

2050年カーボンニュートラルのモデル試算

2021年6月30日

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会

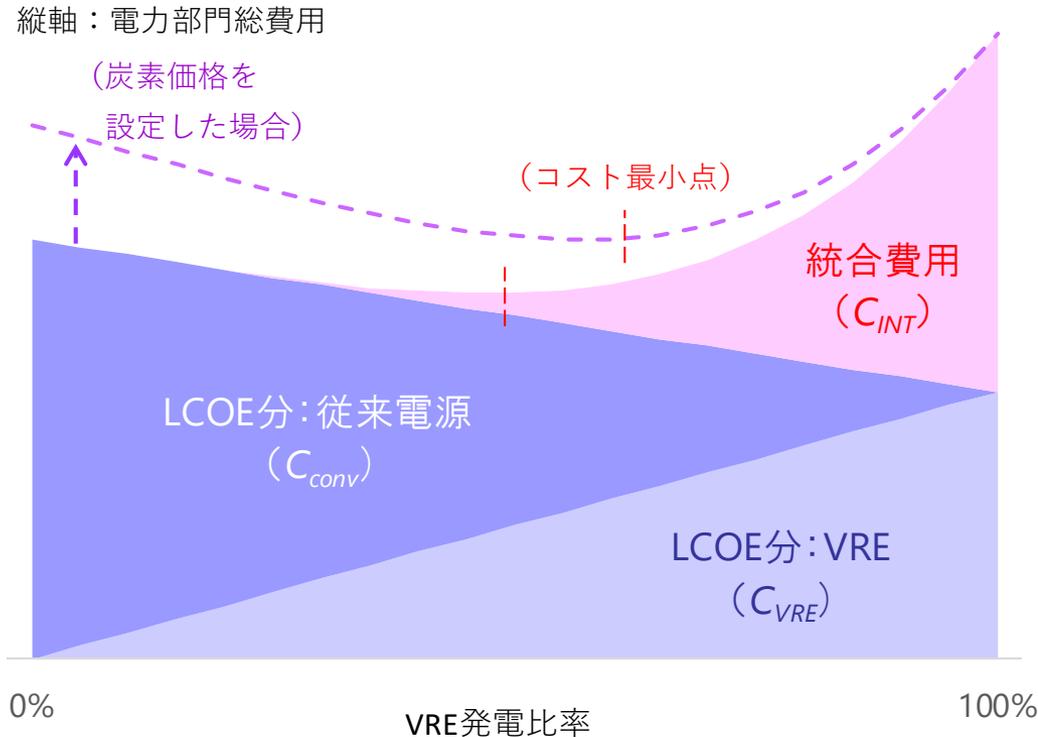
一般財団法人 日本エネルギー経済研究所

松尾 雄司 大槻 貴司 尾羽 秀晃 川上 恭章 下郡 けい 水野 有智 森本 壮一

本発表の一部は文部科学省原子力システム研究開発事業JPMXD0220354480、
(独)環境再生保全機構の環境研究総合推進費(2-2104)の助成を受けたものです。

統合費用を考慮したエネルギー需給分析

変動性再生可能エネルギー（VRE）のコストが低下した場合でも、大量導入するためには「変動性のためのコスト」がかかり、一般的には、ある比率を超えると総費用（総システムコスト）が上昇する。



- | 将来VREの発電単価（均等化発電原価：LCOE）よりもVREのLCOEの方が安くなった場合、LCOEに比例する費用（従来の発電コスト：図中 $C_{conv} + C_{VRE}$ ）のみで比較すると、VRE導入比率が高くなるほど総費用は小さくなる。
- | 但し実際には、VREの大量導入に伴い出力制御や蓄電システムの設置、グリッドの増強などに係る追加的な費用（統合費用： C_{INT} ）が発生する。

統合費用の区分

Ueckerdt F. et al., (2013), *Energy*, 63, pp.61-75. などより作成

※ 統合費用は以下のように区分することができる。

1. バランスコスト: Balancing costs

2. グリッド増強コスト: Grid-related costs

発電設備と電力需要の空間的な乖離に伴って生じるコスト。

3. プロファイルコスト: Profile costs

発電設備と電力需要の時間的な乖離に伴って生じるコスト。以下の項目に細分される。

3-1. 適合コスト(バックアップコスト): Adequacy costs / Backup costs

3-2. 出力制御コスト: Overproduction costs

3-3. 設備利用率低下に係るコスト増加分: Full-load hour reduction

3-4. 計画内の起動・停止回数増加に係るコスト増加分: Flexibility effect

4. その他

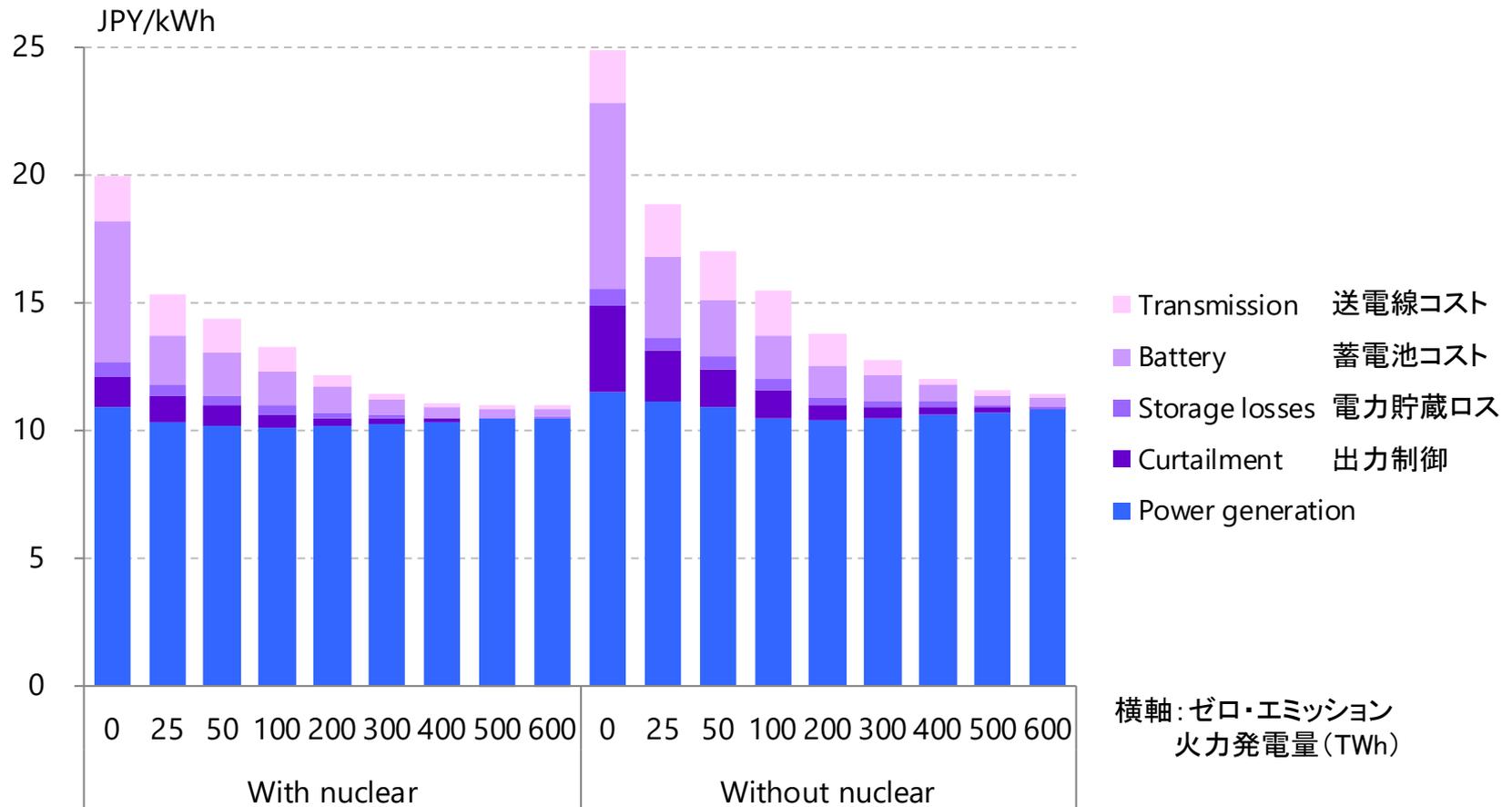
非同期発電機の増加(慣性の低下)に伴う費用増など

統合費用の評価例

(令和2年12月14日報告資料での試算値)

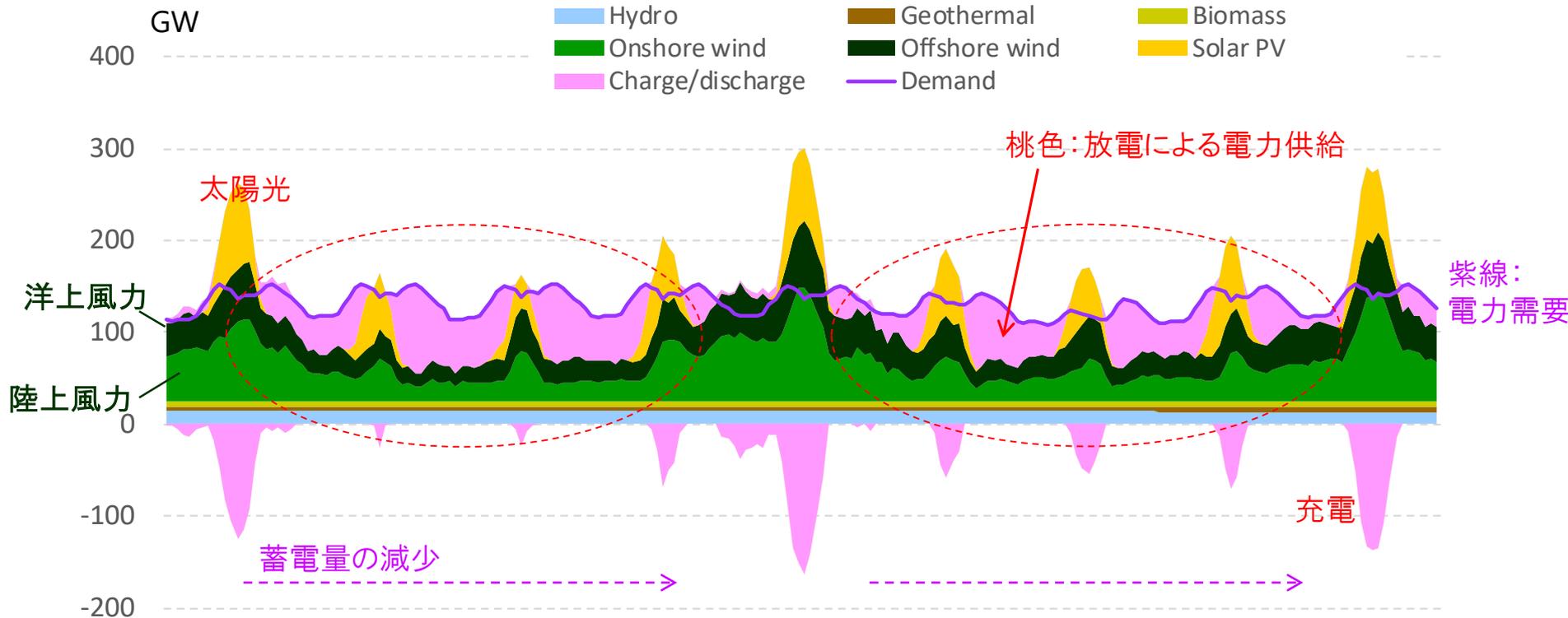
Matsuo. et al., (2020), *Appl. Energy*, 267, 113956.

