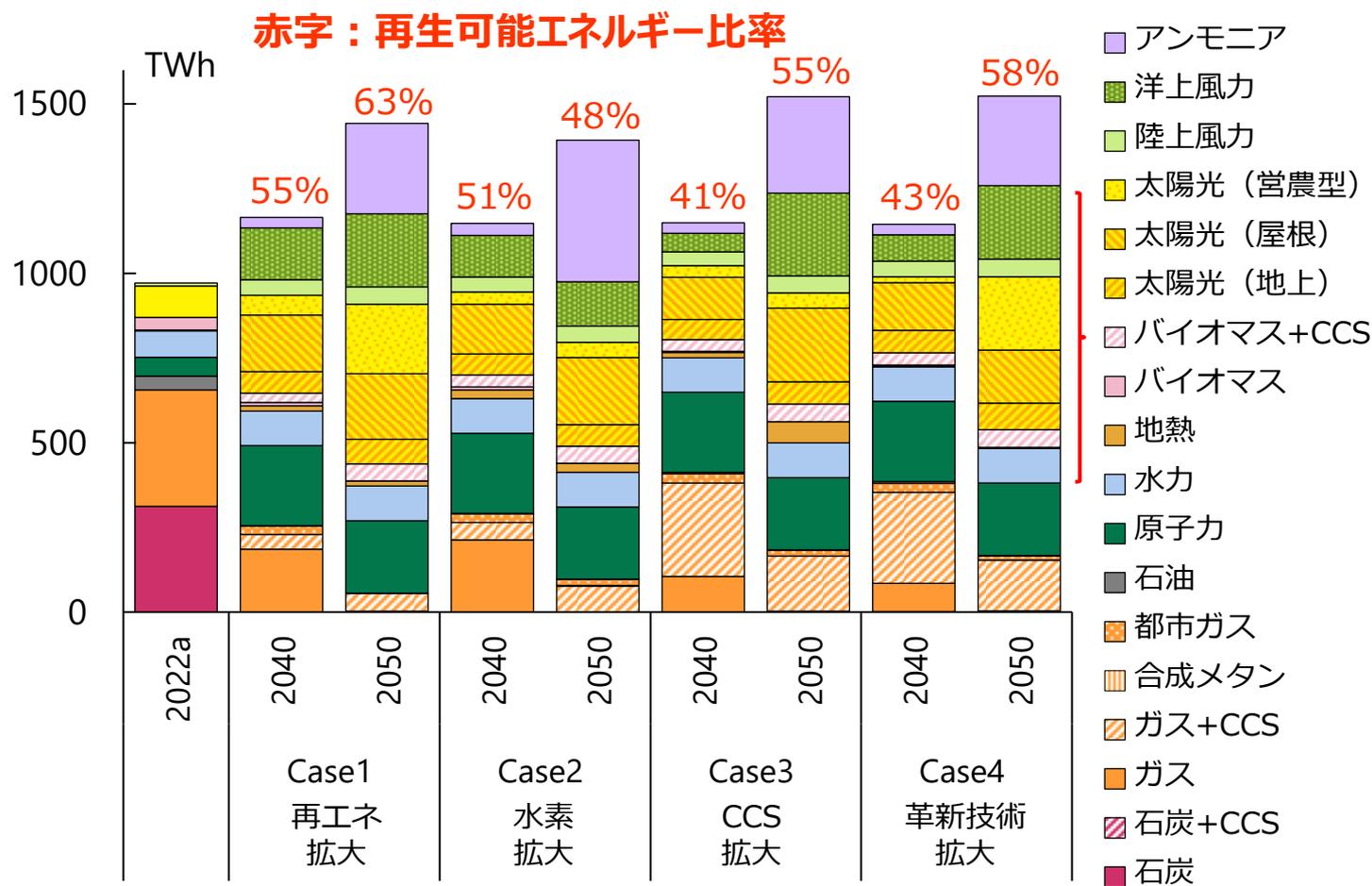
# シナリオ設定

- 2050年にエネルギー起源CO<sub>2</sub>を実質ゼロにする制約において4つのシナリオを分析。
- 再生可能エネルギーについては、スライド8の想定に基づき「基準」と「再エネ拡大」の2ケースを想定。また、水素についてはスライド5の通り2つの価格想定を置いた。
- CCSについては、CCS長期ロードマップ検討会最終とりまとめを参考に、年間1.2億トンと2.4億トン(国内・海外分含む)の2ケースを想定した。
- 電力部門は主観的割引率8%(ただし、太陽光・風力発電は5%)を採用。

| ケース名            | VRE(変動性再生可能エネルギー)  | 水素              | CCS                     |
|-----------------|--------------------|-----------------|-------------------------|
| Case1<br>再エネ拡大  | 再エネ拡大<br>(ポテンシャル大) | 基準<br>(高価格)     | 導入低位<br>(2050年1.2億トン/年) |
| Case2<br>水素拡大   | 基準<br>(ポテンシャル小)    | 水素技術進展<br>(低価格) | 導入低位<br>(2050年1.2億トン/年) |
| Case3<br>CCS拡大  | 基準<br>(ポテンシャル小)    | 基準<br>(高価格)     | 導入高位<br>(2050年2.4億トン/年) |
| Case4<br>革新技术拡大 | 再エネ拡大<br>(ポテンシャル大) | 水素技術進展<br>(低価格) | 導入高位<br>(2050年2.4億トン/年) |