- | ゼロ・エミッション火力(例えば水素火力)の発電量が小さくなると、蓄電システムや送電線増強、出力制御等のコストが追加的に必要となり、総費用が上昇する。



蓄電量を決定する要因：無風期間

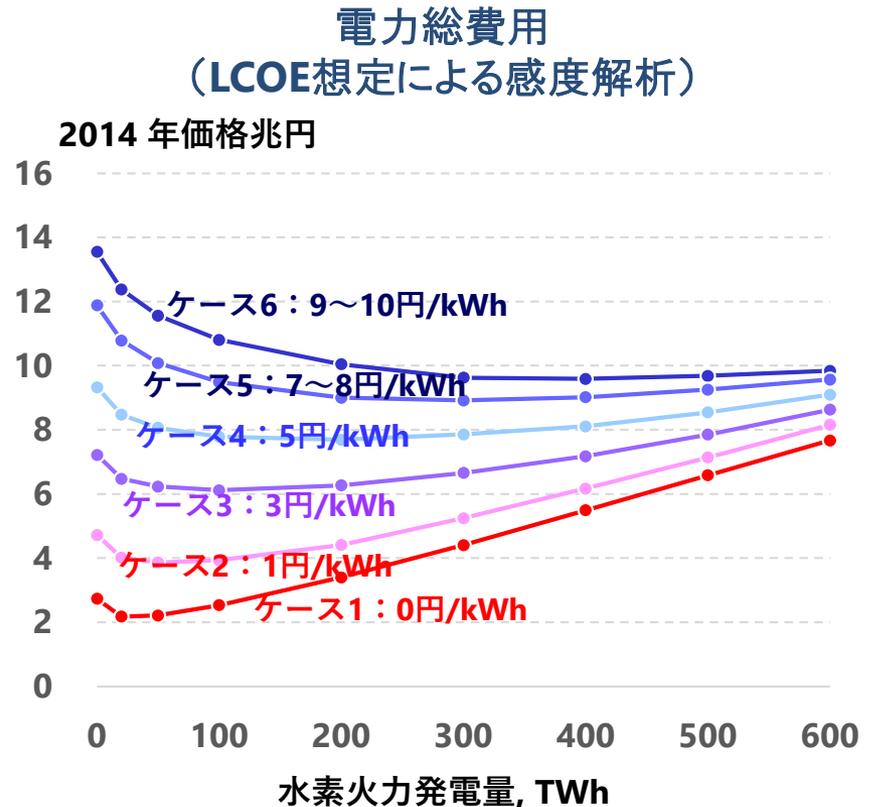
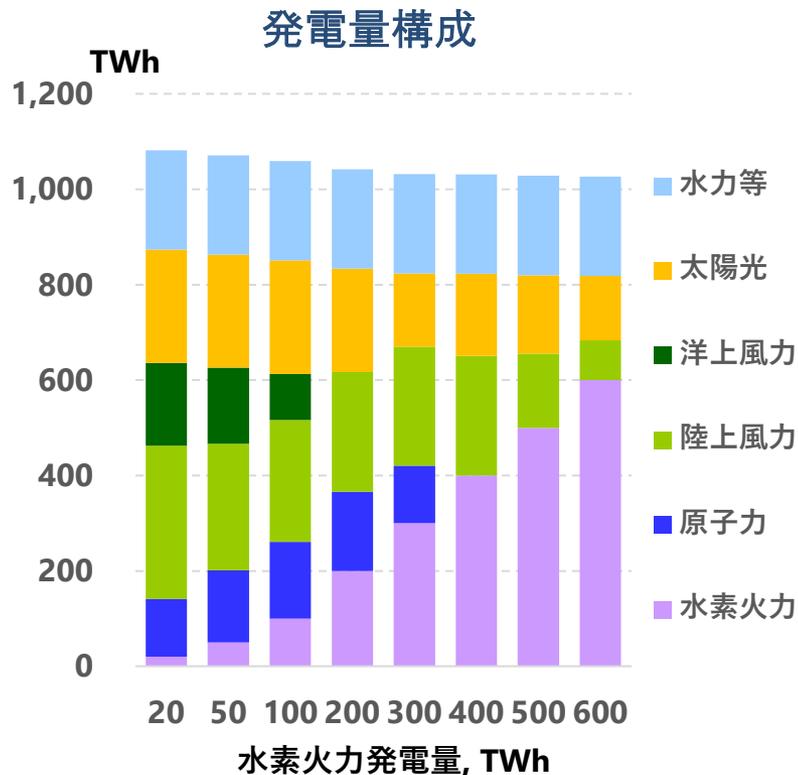
- | 1年のうち1度か2度、風力・太陽光の発電量が極めて小さくなる時期（無風期間, Dark doldrums /Dunkelflauteと呼ばれる）が生じる。
- | この「無風期間」の電力需要を賄うために必要な電力量が蓄電池の必要量となる。



横軸：時間
縦軸：需要量/出力量

エネルギーミックス別電力総費用と電力限界費用

(令和2年12月14日報告資料での試算値)



左図のような電力量構成に対し、VREの発電単価(LCOE)を0円/kWh(ケース1)から9~10円/kWh(ケース6)まで変化させて電力総費用を推計すると、右図の通りとなる。

※ 正確には最適化計算を行っているため、コスト想定に応じて発電量構成は微妙に異なる

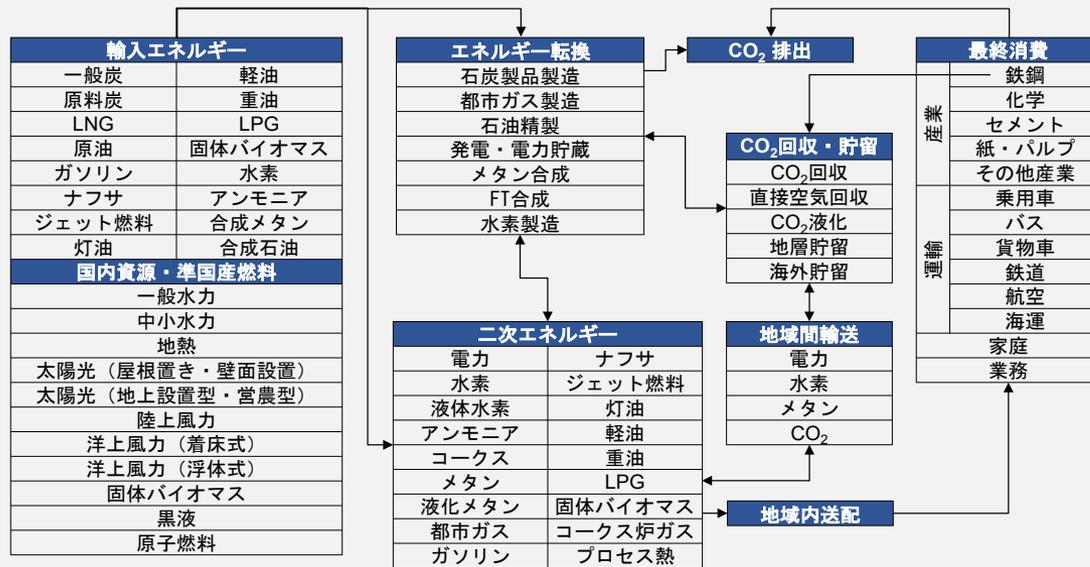
電力総費用は、条件に応じて、あるVRE比率において最小となり、その水準はVREのLCOE想定に依存する。

最適点を超過してVREを導入させると、その電力限界費用(曲線の傾き)が上昇する。

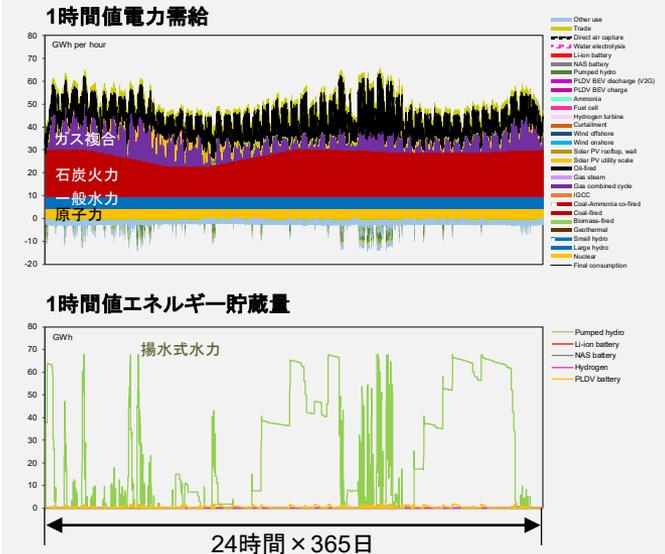
日本エネルギーシステムモデル IEEJ-NE_JAPAN

- 日本において**費用最小となるエネルギー・技術の導入量を推計**する線形計画モデル*。
- エネルギーシステム全体を分析対象とし、電力需給は1時間間隔の精緻な時間解像度を採用しているため、**変動性再生可能エネルギーの統合費用を考慮した分析が可能**。
- 太陽光(地上設置型・営農型)および風力発電については地理情報システム(GIS)を用いて、**100~500mメッシュ単位で土地・海域利用を評価し、詳細に導入量・自然条件を評価**。

エネルギーシステム全体のモデル化



詳細な電力需給分析



* IEEJ-NEモデル (NE: New Earth) は東京大学藤井・小宮山研究室と弊所にて開発。世界版やASEAN版、日本版が存在。論文発表や受賞多数:

- ・大槻・小宮山・藤井(2019) [1] (日本エネルギー学会2020年度論文賞)
- ・大槻・小宮山・藤井(2019) [2] (エネルギー・資源学会第16回論文賞)
- ・川上・松尾(2020) [3] (エネルギー・資源学会第17回論文賞)
- ・川上(2020) [4] (電気学会論文誌B)

シナリオ設定(2050年断面の想定)

- 2050年にエネルギー起源CO₂を実質ゼロにする制約において6つのシナリオを分析。
- 全てのシナリオにおいて、電力の地域間連系線は最適化に基づいて増設可とした。
- 電力部門は主観的割引率8%を採用。但し、VREについてのみ5%とする試算も実施。

シナリオ名	CCS	原子力	火力発電	陸上風力	洋上風力	営農型太陽光 ^{*4}
①ベース	国内:1億tCO ₂ /年 国外:1.5億tCO ₂ /年	60年運転・ 建設中3基新設	あり	森林設置 なし	領海内 ^{*2} (~22.2km)	なし
②CCS拡大	国内:2億tCO ₂ /年 国外:3億tCO ₂ /年					
③原子力拡大	国内:1億tCO ₂ /年 国外:1.5億tCO ₂ /年	ベースの2倍の 設備容量へ拡大	廃止	バイオマス 火力のみ ^{*1}	森林設置 なし ^{*3}	領海・ 接続水域 (~44.4km)
④RE100		廃止				
⑤ベース* (VRE上限拡大)		60年運転・ 建設中3基新設	あり	あり		
⑥RE100* (VRE上限拡大)	廃止	バイオマス 火力のみ ^{*1}				

*1 ただし、圧縮水素貯蔵から発電する際には水素専焼火力を利用可能とした。

*2 再エネ海域利用法においては、領海および内水のうち、自然条件や船舶への影響などに関する6つの要件を満たす海域が、洋上風力の海域占有を認める「促進区域」の指定要件となる。現行法では、領海外(22.2km以遠)は同法の対象外。

*3 現状、森林における風力発電の設置事例はあるものの、生態系影響などへの懸念による住民反対などを受けての建設中止の事例や、市町村条例による規制強化の動きがあるため、本分析では土地利用を分けて分析した。

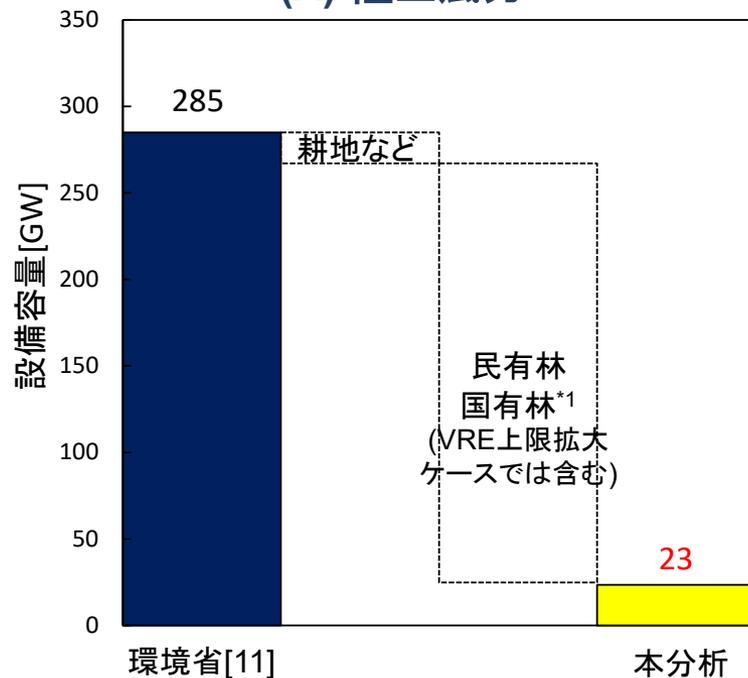
*4 2018年度末における営農型太陽光発電が設置された農地は5.6km²(0.5GW相当)でしかなく[5]、支柱部分の農地転用期間も現状10年とされる。

環境省の導入ポテンシャルとの比較(風力発電)

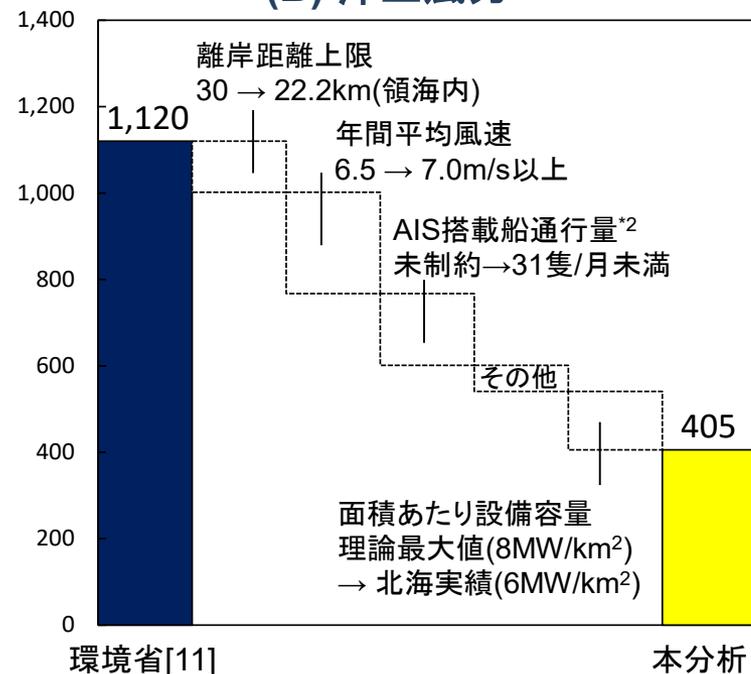
- | H.Obane.et.alなど([6]-[9])を基にGISを用いてポテンシャルを推計(詳細は参考スライドを参照)
- | 陸上風力: 生態系影響への懸念から計画中止に至る事例の増加や、自治体条例による規制強化(抑制区域の指定など)を踏まえ[7]、保安林以外の**民有林と国有林を除外**した値を採用した。
- | 洋上風力: **領海までの離岸距離(22.2km未満)・船舶通行量**などを考慮し、再エネ海域利用法における「促進区域」の指定を受ける要件を満たす海域に設置する前提とした。

環境省との導入ポテンシャルの比較(ベースシナリオ)

(A) 陸上風力



(B) 洋上風力



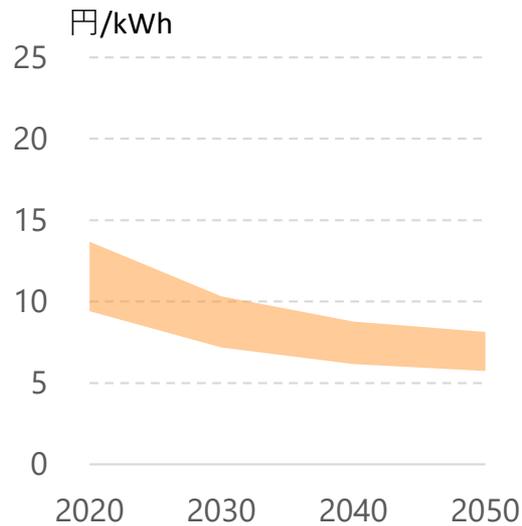
*1 5haを超えて国有林の貸与を受けるためには、再エネの発電に適したことなどの要件を満たし、構造特別改革区域に指定される必要がある。これまでの全2件の実績では年間平均風速7.5m/s以上の場所に設置される傾向がある(GIS上での推計値)。

*2 自動船舶識別装置(Automatic identification system)の略で、国際航海に従事する300総トンを超える中型船以上の船舶などが該当し、漁船などの小型船などは含まれない場合がある。31隻/月は1隻/月に相当し、定期便などが通行している可能性が高いとした。

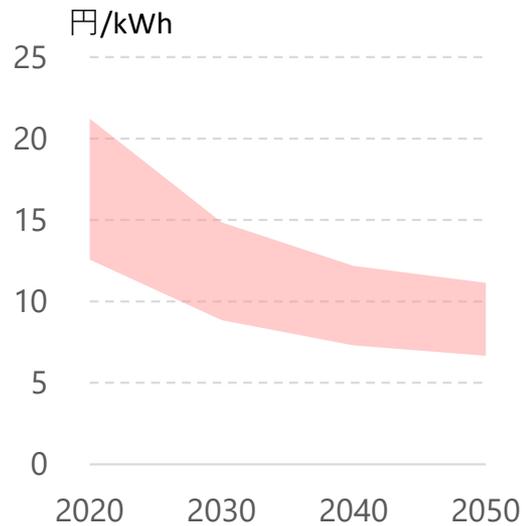
前提条件

発電単価(LCOE)の想定(太陽光・風力発電)

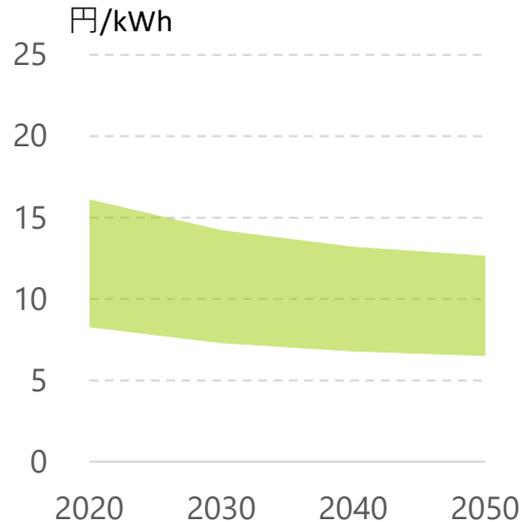
太陽光(地上設置・営農型)



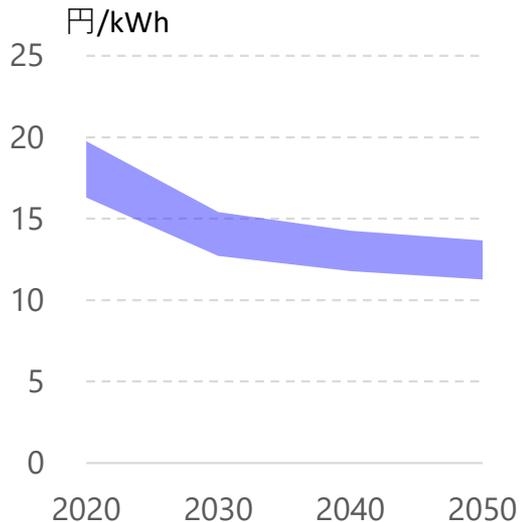
太陽光(屋根・壁面)



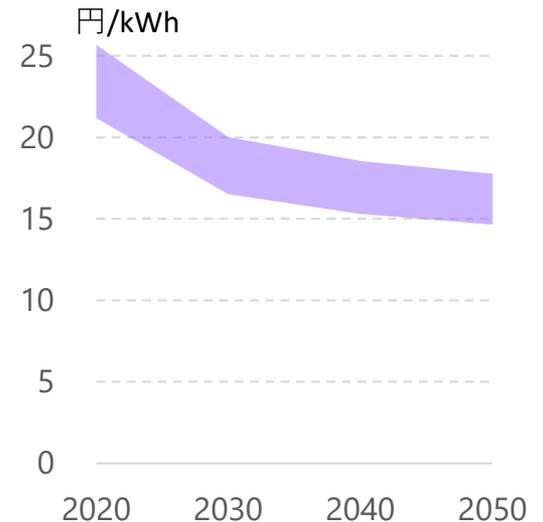
陸上風力



洋上風力(着床式)



洋上風力(浮体式)

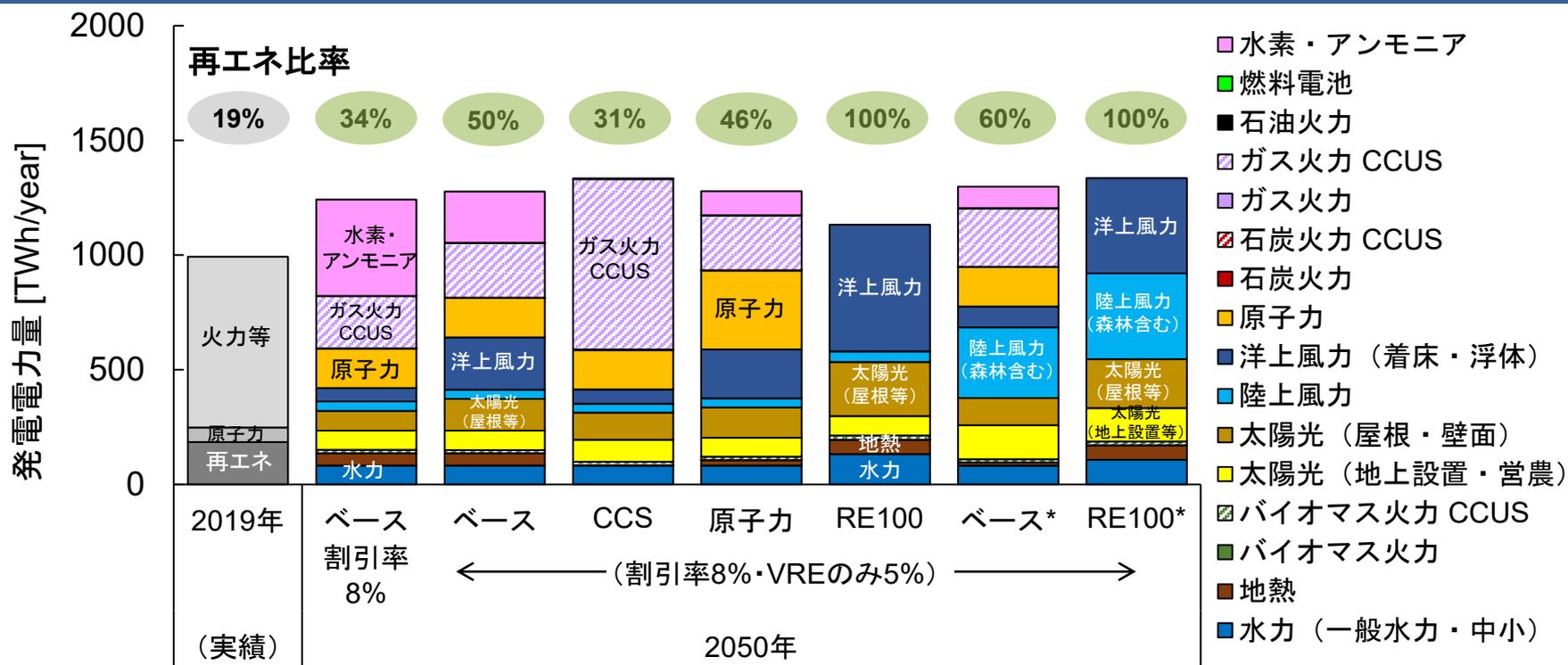


- VREのLCOEは発電コスト検証WG(2015年試算値及び2021年暫定値)・調達価格等算定委員会等をもとに、GISデータをも考慮して推計。
- 実質割引率3%でのLCOEは本スライドに示す通り。
- 現在検討中の発電コスト検証WGの結果を踏まえ見直す必要あり。

電源構成

- | 再エネのみで電力需要を賄う場合、**陸域に近い海域・漁業権設定海域や森林**にまで大規模な風力導入が必要となりうる（洋上風力はRE100で192GW、森林含む陸上風力はRE100*で164GW）。電源設置に伴う**環境影響・社会的受容性を考慮すると必ずしも大規模導入が行える保証はない。**
- | 太陽光発電についても、RE100・RE100*シナリオでは、ほぼ全ての建物の屋根に加えて日射条件の悪い**壁面等**にも**設置が必要**となる。
- | 以下のスライドでは、主にVREの割引率を5%とした結果を示す。

日本全体の電源構成

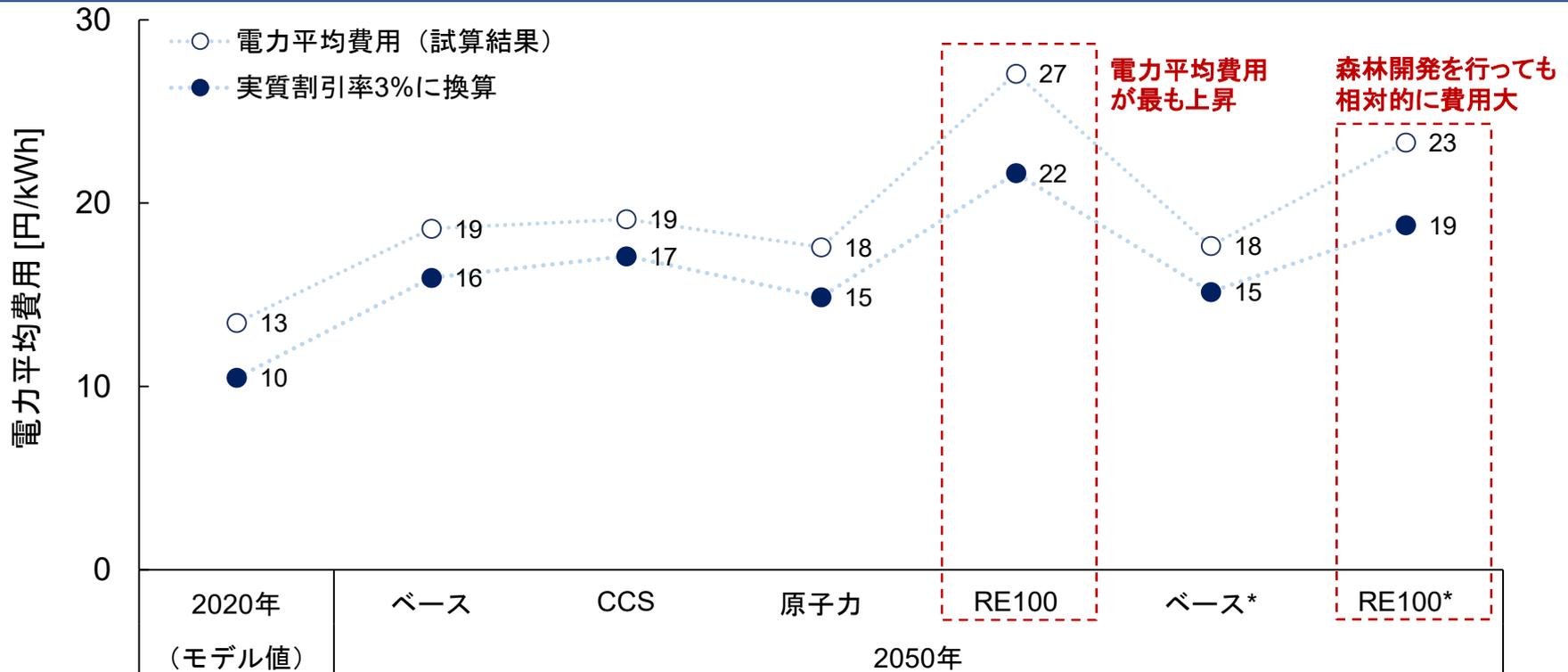


*図中の実績値はIEAエネルギーバランス表より引用。主観的割引率の想定については参考資料参照。

電力平均費用

- 電力平均費用は、発電と電力貯蔵、地域間送電に係る固定費・変動費を電力需要で除したもの*。下図では実質割引率3%に換算した値と併せて示す。
- 3%換算でベースシナリオの16円/kWhに対して、RE100では22円/kWhまで上昇。RE100では燃料費が減少する一方、再エネや蓄電池の固定費が費用を押し上げている。
- CCS拡大シナリオの電力平均費用は上昇するが、エネルギーシステム総費用は減少している。