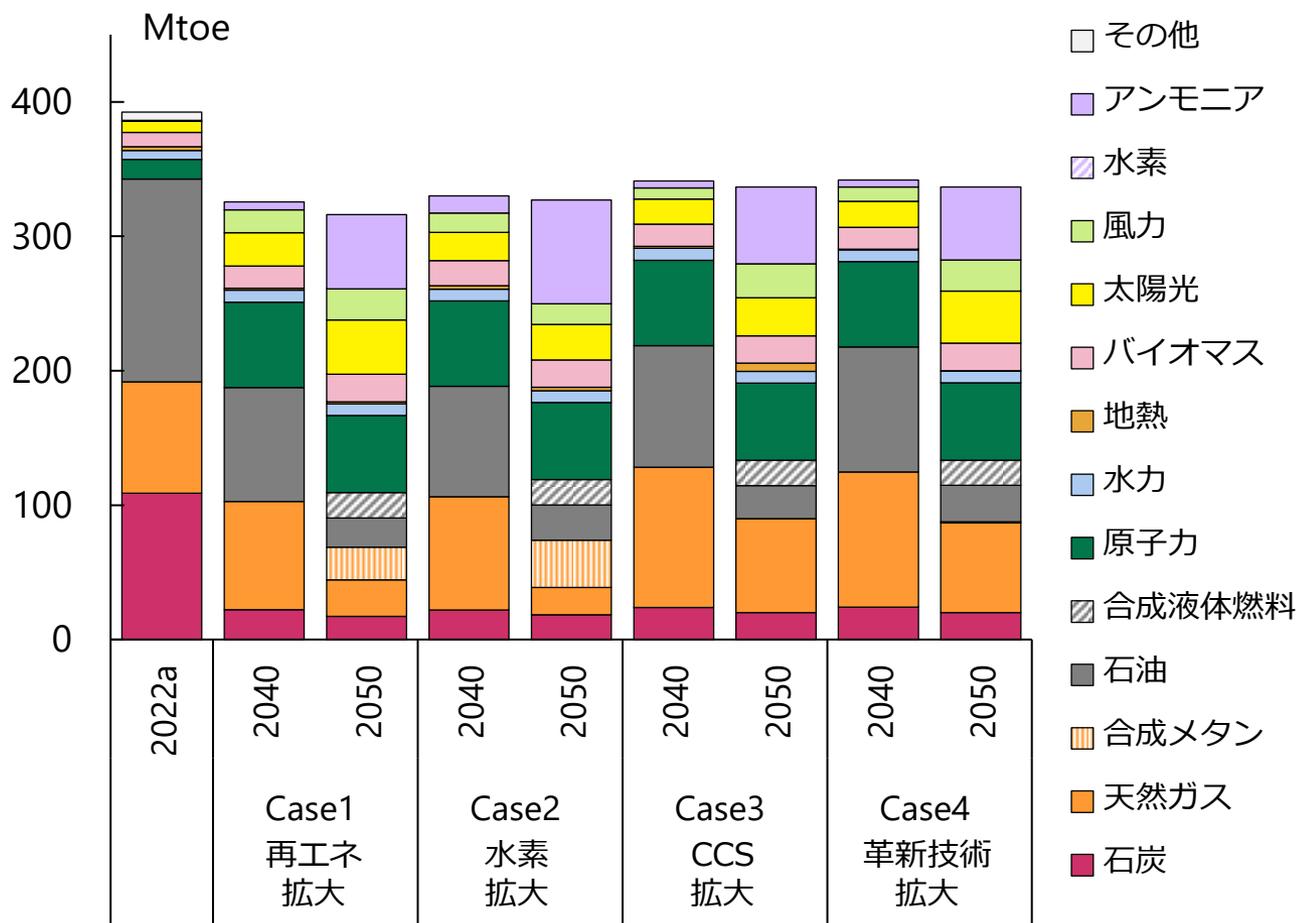
# 電源構成

- 2040年・2050年の最適(コスト最小)な再生可能エネルギー比率は41%~63%となり、前提条件によって大きく変化し得る。
- 2040年から2050年にかけて、電力消費が増加し、水素・アンモニア等のコストも低減すると想定しているため、再生可能エネルギー比率が常に上昇するとは限らない。



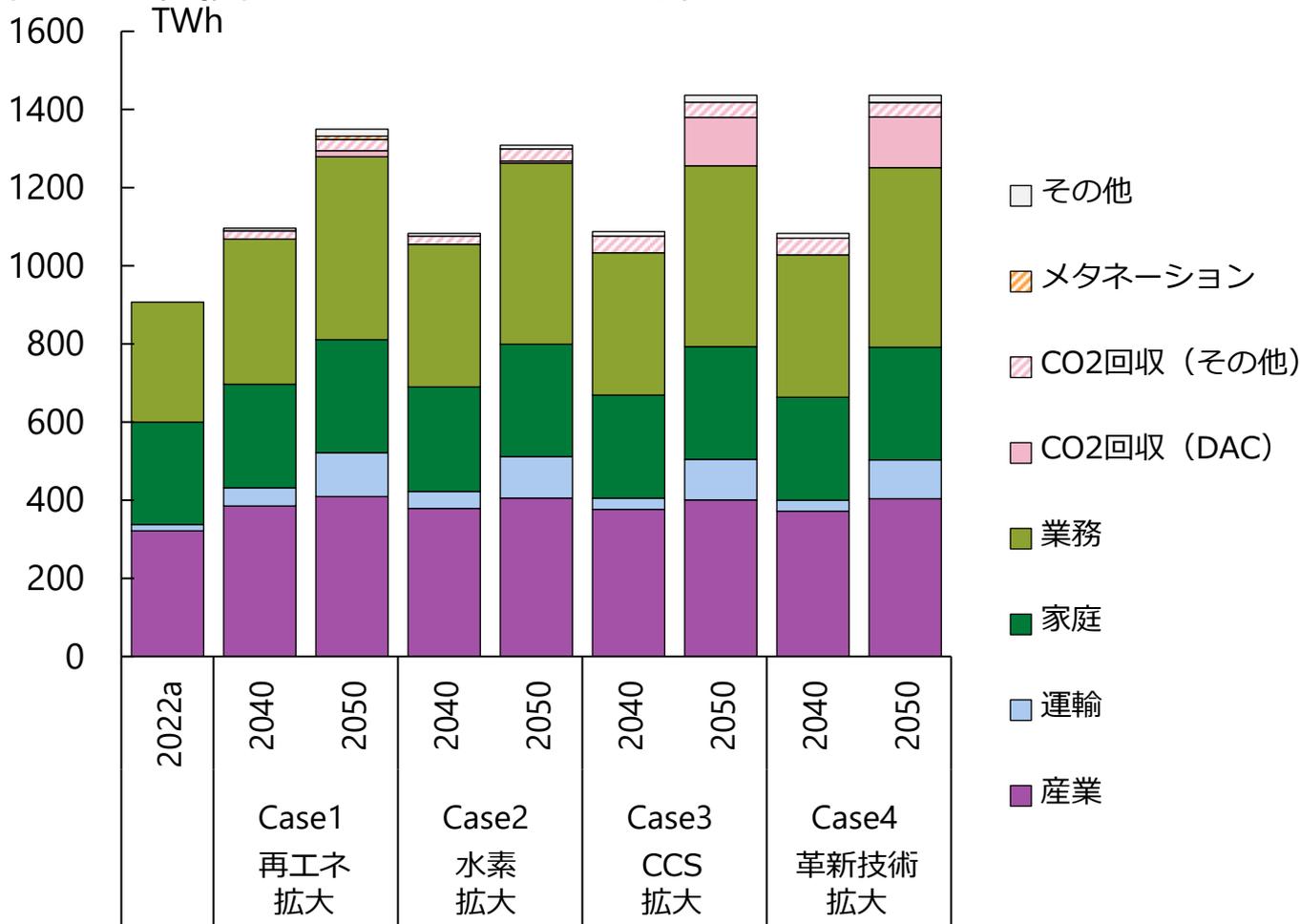
# 一次エネルギー供給

- 2022年の一次エネルギー供給量392Mtoeに対し、2040年には320～340Mtoeまで減少する。
- 化石燃料比率は2022年の87%から大きく低減し、2040年には57%～64%、2050年には20%～34%となる。それに対して再生可能エネルギーならびに水素エネルギーキャリア（水素・アンモニア・合成メタン・合成液体燃料）の比率が上昇し、後者は2050年には20%前後となる。



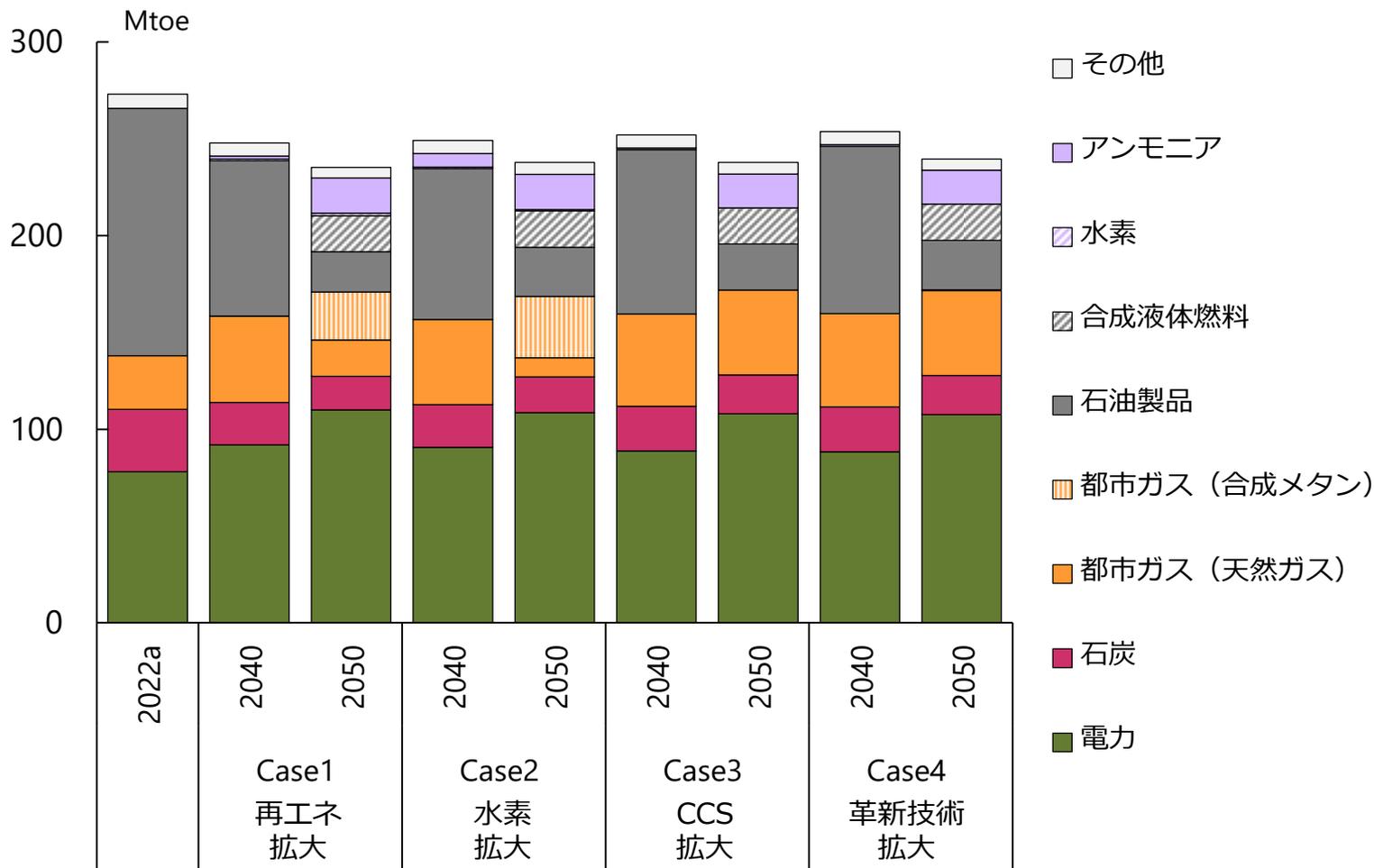
# 電力需要内訳

- データセンター・半導体工場等の電力需要の増加のみならず、エネルギー需要部門の脱炭素化の必要から、電力需要は大幅に上昇。2022年の907TWhに対し、2040年には1,080～1,100TWh、2050年には1,310～1,440TWhまで増加する。
- CCS貯留可能量の多いCCS拡大ケース及び革新技术拡大ケースでは、100TWh以上の電力が二酸化炭素の大気直接回収(DAC)に用いられる。



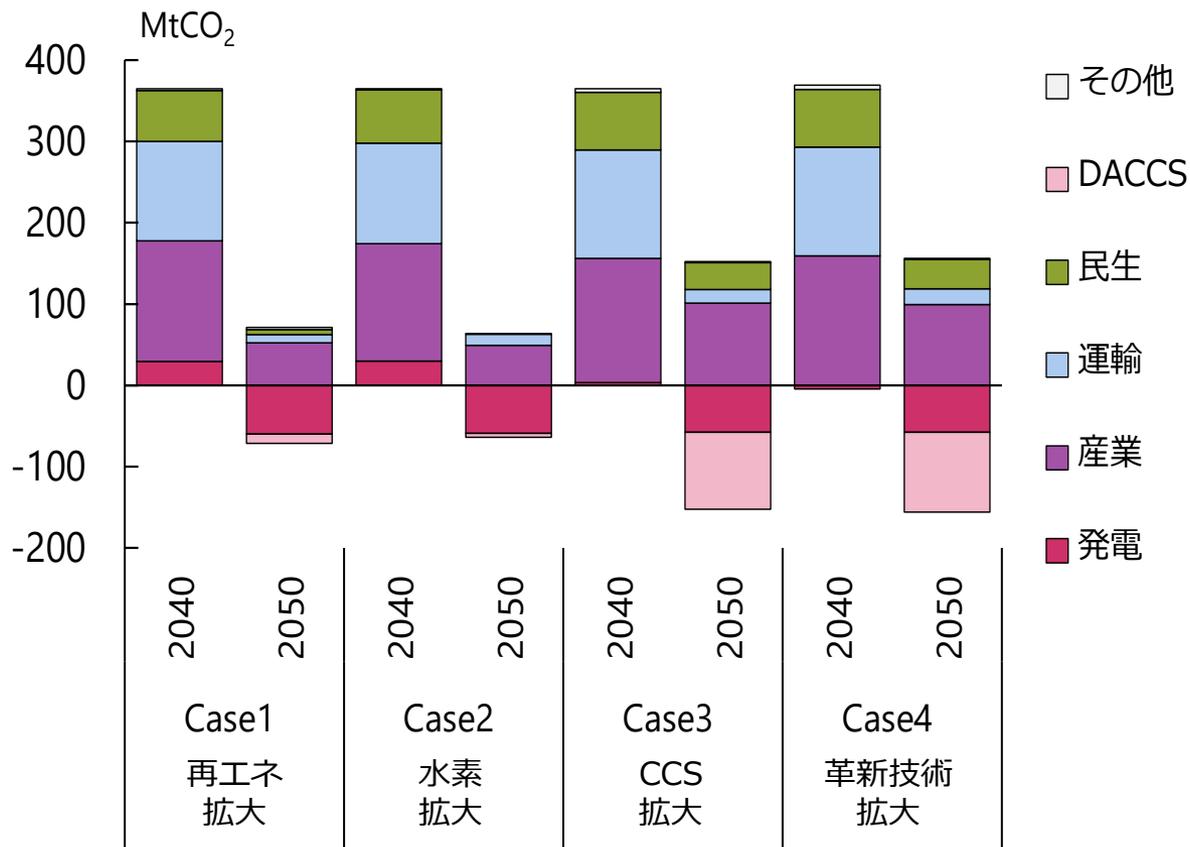
# 最終エネルギー消費

- 最終エネルギー消費総量は減少し、2040年には2022年比で7%~9%減、2050年には12%~14%減となる。
- 内訳では電力のシェアは2022年の30%から上昇し、2040年には35%~37%、2050年には45%~47%となる。それでも半量以上は電力以外の消費が残り、化石燃料も依然として利用される。