日本全体での電力平均費用

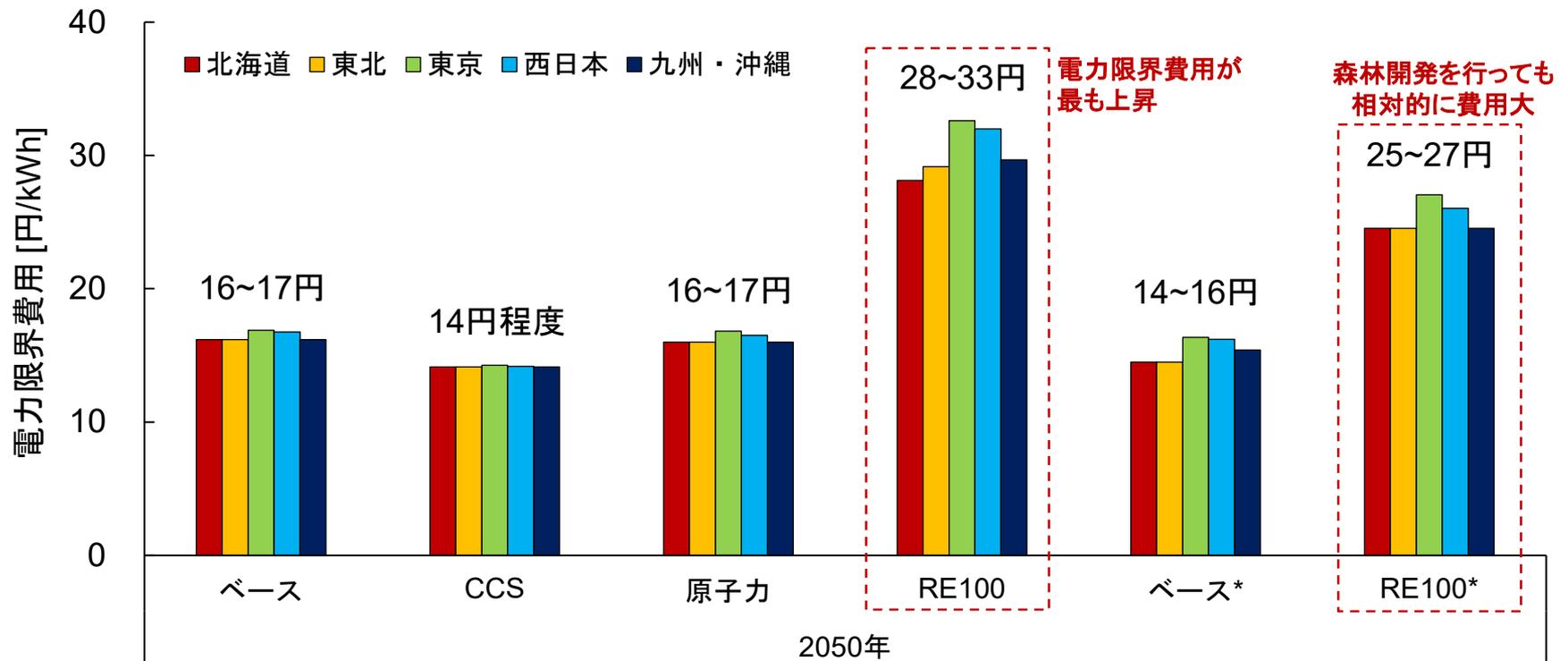


* 主観的割引率の詳細は参考資料参照。固定費には設備費と運転維持費が含まれる。

電力限界費用

- 電力限界費用は、電力を1単位追加生産する際に要する費用*1。
- RE100シナリオでは電力限界費用がベースシナリオの2倍程度まで上昇。再エネの出力変動性により、約0円の電力限界費用が頻発する期間と、大幅上昇する期間に二極化(参考スライド25)。
- 森林開発等を前提とするRE100*であっても、CCS活用や原子力活用シナリオより電力限界費用は高くなった。森林での陸上風力開発等を考慮しても電力限界費用の抑制効果は限定的。

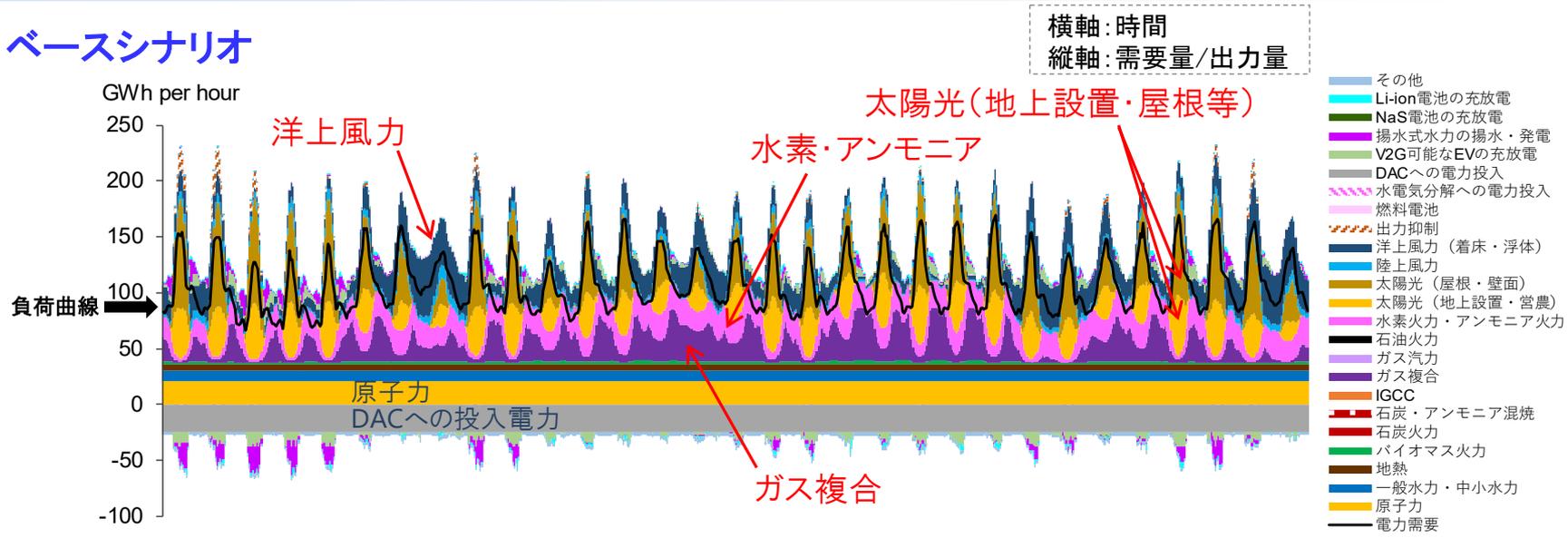
地域別の電力限界費用



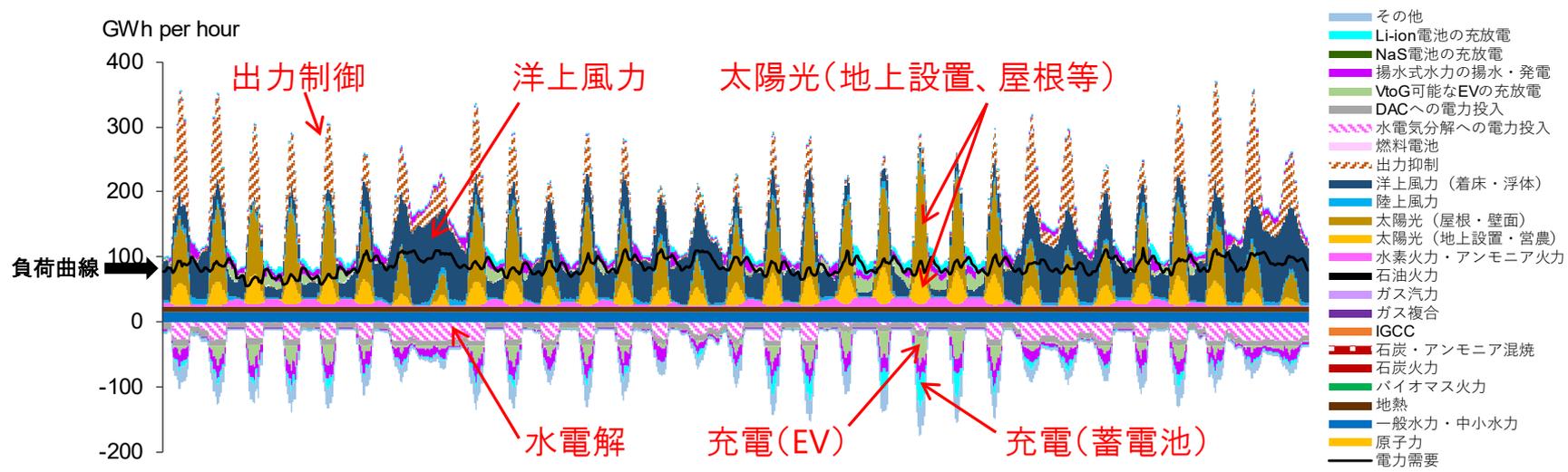
*1 長期の電力限界費用。本分析では地域別・1時間値で推計。多くの時間帯ではその時点で稼働している電源の可変費で決定されるが、需要ピーク時には設備費も含まれる。

電力需給例(5月:全国計)

ベースシナリオ



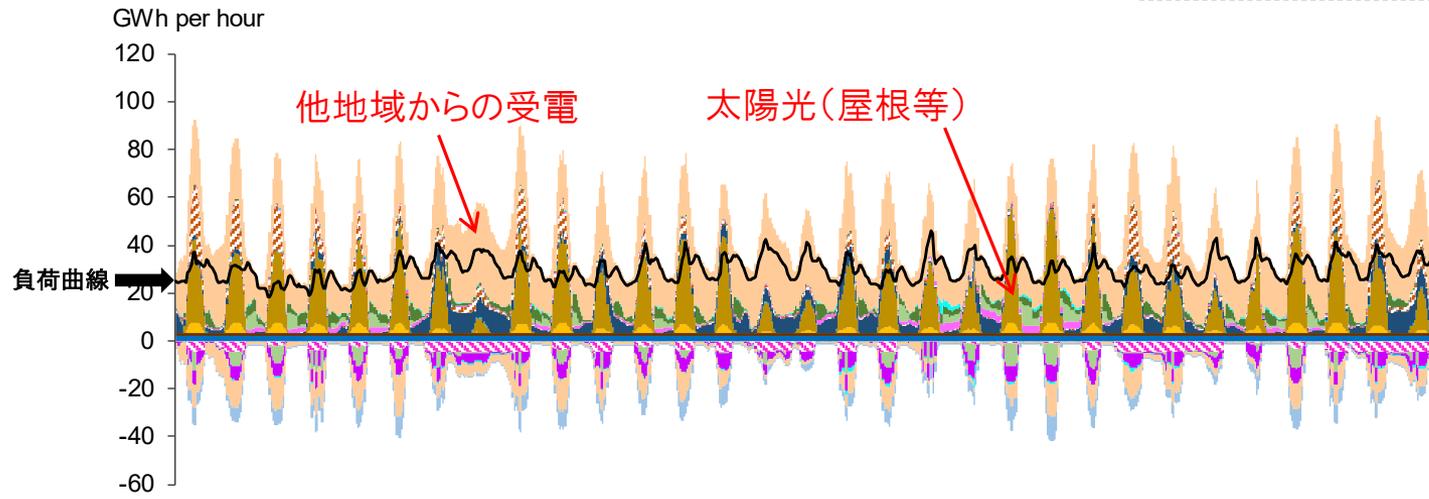
RE100シナリオ



電力需給例(5月: RE100シナリオ地域別)

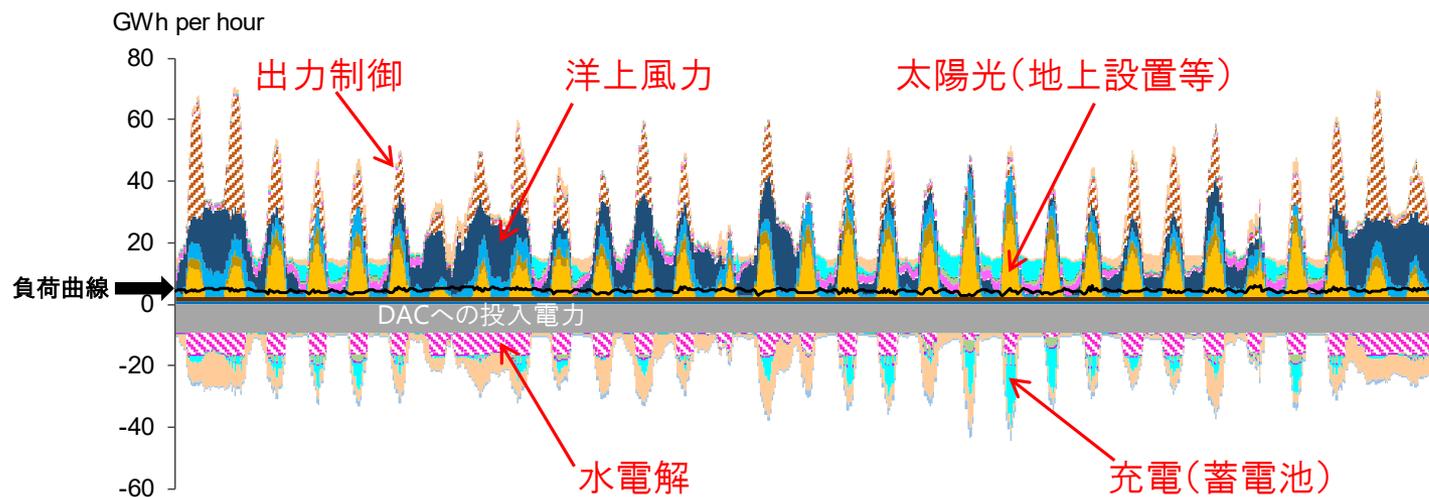
東京

横軸: 時間
縦軸: 需要量/出力量



- その他
- 地域間送電
- Li-ion電池の充放電
- NaS電池の充放電
- 揚水式水力の揚水・発電
- VtoG可能なEVの充放電
- DACへの電力投入
- 水電気分解への電力投入
- 燃料電池
- 水素火力・アンモニア火力
- 出力抑制
- 洋上風力(着床・浮体)
- 陸上風力
- 太陽光(屋根・壁面)
- 太陽光(地上設置・営農)
- 石油火力
- ガス火力
- ガス複合
- IGCC
- 石炭・アンモニア混焼
- 石炭火力
- バイオマス火力
- 地熱
- 一般水力・中小水力
- 原子力
- 電力需要