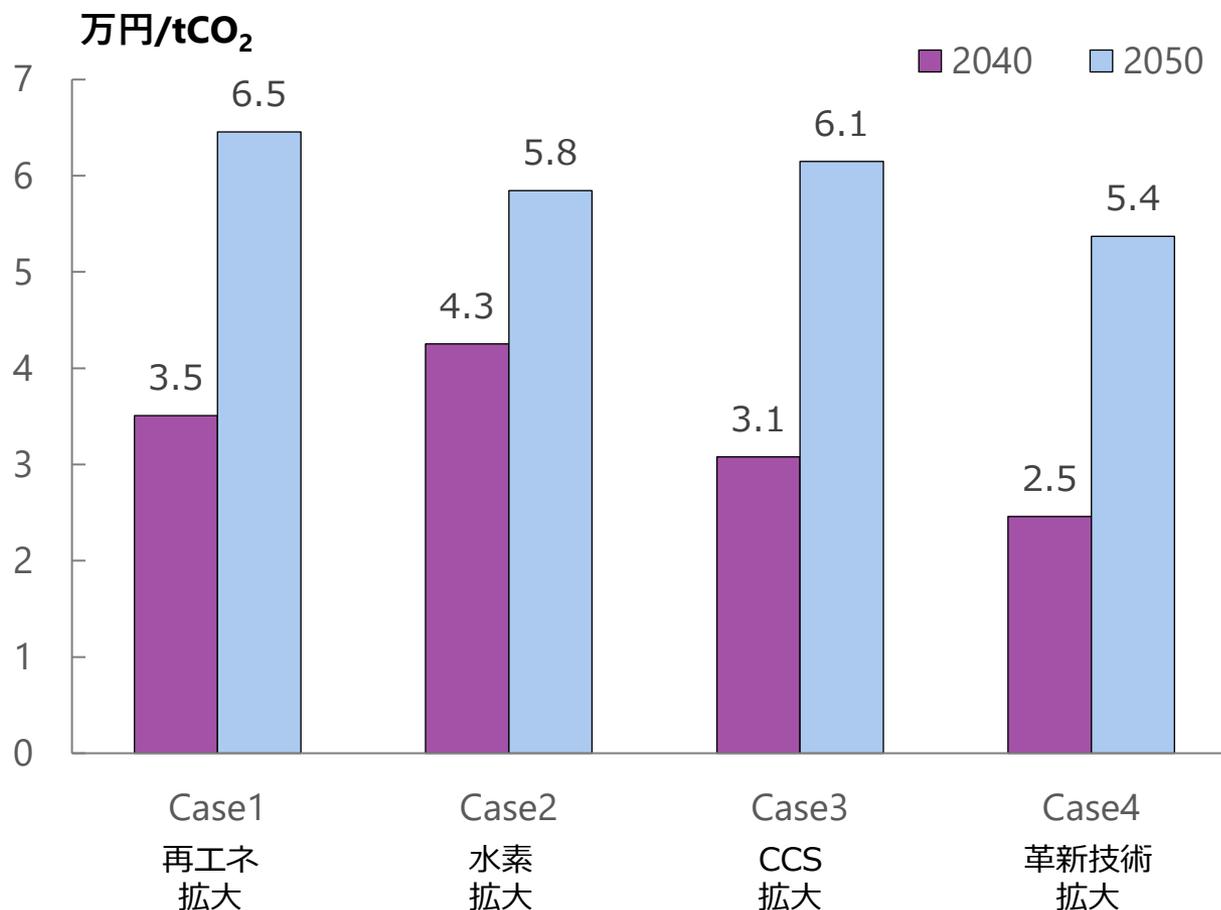
# 部門別CO<sub>2</sub>排出量

- 2040年には産業・運輸等で大きなCO<sub>2</sub>排出量が残る。
- 2050年には特に産業部門でCO<sub>2</sub>排出量が残り、発電部門(バイオマス発電+二酸化炭素回収・貯留)やDACCS(二酸化炭素の大気直接回収+貯留)等の「負の排出技術」によってオフセットする姿となる。特に、CCS拡大ケース及び革新技術拡大ケースにおいてその量は大きい。



# CO<sub>2</sub>限界削減費用

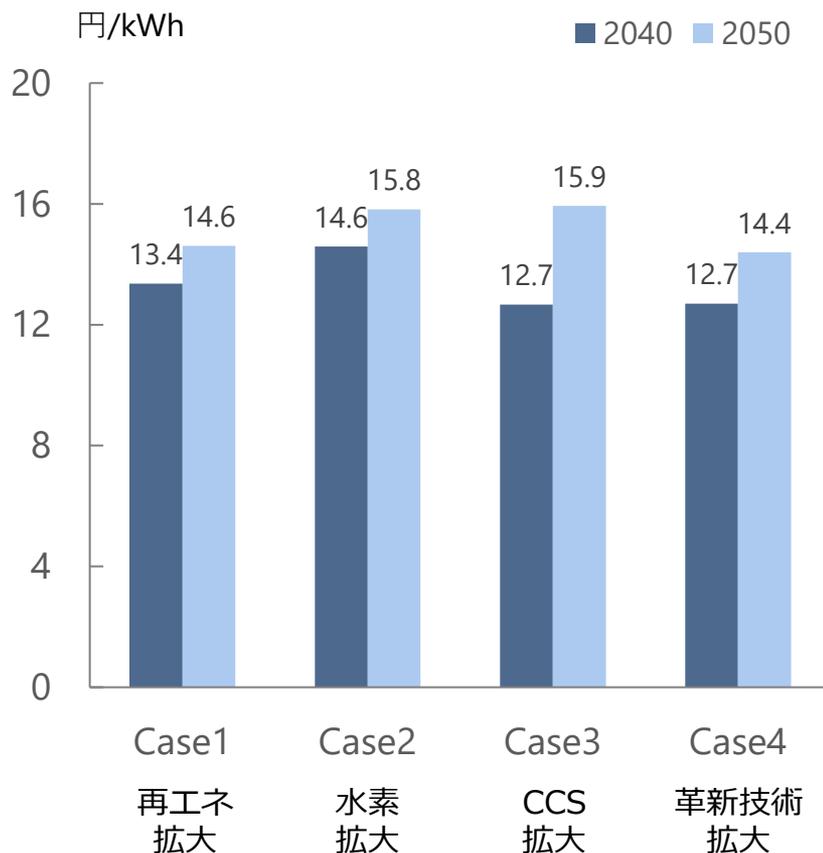
- CO<sub>2</sub>限界削減費用はどのケースでも大きく上昇。2040年には2.5～4.3万円/tCO<sub>2</sub>、2050年には5.4～6.5万円/tCO<sub>2</sub>となる。
- 革新技術拡大ケースでは他のケースに比べて限界削減費用が低く、カーボンニュートラル達成のための技術革新の必要性が示唆される。