北海道

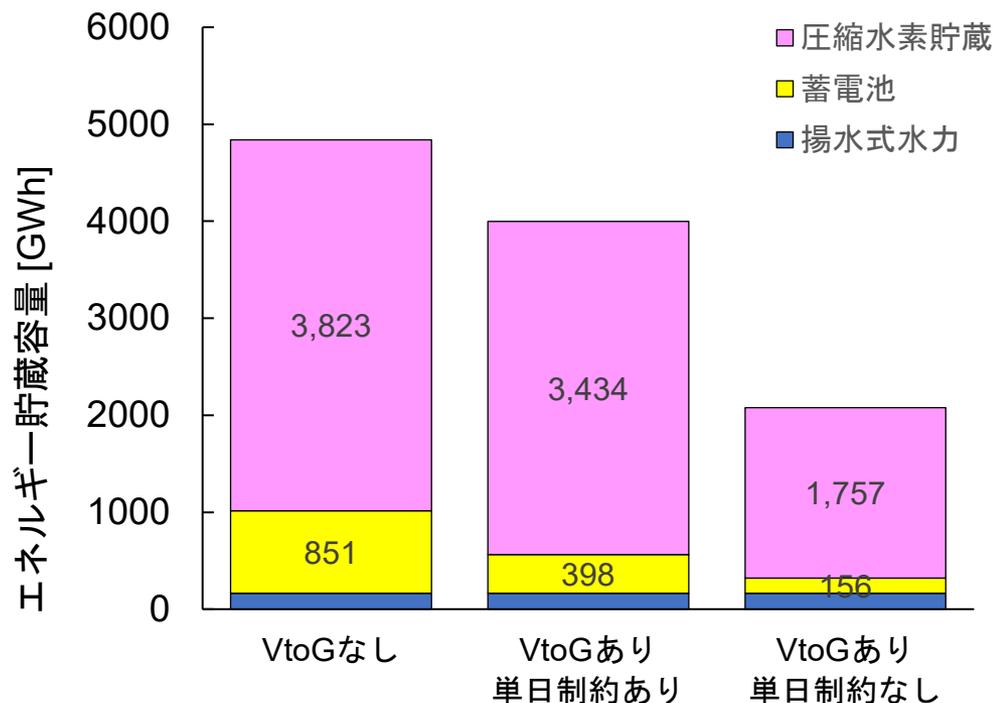


- その他
- 地域間送電
- Li-ion電池の充放電
- NaS電池の充放電
- 揚水式水力の揚水・発電
- VtoG可能なEVの充放電
- 水電気分解への電力投入
- DACへの電力投入
- 燃料電池
- 水素火力・アンモニア火力
- 出力抑制
- 洋上風力(着床・浮体)
- 陸上風力
- 太陽光(屋根・壁面)
- 太陽光(地上設置・営農)
- 石油火力
- ガス火力
- ガス複合
- IGCC
- 石炭・アンモニア混焼
- 石炭火力
- バイオマス火力
- 地熱
- 一般水力・中小水力
- 原子力
- 電力需要

需要側の柔軟性とエネルギー貯蔵容量

- 電力需要側の柔軟性として、①電気自動車(EV)による充放電(VtoG)と②ヒートポンプ(HP)給湯器を想定。VtoGとしては、乗用車EVの半分(500GWh弱の蓄電池容量に相当)が停止時に充放電可能と想定。またHP給湯器としては、全国でおよそ34TWhが柔軟に運用可能と想定。
- ①②何れも「**単日制約**」を課している。即ち、EVについてはある日の0時の貯電量が次の日の0時の貯電量と等しくなると想定。HP給湯器については、1日の中でのみ需要が柔軟に動き得ると想定。
- 仮にRE100シナリオにおいてEVの単日制約を変えて評価を行うと、下図の通りとなる。

RE100シナリオでのエネルギー貯蔵容量(全国計)



本分析の留意点

- | IEEJ-NE_JAPANモデルは動学的な最適化型モデルであり、精緻な時間解像度や部門解像度を有する。2050年までの日本にとって経済合理的なエネルギー需給像を詳細に描くことができる。
- | 他方で、モデル分析結果を解釈するにあたっては次の点に注意が必要である。
 - **完全予見に基づくこと**: 将来のエネルギーサービス需要やエネルギー価格、太陽光・風力発電の1時間値出力パターン等は所与として最適化計算を行っている。これらの不確実性（例えば、太陽光・風力出力の予測誤差）は考慮できない。
 - **簡易的な地域解像度**: 本モデルは日本全体を5地域分割で模擬している。再エネ資源や電力系統設備の位置情報、系統混雑、系統接続制約は十分に考慮できていない。
 - **系統の回転慣性は未考慮**: 非同期型電源のシェアが増加することによる慣性の低下が懸念されるが、本モデルではこれを明示的に考慮していない。
- | 本モデルに限らず、多くの将来想定やモデル試算には大きな不確実性があることに留意が必要。

まとめ

- 2050年カーボン・ニュートラル達成のためのハードルは高く、その最適な姿は種々の前提条件によって大きく変り得る。電力部門においては、VRE(太陽光・風力)の電力限界費用が従来電源のLCOE(発電単価)と概ね一致する点がコスト最小の電源構成となる。今回の試算の条件下では、ベースケースにおいて、発電電力量に占める再生可能エネルギーの比率は約50%となり、残りを原子力及びゼロ・エミッション火力が占める結果となった。
- 極めて高い再生可能エネルギー比率を目指す場合、電力・エネルギーの安定供給責任はVREが担うことになる。**一方で、その実現のためのコストの評価は不確実性が大きい。仮にVREのLCOEが極めて低くなれば電力平均費用は比較的安く抑えられる一方で、電力限界費用はVREの導入ポテンシャルや気象条件、送配電網の制約等によって上昇し得る。
- VREの導入可能量想定を大きくすれば最適な再生可能エネルギー比率は上昇し、電力平均費用・電力限界費用が低下する。但し、この場合、森林や利害関係者とのコンフリクトが懸念される海域まで開発せざる得なくなり、自然環境への影響や社会的受容性の影響が懸念される。
- 需要側の柔軟性オプション(EVやHP給湯器など)の効果はその運用方法に依存する。運用に単日制約がかかる場合にはその影響は比較的軽微であるが、数日以上での時間スケールで需要が柔軟になる場合には、無風期間への対処に大きく貢献し得ると考えられる。
- 原子力のLCOEがゼロ・エミッション火力発電のLCOEよりも低い場合には、新規の原子力発電がカーボンニュートラル達成に向けて貢献し得る。またCCSは発電や負の排出技術の利用を通じて需要側・供給側双方に貢献し、CO₂限界削減費用の低減のために有効である。
- 2050年の評価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目指すことが現状では望ましい。

参考資料

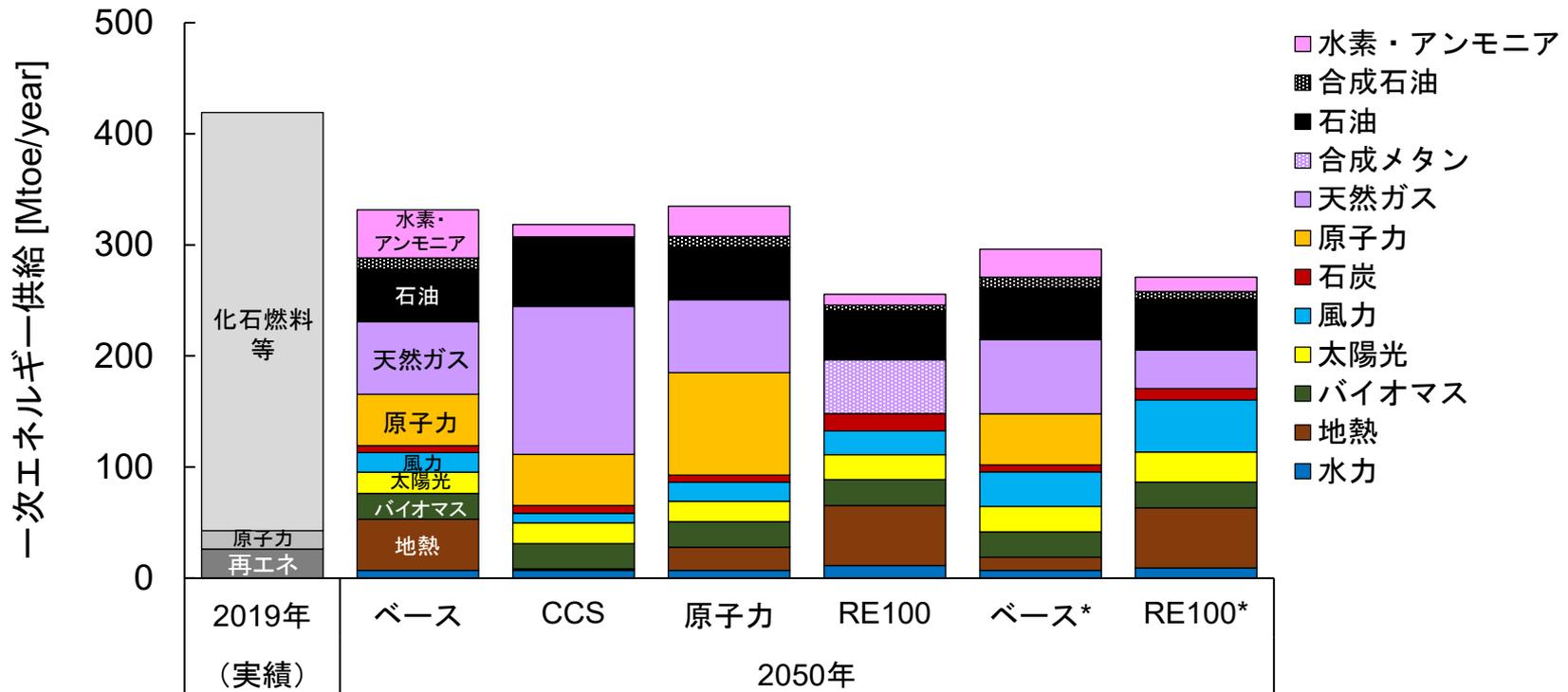
参考文献

- [1] 大槻貴司, 小宮山涼一, 藤井康正: “発電・自動車用燃料としての水素の導入可能性: 地域細分化型世界エネルギーシステムモデルを用いた分析”, 日本エネルギー学会誌, 98巻 4号 pp.62-72, (2019)
https://www.jstage.jst.go.jp/article/jie/98/4/98_62/article-char/ja/
- [2] 大槻貴司, 小宮山涼一, 藤井康正: “詳細地域分割に基づく世界エネルギーシステムモデルの開発と低炭素システムにおけるエネルギー・CO2輸送の分析”, エネルギー・資源学会論文誌, 40巻, 5号, pp.180-195, (2019)
https://eneken.ieej.or.jp/about/staff/2010/otsuki_takashi.html
- [3] 川上恭章, 松尾雄司, エネルギーシステム技術選択モデルによる GHG80%削減分析: 気象条件が技術選択や GHG 削減費用に与える影響, エネルギー・資源学会論文誌, 41巻, 3号, pp.68-76 (2020)
https://www.jstage.jst.go.jp/article/jiser/41/3/41_68/article-char/ja/
- [4] 川上恭章, “低炭素エネルギーシステムにおけるエネルギー貯蔵の役割: 非同期電源比率を考慮したエネルギーシステム最適化モデルによる検討”, 電気学会論文誌B(電力・エネルギー部門誌), Vol.141, No.5, pp.326-335 (2021).
https://www.jstage.jst.go.jp/article/ieejpes/141/5/141_326/article-char/ja/
- [5] 農林水産省, 農地に太陽光パネルを設置するための農地転用許可実績について.
<https://www.maff.go.jp/j/nousin/noukei/totiriyo/attach/pdf/einogata-30.pdf>
- [6] H.Obane, Y.Nagai, K.Asano, Assessing land use and potential conflict in solar and onshore wind energy in Japan, Renewable Energy, Vol160, pp842-851, 2020
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148120309125>
- [7] 尾羽秀晃, 永井雄宇, 朝野賢司, 「土地利用を考慮した太陽光発電および陸上風力の導入ポテンシャル評価」, 電力中央研究所報告, Y18003, 2019
<https://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y18003.html>
- [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
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0308597X21001251>
- [9] 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/source/Y19502.html>
- [10] 農林水産省, 農地に太陽光パネルを設置するための農地転用許可実績について.
<https://www.maff.go.jp/j/nousin/noukei/totiriyo/attach/pdf/einogata-30.pdf>
- [11] 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
<http://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/report/r01.html>
- [12] 猿山純夫, コメ農業の中長期予測—減反・関税廃止で強い農業を, 日本経済研究センター「反グローバリズムを超えて」, 2016
https://www.jcer.or.jp/jcer_download_log.php?f=eyJwb3N0X2lkIjoyODY2NiwiZmlsZV9wb3N0X2lkIjoyODg0Oj0=&post_id=28666&file_post_id=28849
- [13] 環境省, 国立・国定公園内における風力発電施設の審査に関する技術的ガイドライン, 平成25年3月29日.
<http://www.env.go.jp/press/press.php?serial=16511>

一次エネルギー供給

- ベースシナリオでは水素・アンモニア輸入が一次エネルギーの13%を占めた。
- いずれのシナリオにおいても化石燃料利用(非エネルギー利用含む)が残る結果となった。天然ガスの一部はCCS付きガス火力発電向け。CCSを利用しない化石燃料は、負の排出技術で相殺。