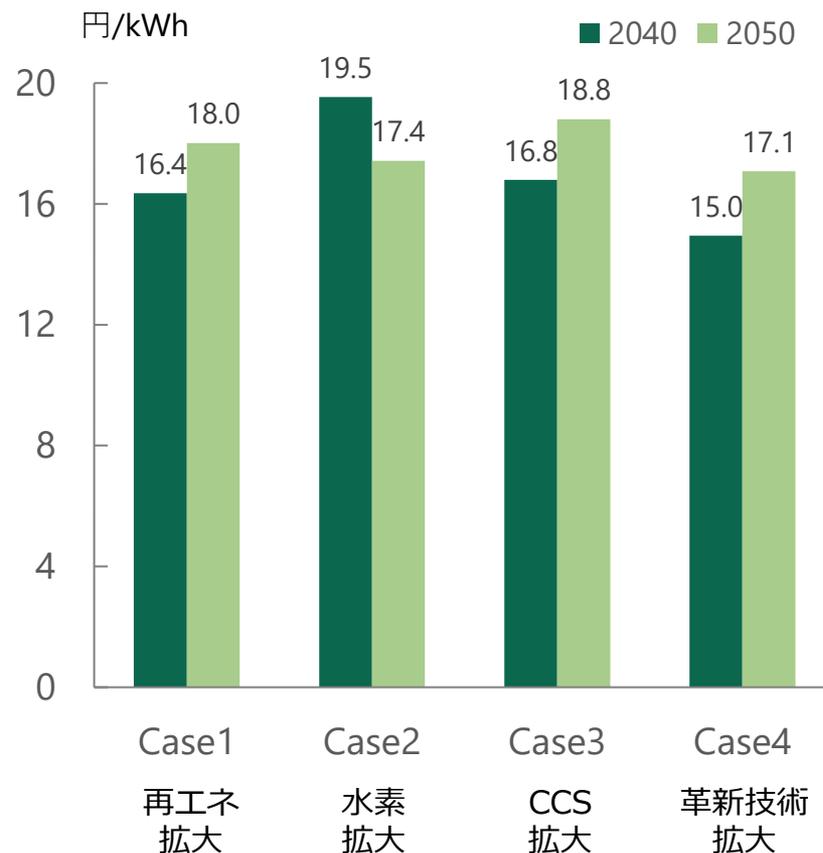
# 電力平均費用・限界費用

- 電力平均費用は、2040年には12.7～14.6円/kWh、2050年には14.4～15.9円/kWhと推計された。また、電力限界費用は2040年に15.0～19.5円/kWh、2050年に17.1～18.8円/kWhとなった。
- 電力平均費用・限界費用は革新技術拡大ケースにて最も低くなる。

## 電力平均費用



## 電力限界費用



# まとめ

- | 長期の将来に向けてエネルギーシステムの脱炭素化を進めるために、エネルギー効率を向上させた上で、発電部門をゼロ・エミッション化し、需要の電力化を進める必要がある。
- | 電力需要は長期的に増加が見込まれ、これを低炭素発電技術(再生可能エネルギー、原子力、低炭素火力)によって賄う必要がある。その「最適」な構成は技術単体のみでなく、エネルギーシステム全体でみた総システムコストによって決まるが、種々の前提条件によって大きく変動し得る。
- | 電化を進めたとしても最終エネルギー消費に占める電力の比率は50%弱となり、石油化学製品原料等以外にも、産業・運輸・民生それぞれの部門において電力以外の燃料の使用が一定程度残る可能性が高い。その場合には、燃料の脱炭素化、もしくはCCSや負の排出技術(NETs)によるCO<sub>2</sub>排出の抑制・相殺が必要となる。
- | 海外からの低・脱炭素エネルギー輸入は不可欠と考えられ、これには水素エネルギーキャリア(水素・アンモニア・合成メタン・合成液体燃料)や海外へのCO<sub>2</sub>の移送などが想定される。実際にどれが用いられるかは今後のコストの動向次第であり、今回のモデル分析の結果はあくまでも一例であることに留意が必要である。
- | 2050年カーボンニュートラル実現のためのハードルは高く、どのシナリオでも、CO<sub>2</sub>限界削減費用は6万円/tCO<sub>2</sub>前後まで上昇する。国民生活に大きな影響を与えずにこの目標を達成するためには、脱炭素技術の導入のための適切な政策支援とともに、革新技術のコスト低減に向けた取り組みが不可欠となる。
- | モデル試算の不確実性を考えると、多様なオプションを追求し、バランスのとれたエネルギーミックスを想定することが現状では望ましい。

# 参考資料

# モデルに考慮されている低炭素化技術

| 500を超える技術がモデル化されており、モデル計算を通して最適な組み合わせが計算される。

## 分析対象の低炭素化技術 (抜粋)

|             |         |  |
|-------------|---------|--|
| 高効率技術       |         | エネルギー供給側および需要側で高効率設備を考慮                                  |
| 原子力         |         | 軽水炉  |
| 再エネ         | 太陽光     | 地上設置型、屋根設置型(屋根方角別に考慮)、営農型                                |
|             | 風力      | 陸上風力、着床式洋上風力、浮体式洋上風力                                     |
|             | 水力・地熱など | 大型水力、中小水力、地熱、木質バイオマス                                     |
| CCUS        | 回収      | 発電、水素製造、高炉、化学工業、直接空気回収                                   |
|             | 利用・貯留   | メタン合成、液体燃料合成、国内地層貯留、海外地層貯留                               |
| 水素<br>キャリア  | 輸入      | 液化水素、メチルシクロヘキサン、アンモニア、合成メタン、FT合成燃料                       |
|             | 水素利用    | 専焼発電、水素直接還元製鉄、化学工業用ボイラー・工業炉、自動車、船舶、燃料合成                  |
|             | アンモニア利用 | 専焼発電、石炭・アンモニア混焼発電、船舶、化学工業用ボイラー・工業炉                       |
| エネルギー貯蔵     |         | 揚水式水力、Li-ion電池(電力系統側、需要側)、NaS電池、レドックスフロー電池、水素貯蔵          |
| ダイヤモンドレスポンス |         | 電気自動車の充電、乗用電気自動車のVtoG、ヒートポンプ給湯機による電力需要シフト                |
| 負の排出技術      |         | 直接空気回収+CO <sub>2</sub> 貯留、バイオマス火力発電+CO <sub>2</sub> 回収貯留 |