日本全体の一次エネルギー供給



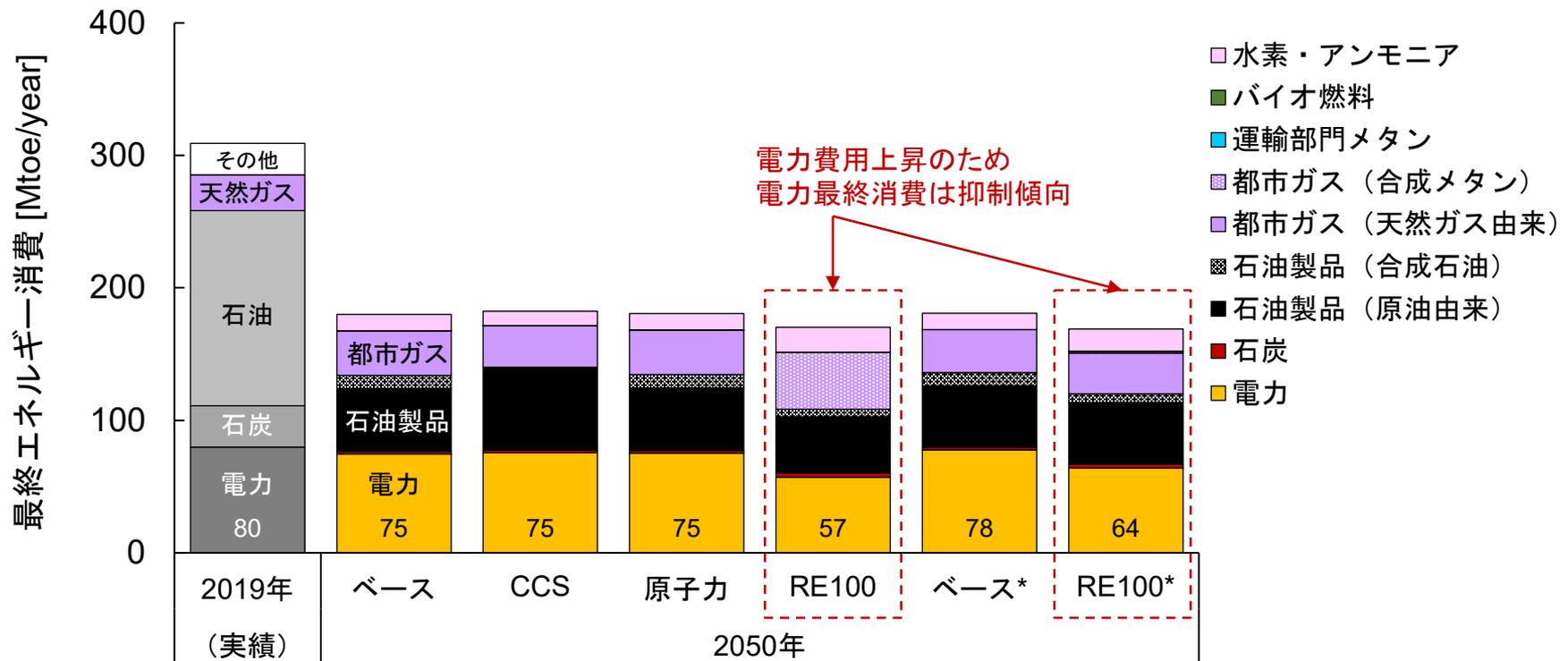
*図中の実績値はIEAエネルギーバランス表より引用。一次エネルギー換算はIEA統計に準拠(風力発電や太陽光発電、水力発電は効率100%、地熱発電は効率10%として換算)。

最終エネルギー消費

各シナリオにおいて、大幅な省エネルギーが窺える。

RE100やRE100*の電力消費はベースシナリオ比で減少。これは電力費用(平均費用や限界費用)の上昇に因ると考えられる。なお、蓄電の充放電損失等が大きいいため、総発電量はそれほど減らない(「電源構成」スライドに示した通り、RE100*は分析シナリオの中で最も大きくなっている)。

日本全体の最終エネルギー消費量

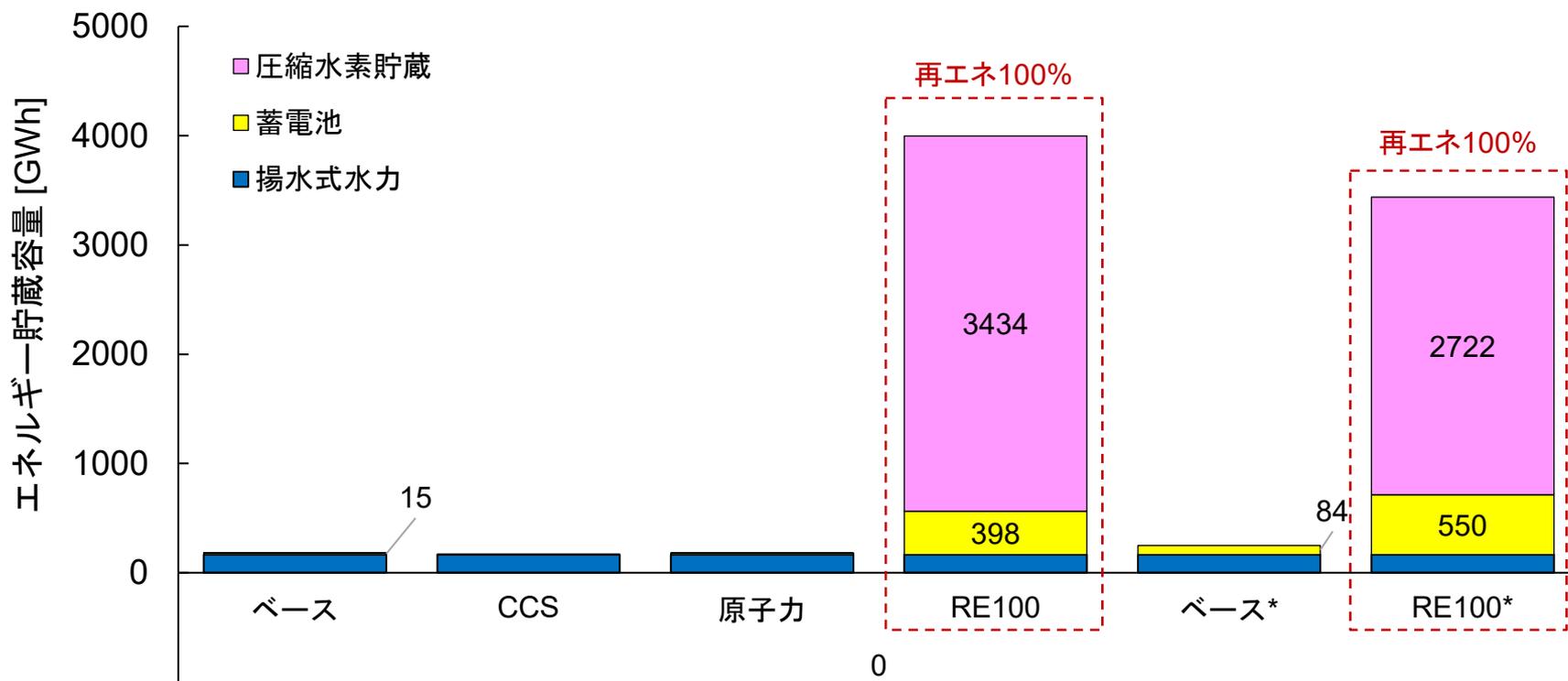


*図中の実績値はIEAエネルギーバランス表より引用。電力最終消費(Mtoeベース)は11.628を乗じるとTWhへ換算可能。

エネルギー貯蔵設備

- RE100・RE100*シナリオでは**大容量のエネルギー貯蔵設備が導入**。蓄電池と圧縮水素貯蔵は合計**3270~3830GWh(蓄電池は398~550GWh)**に達した。比較対象として、現在の戸建て住宅(2650万世帯)の全てに10kWhの蓄電池を設置しても265GWh程度であり、相当な規模であるといえる。
- なお本分析では、下図の技術に加えて、乗用電気自動車の車載蓄電池容量の50%を電力需給調整(VtoG^{*1})に利用可能と想定。それを考慮しても上述の規模の蓄電池導入が必要と試算された。

2050年における日本全体の蓄電容量^{*2}



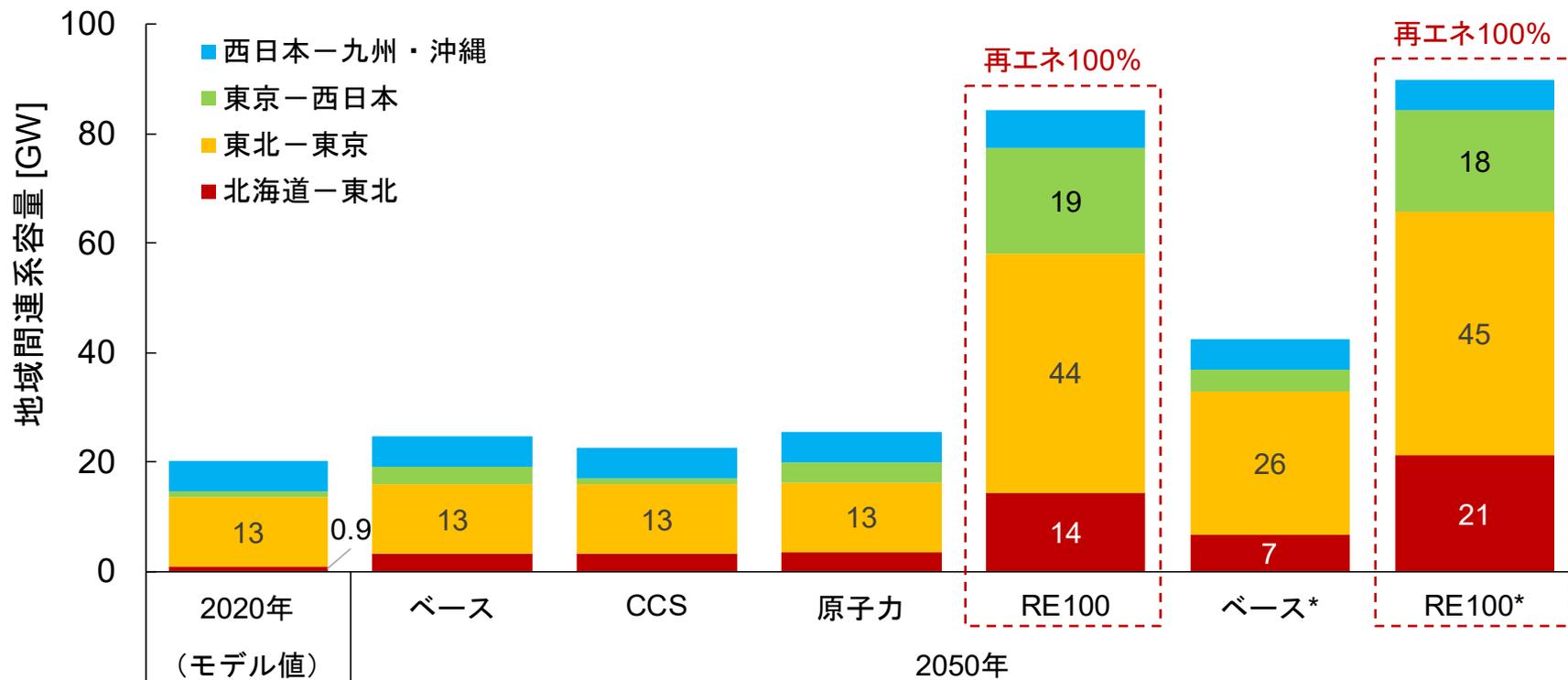
*1 Vehicle to Gridの略。

*2 揚水式水力のエネルギー貯蔵容量は、既設設備等を基に外生変数(所与)として取扱い、全てのシナリオで共通とした。

地域間連系線

- RE100やRE100*シナリオでは、北海道や東北に賦存する風力資源を電力需要地（東京等）に大量に送電するため、地域間連系線の大幅な拡張が必要となる可能性。
- RE100シナリオにおいて北海道・東北間は14GW、東北・東京間は44GWと評価された。