# モデルの入出力データ

- 入力データは2075年までの需要や、技術の費用・効率、再エネの導入量上限など。
- 分析結果として、エネルギー・技術の最適な組合せや経済性の情報が得られる。

## 入力

### 需要

- エネルギーサービス需要
- 1時間値電力負荷曲線

### 費用 効率

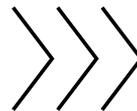
- エネルギー輸入価格
- 技術の費用や効率

### 導入量 上限

- 再生可能エネルギー
- CO<sub>2</sub>貯留
- 原子力発電シナリオ

### その他

- CO<sub>2</sub>制約
- 1時間値再エネ出力波形
- 地域間距離（陸上・航路）
- 既設設備容量 等



CO<sub>2</sub>制約等の下で  
2075年までの  
累積システム費用  
最小化

※システム費用には  
輸入燃料費と設備費、  
運転維持費が含まれる

## 出力

### エネル ギー 構成

- 一次エネルギー構成
- 電源構成
- 水素供給源構成
- 最終エネルギー構成 等

### 技術

- 設備容量
- 運用（電源運用等）

### 経済性

- システム費用
- エネルギーの限界費用  
（需給均衡価格）
- CO<sub>2</sub>限界削減費用
- 設備の潜在価値 等

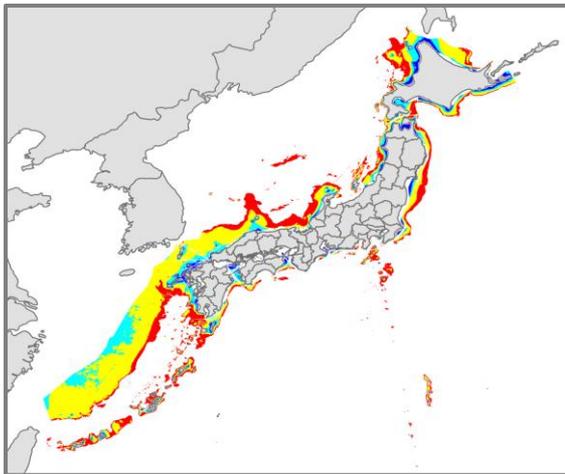
# モデル詳細情報

|         |  |
|---------|--|
| 定式化     | <ul style="list-style-type: none"> <li>線形計画法</li> </ul>  |
| 分析期間    | <ul style="list-style-type: none"> <li>2022～2075年を分析対象とし、このうち代表年を6時点抽出して通時で最適化計算をする</li> </ul>   |
| 地域解像度   | <ul style="list-style-type: none"> <li>日本を5地域分割(北海道、東北、関東、西日本、九州・沖縄)</li> </ul>  |
| 時間解像度   | <ul style="list-style-type: none"> <li>発電や水素:代表年について24時間×365日の粒度で計算。再エネ電源の出力変動性や対策技術、および水素・合成燃料製造時に必要な水素貯蔵費用を明示的に考慮</li> <li>上記以外の品目は年間累計値で需給バランスを確保</li> </ul>  |
| 温室効果ガス  | <ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー起源CO<sub>2</sub></li> </ul>  |
| 地域間輸送品目 | <ul style="list-style-type: none"> <li>電力、水素、メタン、CO<sub>2</sub></li> </ul>   |
| 最終消費部門  | <p><b>エネルギーサービス需要</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>最終消費は、下記の部門区分を基に、計39区分のエネルギーサービス需要として表現</li> <li>半導体工場のエネルギー需要は下記「その他産業」にて、データセンターの電力需要は業務部門にて計上している</li> </ul> <p><b>部門区分</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>産業:鉄鋼、セメント、化学、紙パ、その他産業</li> <li>運輸:乗用車、バス、軽トラック、小型トラック、大型トラック、鉄道、航空、海運</li> <li>民生:家庭、業務</li> </ul> |
| 技術数     | <ul style="list-style-type: none"> <li>500を超えるエネルギー供給側・需要側技術をボトムアップ的にモデル化</li> </ul>   |

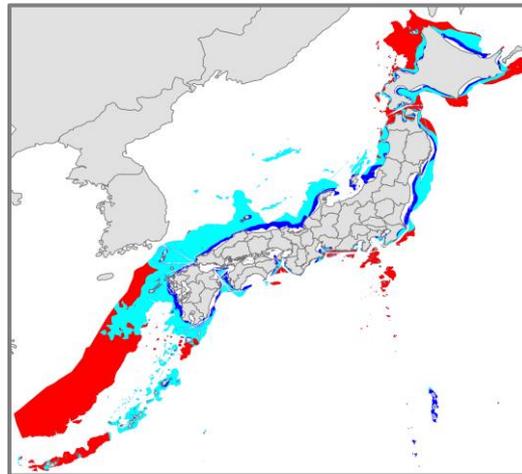
# 洋上風力発電のグレード分け

- 洋上風力発電は、尾羽他(電中研研究資料)[7]・H.Obane et al.[8]による領海・内水を対象とした再エネ海域利用法の促進区域の指定要件を満たすと考えられる海域のみに設置可能とした\*1。ただし、同法によって設置対象となる海域はEEZまで拡大する方針が示されているため、各文献[7][8]の設置対象場所の考え方をEEZまで適用すると仮定した\*2。
- 洋上風力発電は、太陽光発電と異なり、設置する海域の水深や風況により**資本費や設備利用率が大きく異なる**。そのため本研究ではモデルのノード・水深・年間平均風速別に**計60のグレード分け**を行い、各グレード毎に資本費・設備利用率・導入量上限を設定した。
- これにより、最適化モデルにおいては資本費と設備利用率で決まる発電コストが安い海域から順に洋上風力が導入され、導入量が大きくなるにつれて**LCOEが段階的に高くなる**ようになっている。

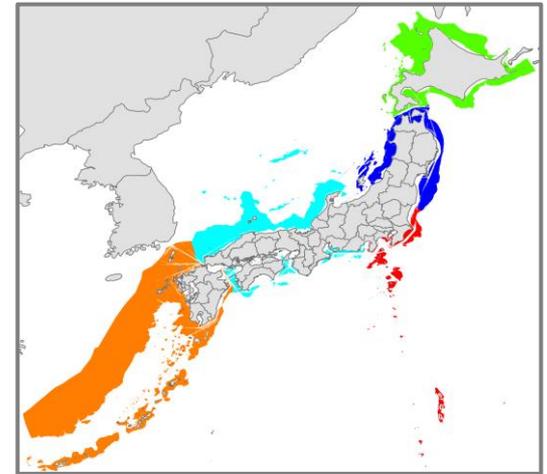
### 水深による分類(計4パターン)



### 風速による分類(計3パターン)



### エリアによる分類(計5パターン)



→ 計60のグレード分けにより、導入量の増大に伴い発電コストが高い場所に導入される想定

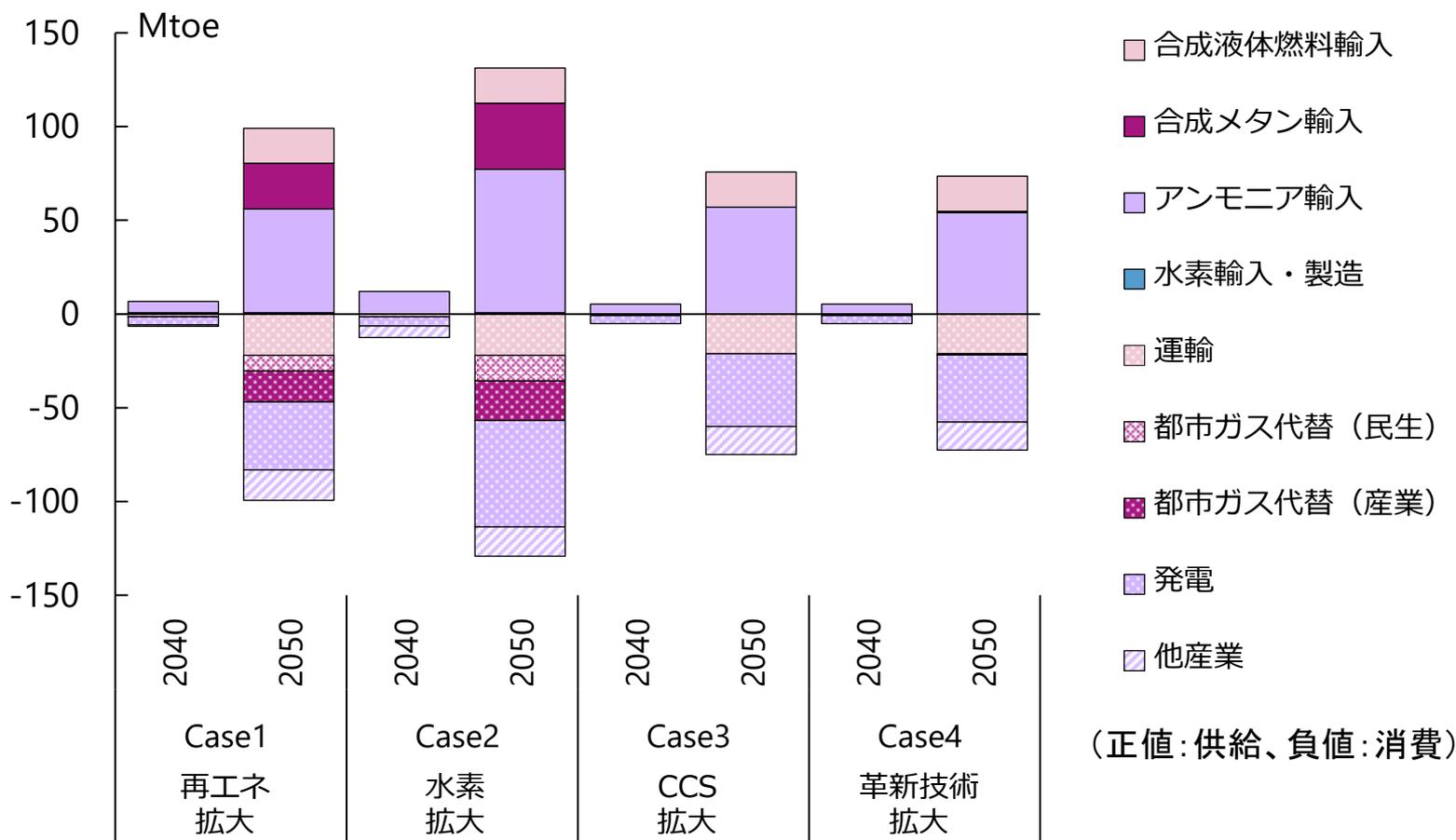
\*1 実際には水深200m以深の海域、離島周辺も実際には設置対象の海域となりうるが、計算ではこれらの海域は資本費や系統接続費用が大きくなると想定されるため、計算上除外している。

\*2 現時点ではEEZ内における募集区域の指定要件は確定していない。

# 水素バランス

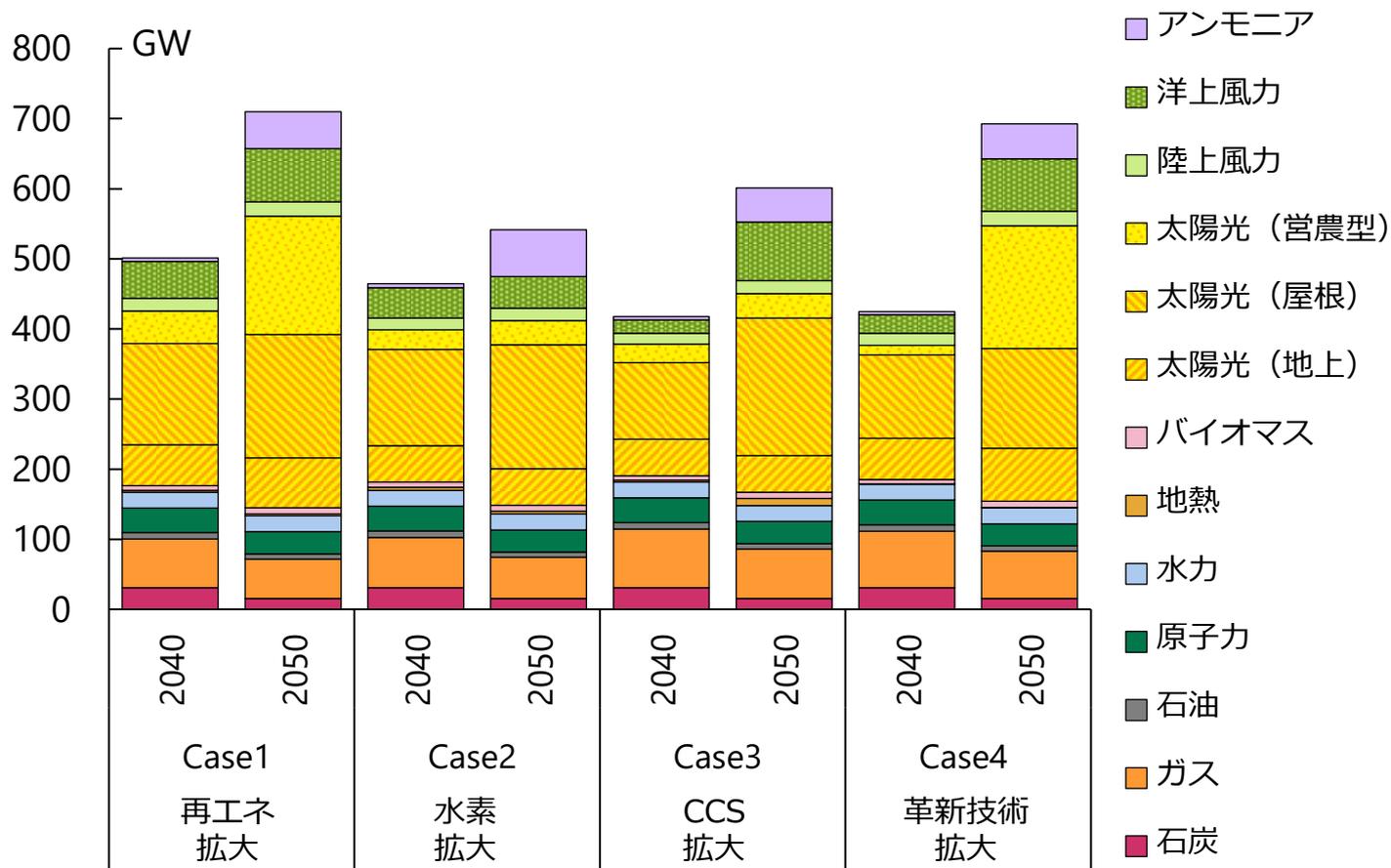
2040年から2050年にかけて、水素の他、アンモニア・合成メタン・合成液体燃料などの水素エネルギーキャリアが輸入され、発電や都市ガス代替、運輸、産業等で利用される。

どのような形態でゼロエミッション燃料を用いるか(例えば運輸で水素を用いるか、合成液体燃料を用いるか)はコストの想定に依存し、前提によってモデル解は大きく異なり得る。