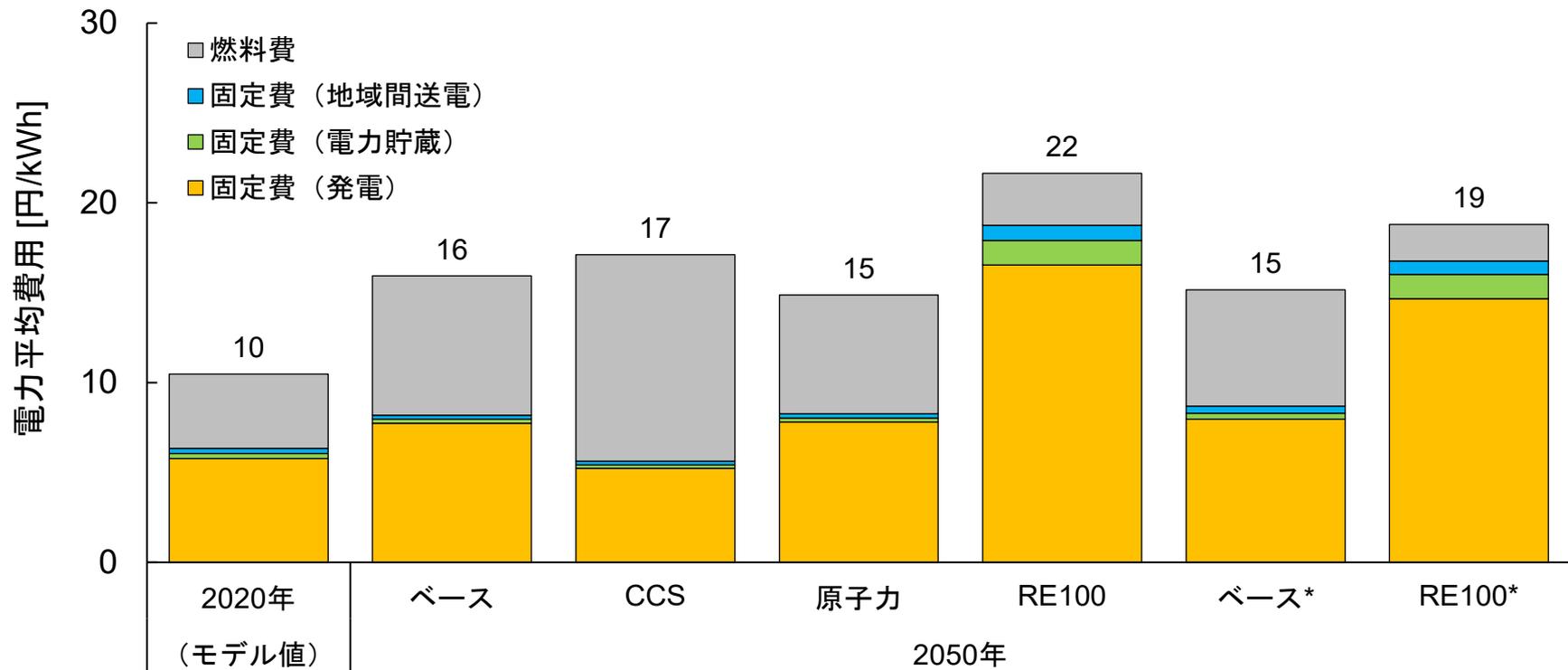
地域間連系線の設備容量



電力平均費用の内訳

- 下図は社会的割引率3%を想定した電力平均費用の内訳。
- RE100では燃料費が減少する一方、再エネや蓄電池の固定費が費用を押し上げている。

日本全体での電力平均費用



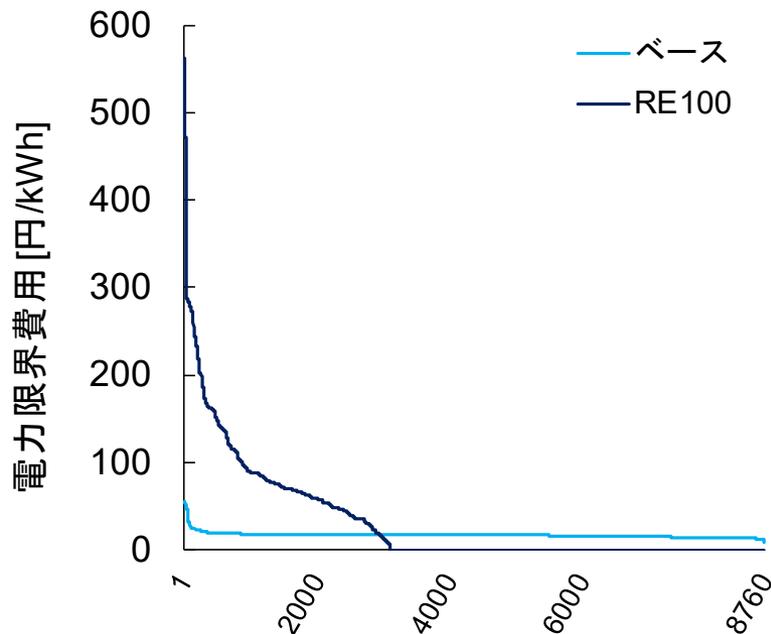
* モデルでは主観的割引率(参考資料参照)を想定したが、一般に平均費用は社会的割引率で議論されることが多いため、ここでは割引率3%を用いて将来設備費を年価換算している。固定費には設備費と運転維持費が含まれる。燃料費は、各燃料の潜在価格に消費量を乗じて算出。RE100の燃料費はバイオマス。

電力限界費用の持続曲線

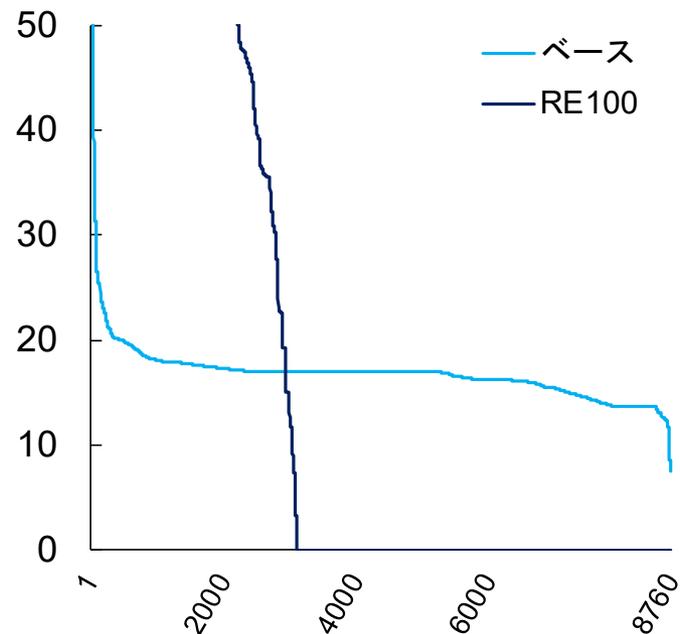
- RE100シナリオのある地域では、0円/kWh付近の電力限界費用が2050年の大半の時間で発生した（例えば、0.01円/kWh以下の電力限界費用は年間5640時間発生した）。
- 他方、日射や風況条件が悪化する季節には電力限界費用が大幅に上昇する傾向が見られた。100円/kWh以上の時間帯は877時間に達している。月間や季節間といった長期間の電力貯蔵が必要となり、それが限界費用の上昇をもたらしている可能性がある。

ある地域の2050年における電力限界費用の持続曲線

持続曲線(全体)



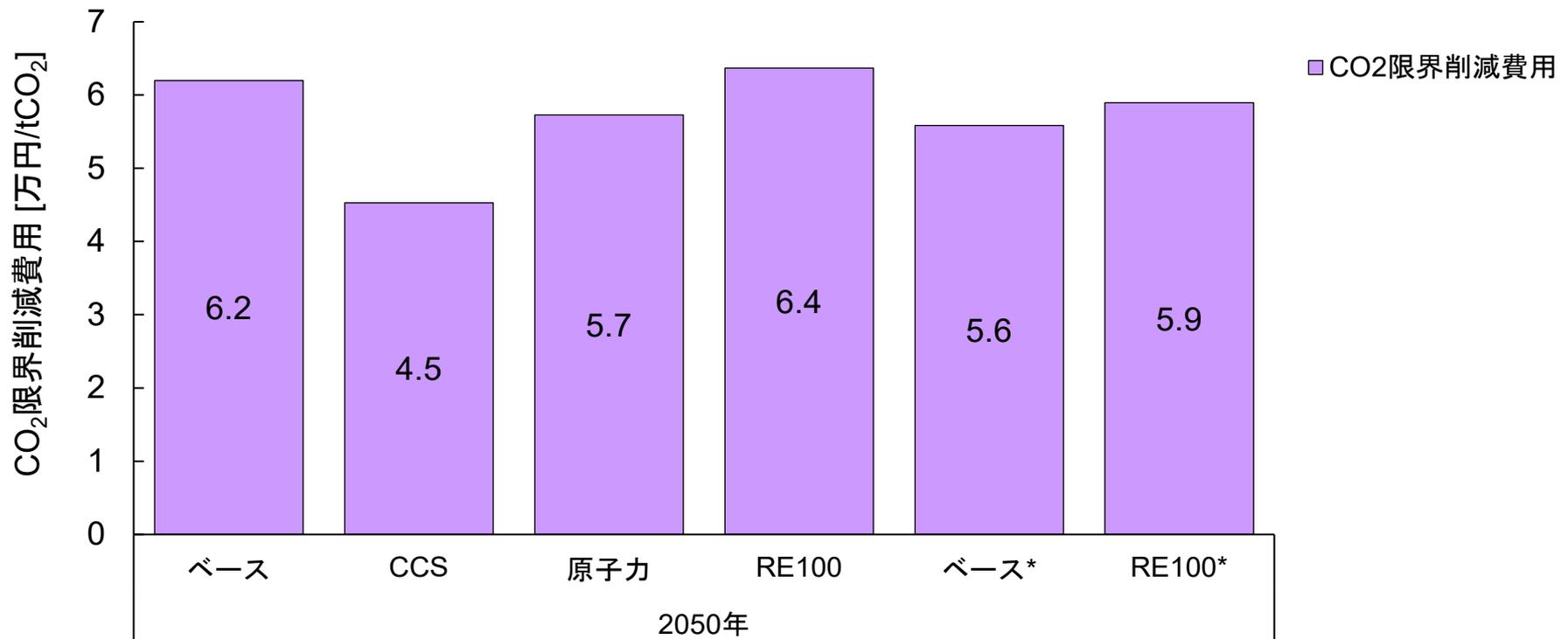
0~50円/kWh部分の拡大



CO₂限界削減費用

- CO₂限界削減費用はベースシナリオにて6.2万円/tCO₂と推計され、CCS拡大シナリオや原子力拡大シナリオではそれぞれ、4.5万円と5.7万円に低減。対して、RE100シナリオでは6.4万円に上昇した。
- 本分析の想定に基づけば、原子力発電やCCSはCO₂限界削減費用の低減に有効といえる。CCSは電力供給のみならず、負の排出技術の利用を通して需要側のCO₂相殺にも貢献できるため、比較的大きな効果が推計されたと考えられる。

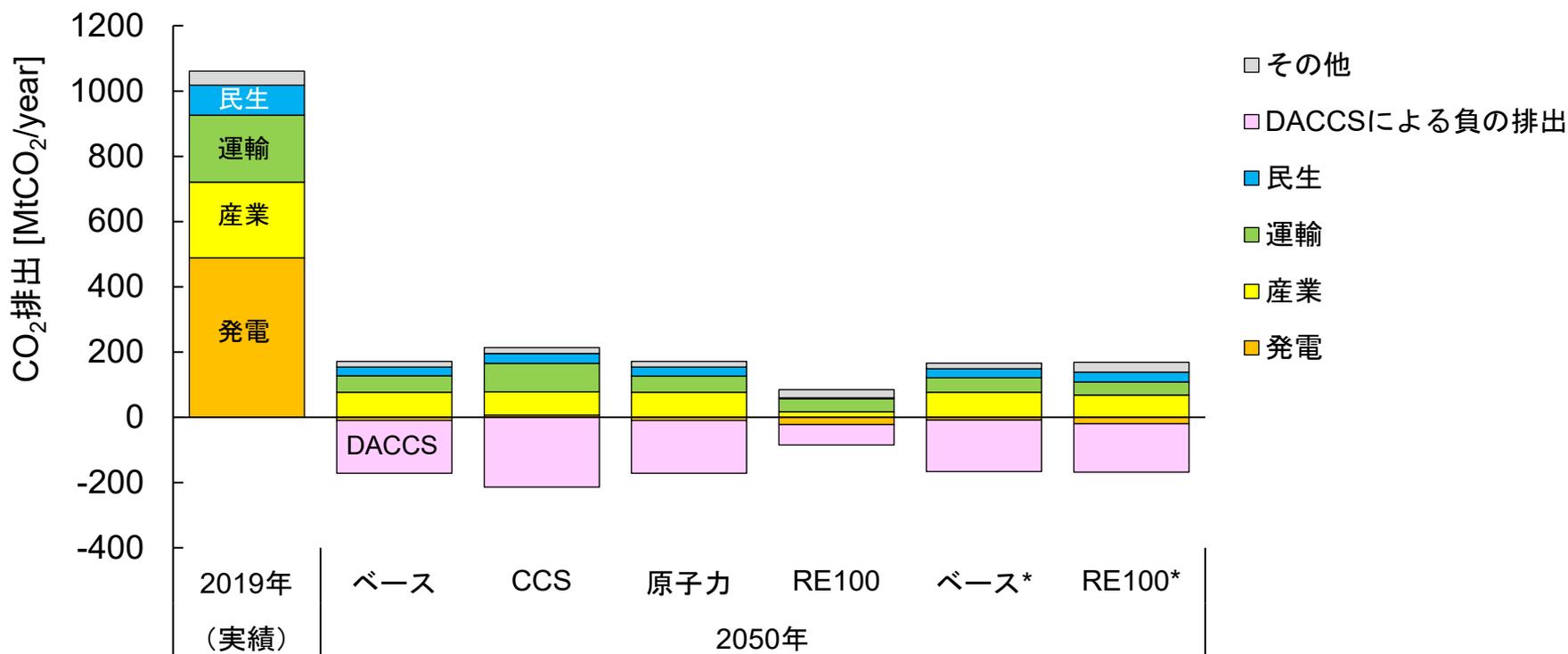
CO₂限界削減費用



エネルギー起源CO₂排出

- 全シナリオにて発電部門におけるCO₂排出量は2050年にゼロもしくはネガティブと推計された。
- 産業や運輸、民生においては各部門の大幅な排出削減策と共に、負の排出技術も組合せて(DACCSによる化石燃料のカーボンニュートラル化で)ゼロエミッションを達成。
- なお、本分析のDACは電力駆動を想定。電力費用(平均費用や限界費用)が上昇するRE100ではDACCSの経済性が悪化。他シナリオに比べて少ない値となっている。

日本全体の部門別エネルギー起源CO₂排出量



*図中の実績値はEDMCエネルギー・経済統計要覧(2021年版)より引用。DACCS = Direct Air Capture with CCS

分析モデル モデル概要

地域・時間解像度	日本を5地域分割(北海道、東北、関東、西日本、九州・沖縄)。 発電は1時間需給を考慮
分析期間	2015～2050年
目的関数	日本全体の割引後の累積のエネルギーシステム費用
温室効果ガス	エネルギー起源CO ₂
国内輸送品目	電力、水素、メタン、CO ₂
最終消費部門	産業(鉄鋼、セメント、化学、紙パ、その他産業)、運輸(乗用車、バス、トラック、鉄道、航空、海運)、家庭、業務。家庭と業務は用途別需要(給湯、厨房、冷房、暖房、照明その他)を考慮
技術数	300を超えるエネルギー供給側および需要側技術 をボトムアップ的にモデル化
モデル化した低炭素化技術の例	<p>省エネルギー: エネルギー供給側および需要側で高効率設備を考慮</p> <p>再生可能エネルギー: 地上設置太陽光、屋根設置太陽光、壁面設置太陽光、陸上風力、着床式洋上風力、浮体式洋上風力、一般水力、中小水力、地熱、バイオマス</p> <p>エネルギー貯蔵・デマンドレスポンス: 揚水式水力、Li-ion電池、NaS電池、圧縮水素貯蔵、乗用電気自動車のVtoG、およびヒートポンプによるデマンドレスポンス</p> <p>原子力: 軽水炉</p> <p>CO₂回収: 発電での回収、水素製造での回収、直接空気回収(DAC: 電力利用を想定)</p> <p>CO₂利用・貯留: メタン合成、液体燃料合成、国内地層貯留、海外貯留</p> <p>水素利用: 水素専焼発電、水素直接還元製鉄、燃料電池車、燃料電池船、燃料合成(メタン等)</p> <p>アンモニア直接利用: アンモニア専焼発電、石炭・アンモニア混焼発電、アンモニア船</p> <p>ネガティブエミッション: DACCS、BECCS</p>