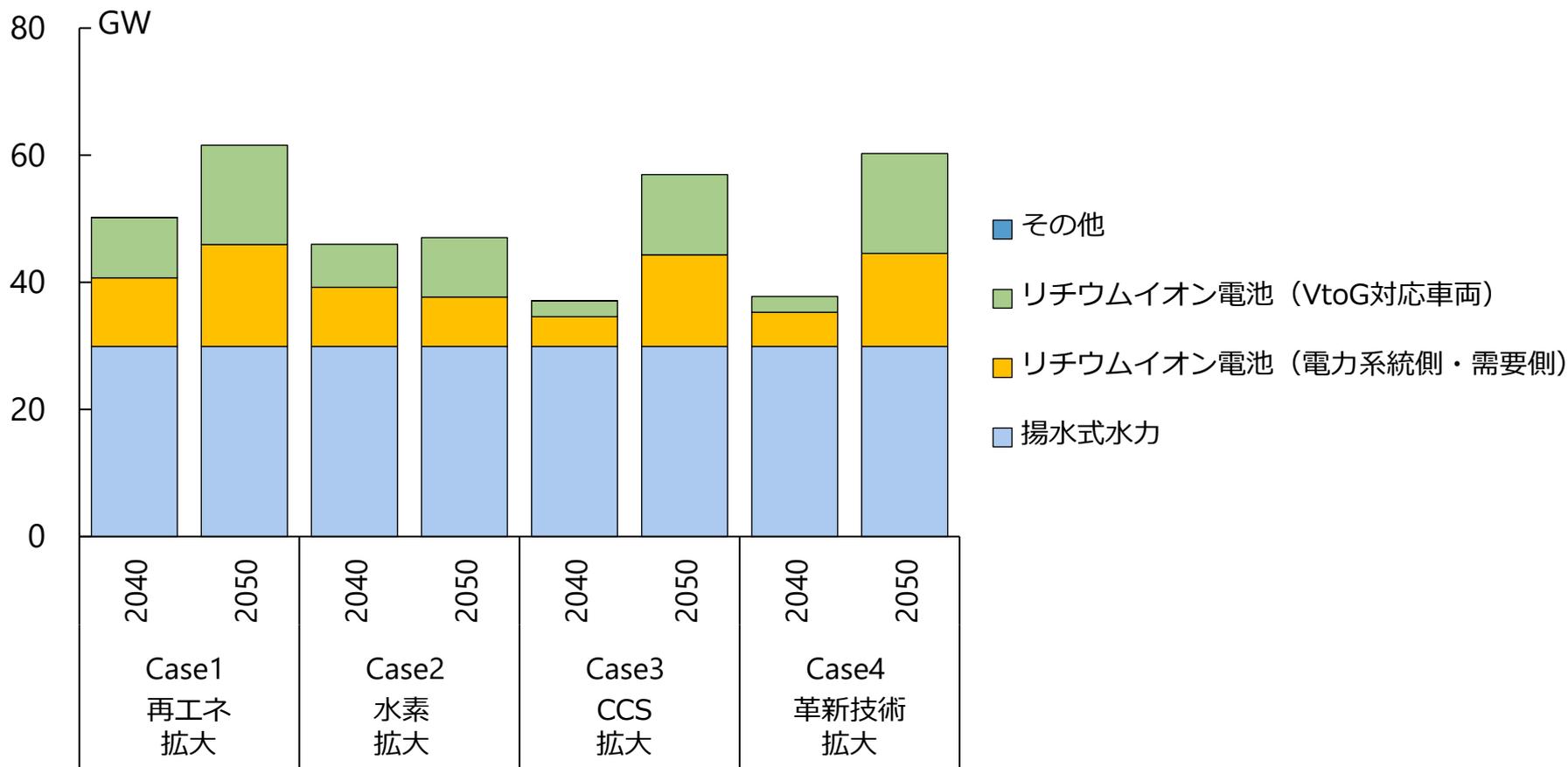
# 発電設備容量

2040年・2050年にかけて再生可能エネルギー発電の設備容量は急速に拡大し、2040年には太陽光発電が188～249GW、風力発電が35～71GW、2050年には太陽光発電が263～416GW、風力発電が63～102GWに達する。



# 蓄電設備容量

- 再生可能エネルギー発電の導入拡大に伴い、蓄電設備の拡大が必要となる。
- 下図「VtoG対応車両」は、電気自動車からの放電機器の導入容量を示している。なお、放電機器を未設置の場合においても、電気自動車の充電時間シフトによるデマンドレスポンス(DR)は可能と想定。下図の設備容量は、そのような他の系統統合策を踏まえた上での試算値である。



- [1] 大槻貴司, 尾羽秀晃, 川上恭章, 下郡けい, 水野有智, 森本壮一, 松尾雄司, 2050年CO2正味ゼロ排出に向けた日本のエネルギー構成: 自然変動電源の立地制約を考慮した分析, 電気学会論文誌B(電力・エネルギー部門誌), 142(7), pp.334-346, 2022年7月, DOI: 10.1541/ieejpes.142.334
- [2] Takashi Otsuki, Yoshiaki Shibata, Yuhji Matsuo, Hideaki Obane, Soichi Morimoto, Role of carbon dioxide capture and storage in energy systems for net-zero emissions in Japan, International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 132, February 2024, 104065, DOI: 10.1016/j.ijggc.2024.104065
- [3] Takashi Otsuki, Ryoichi Komiyama, Yasumasa Fujii, Hiroko Nakamura, Temporally Detailed Modeling and Analysis of Global Net Zero Energy Systems Focusing on Variable Renewable Energy, Energy and Climate Change, Volume 4, December 2023, 100108, DOI: 10.1016/j.egycc.2023.100108
- [4] 尾羽秀晃, 笹川亜紀子, 森本壮一, 柴田善朗, 大槻貴司, 地域条例・建物特性を考慮した太陽光発電の導入ポテンシャル評価, JST社会シナリオ研究事業「地域特性を活かし価値を創造する再エネ基盤社会への道筋」研究報告 No. R6 - 01, 2024年8月  
DOI: 10.5281/zenodo.13328721  
[http://www.hondo.ynu.ac.jp/JST/assets/docs/obane\\_et\\_al\\_2024.pdf](http://www.hondo.ynu.ac.jp/JST/assets/docs/obane_et_al_2024.pdf)
- [5] 環境省, 令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書  
<https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/report/r01.html>
- [6] 朝野賢司, 永井雄宇, 尾羽秀晃, ネットゼロ実現に向けた風力発電・太陽光発電を対象とした大量導入シナリオの検討, 経済産業省資源エネルギー庁総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会(第34回会合)  
[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/034/034\\_007.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/034/034_007.pdf)
- [7] 尾羽秀晃, 永井雄宇, 豊永晋輔, 朝野賢司, 「再エネ海域利用法を考慮した洋上風力発電の利用対象海域に関する考察」, 社会経済研究所研究資料 Y19502, 2019.  
<https://criepi.denken.or.jp/jp/serc/research/publications/view?indexId=46>
- [8] H.Obane, Y.Nagai, K.Asano, Assessing the potential areas for developing offshore wind energy in Japanese territorial waters considering national zoning and possible social conflicts, Marine Policy, Vol 129, 2021
- [9] 間瀬貴之, 中野一慶, 稗貫峻一, 坂本将吾, 2050年度までの全国の長期電力需要想定ー基礎的需要・追加的要素(省エネ・電化)の暫定試算結果ー, 2024年1月24日, 電力広域的運営推進機関・将来の電力需給シナリオに関する検討会・第3回検討会.  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/shorai\\_jukyu/2023/files/shoraijukyu\\_03\\_02\\_01.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/shorai_jukyu/2023/files/shoraijukyu_03_02_01.pdf)