サービス需要区分

| 産業・運輸・家庭・業務の各部門を合計37のサービス需要区分に細分化してモデル化

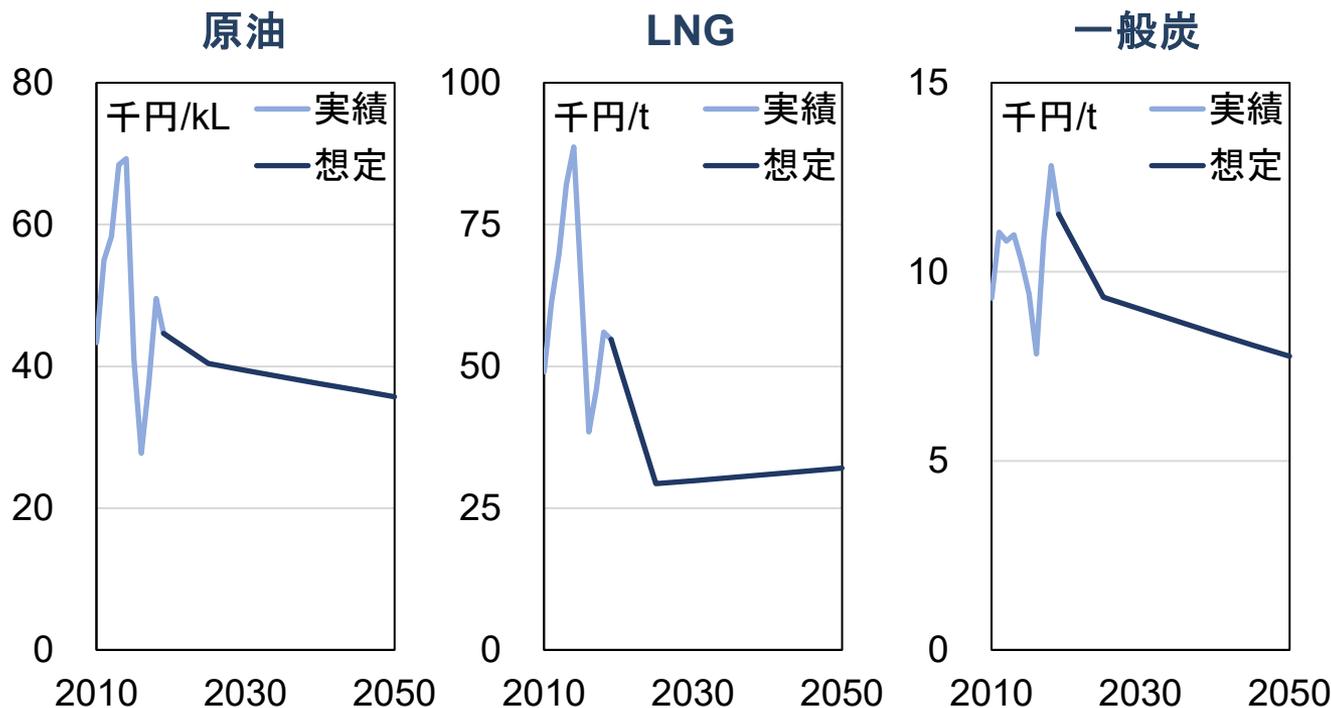
部門		サービス需要
産業	鉄鋼	粗鋼 (Mt-crude steel)
		圧延動力 (Mtoe)
		圧延熱 (Mtoe)
		その他動力 (Mtoe)
		その他熱 (Mtoe)
	化学	動力 (Mtoe)
		低温熱 (Mtoe)
		炉 (Mtoe)
		原料 (Mtoe)
	セメント	キルン (Mtoe)
		動力 (Mtoe)
	紙パ	動力 (Mtoe)
		低温熱 (Mtoe)
	その他産業	動力 (Mtoe)
		低温熱 (Mtoe)
		炉 (Mtoe)

部門		サービス需要
運輸	道路	乗用車 (billion passenger-km)
		バス (billion passenger-km)
		軽トラック (billion ton-km)
		小型トラック (billion ton-km)
		普通トラック (billion ton-km)
	鉄道	旅客 (billion passenger-km)
		貨物 (billion ton-km)
	航空	旅客 (billion passenger-km)
		貨物 (billion ton-km)
	海運	旅客 (billion passenger-km)
貨物 (billion ton-km)		
家庭	暖房 (Mtoe)	
	冷房 (Mtoe)	
	給湯 (Mtoe)	
	厨房 (Mtoe)	
	照明その他 (Mtoe)	
業務	暖房 (Mtoe)	
	冷房 (Mtoe)	
	給湯 (Mtoe)	
	厨房 (Mtoe)	
	照明その他 (Mtoe)	

エネルギー輸入の想定

- 本モデルでは原油、石油製品(7種類)、LNG、一般炭、原料炭、水素、アンモニア、合成メタン、合成石油(3種類)の輸入をモデル化。いずれも輸入量の上限は設けていない。
- 2040年までの化石燃料価格は、足元実績値およびIEA WEO2020*のSustainable Development Scenarioにおける価格見通しの伸び率を用いて推計。2040年以降は直前期間の伸び率で外挿。
- 水素・アンモニア価格は技術動向を勘案して、コストを積み上げて推計。輸入合成燃料は海外再エネ発電適地にて水電解水素とDACで回収したCO₂から製造すると仮定し、コストを積み上げて想定。

化石燃料輸入価格の想定(原油・LNG・一般炭)



水素・アンモニア等

(2050年断面想定値)

水素	117千円/toe (30円/Nm ³ -H ₂)
アンモニア	99千円/toe (43780円/t)
合成メタン	176千円/toe (40US\$/Mbtu)
合成石油	193千円/toe

* 実績値はEDMCデータバンク(日本貿易月表)。WEO2020=World Energy Outlook 2020。価格はいずれも2014年日本円での表示。

発電費用の想定(太陽光・風力以外)

| 太陽光・風力以外は下表の通り想定した。

技術	主な出典・想定
石炭火力発電・石炭ガス化複合火力・ガス複合・石油火力・一般水力・中小水力・地熱・バイオマス火力・原子力・燃料電池	建設費、運転維持費、発電端効率、所内率をはじめとする諸元は2015年発電コスト検証WG等を基に設定。原子力発電は設備費42万円/kW、年間運転維持費率は4.9%/年(設備費に対する比率)、燃料費1.54円/kWh、所内率4%、設備利用率80%を想定。
水素専焼火力	2050年断面の設備費は17万円/kW、年間運転維持比率は3%/年(設備費に対する比率)、発電端効率は63.3%、所内率は2%、設備寿命は40年と想定。
アンモニア専焼火力	2050年断面の設備費は21万円/kW、年間運転維持比率は3%/年(設備費に対する比率)、発電端効率は63.3%、所内率は2%、設備寿命は40年と想定。
揚水式水力	2050年断面の設備費は2.3万円/kWh、サイクル効率は70%、自己放電率は0.1%/時、貯蔵容量は6時間分、設備寿命は60年と想定。
リチウムイオン電池	2050年断面の設備費は1.5万円/kWh、システム効率は85%、自己放電率は0.5%/時、Cレートは1C、設備寿命は10年と想定。
ナトリウム硫黄電池	2050年断面の設備費は1.5万円/kWh、システム効率は75%、自己放電率は0.5%/時、Cレートは0.14C、設備寿命は15年と想定。

投資の主観的割引率の想定

- 技術選択においては、RITE(2018)を参考に主観的割引率を想定した。
- 太陽光・風力発電は政策的支援が継続すると仮定し、若干低めの主観的割引率を想定した。

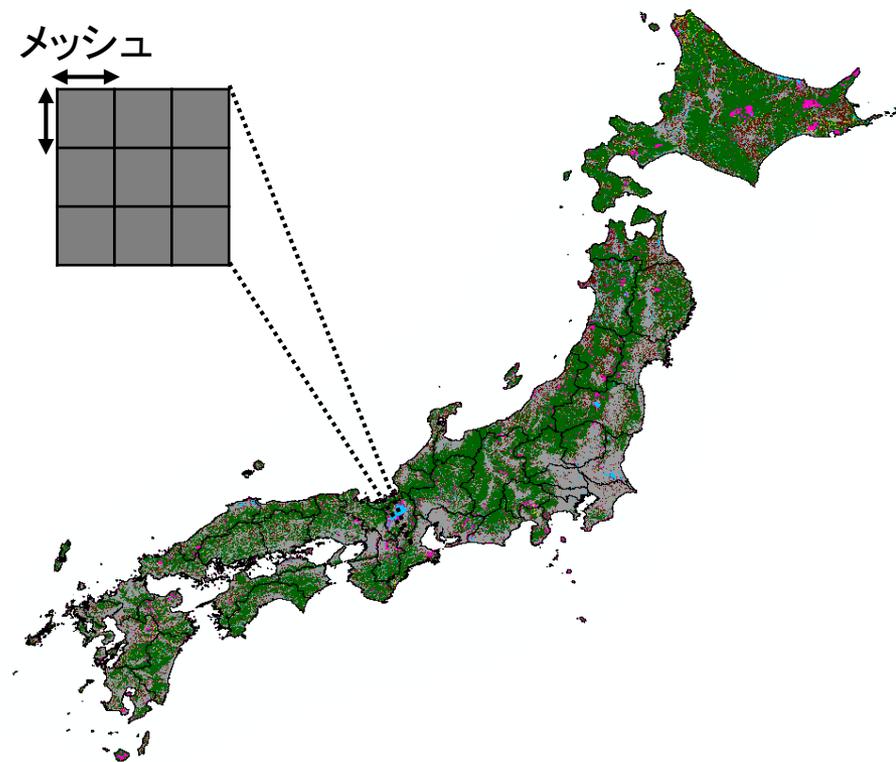
部門		主観的割引率の想定
発電		8% 但し、VREについてのみ5%とした試算も実施。
その他エネルギー転換		15%
産業		15%
運輸	乗用車	30%
	バス・トラック・鉄道・航空・海運	20%
家庭	給湯・冷暖房・厨房	20%
	家庭用燃料電池	30%
	照明その他	25%
業務		15%

地理情報システム(GIS)による評価方法

- | 精緻な解像度(100m-500mメッシュ)の土地・海域利用のGISデータを基に、太陽光・風力発電の導入可能量上限を評価。
- | **自然環境への影響や、利害関係者とのコンフリクトが生じやすい場所**を考慮した推計を実施した。

GISデータ	内容
土地利用	森林・河川・雑草地など
人口	メッシュ内人口
法区域	自然公園・漁業権の有無など
地形条件	傾斜角・水深・離岸距離など
自然条件	風速・日射量など

* データは国土交通省「国土数値情報」などよりダウンロード可能



太陽光発電の導入量上限

- シナリオ①～④における太陽光発電は地上設置型、屋根設置型(公共系建物・集合住宅)および戸建住宅太陽光を想定し、上限は合計**364.2GW(下表の赤枠部)**とした。地上設置型は100mメッシュを用いた地理情報システム(GIS)により推計。
- 営農型太陽光は、営農への支障がないことが前提であり、簡易な構造で撤去が容易である必要があることから、シナリオ⑤・⑥のみで考慮した(**合計418.8GW**)^{*1}。

区分	上限値 [GW]	考え方
地上設置型太陽光 (メガソーラー)	赤枠:シナリオ①～④の想定 65.7	雑草地・裸地・しの地・再生困難な荒廃農地に設置する想定。 陸上風力との競合場所を除外 ^{*2} 。
屋根設置型太陽光 (公共系建物・集合住宅)	43.3	建物の屋根全てに設置。 環境省調査[11]のレベル1の値を採用 ^{*3} 。
壁面設置型太陽光 (公共系建物・集合住宅)	95.7	東西壁面・窓10m²以上 に設置。 環境省調査[11]のレベル3とレベル1の差分を採用 ^{*2} 。
戸建住宅太陽光	159.5	戸建住宅(全方位)の全てに設置。 環境省調査[11]のレベル3の値を採用 ^{*4} 。
営農型太陽光	54.6	2020年度における全農業経営体(109万経営体)が50kWの太陽光発電システムを設置する想定 ^{*4} 。

*2 500mメッシュで推計したH.Obane.et.al[6], 尾羽ら[7]の考え方に基づき、2021年4月時点のGISデータを利用し、100mメッシュで推計。

*3 レベル1「屋根150m²以上・設置しやすいところに設置」レベル2「屋根20m²以上・南壁面・窓20m²以上・多少の架台設置は可」レベル3「東西壁面・窓10m²以上・敷地内空地なども積極的に活用」と定義され[8]、本推計では公共系建物・共同住宅のレベル3とレベル1の差分を概ね壁面として扱った。

*4 2020年度における農林業センサスにおける農業経営体数(109万経営体)×50kWとした。なお、2050年度における農業経営体数は都府県合計で約16.4万経営体に大幅に減少する見込みが示されているが[12]、過大側の設定を定めた。

風力発電の導入量上限

- シナリオ①～④の風力発電の導入量上限は、森林以外の陸上風力および領海内の洋上風力とした。合計で**428.5GW**(下表の赤枠部)である。各区分の導入量上限はGIS推計を基にした。
- シナリオ⑤、⑥では森林設置の陸上風力や接続水域の洋上風力設置を考慮した(計**923.1GW**)。ただし、森林は生態系影響などへの懸念もあり、必ずしも導入を推奨する場所ではない。

区分	上限値 [GW]	考え方
陸上風力 (森林以外)	赤枠:シナリオ①～④の想定 23.4	年間平均風速5.0m/s以上の雑草地・裸地・しの地・荒廃農地に設置*1。
着床式洋上風力 (領海内)	150.2	再エネ海域利用法における「促進区域」の指定対象となる海域のうち水深0-60mの海域に設置*2。
浮体式洋上風力 (領海内)	254.9	「促進区域」の指定対象となる海域のうち水深60-200mの海域に設置*2。
陸上風力 (森林)	249.1	環境省調査[11]の条件を参考に、保安林を除く民有林・国有林のうち年間平均風速5.5m/s以上・傾斜角20度未満の場所に設置する前提の下、GISで推計。
着床式洋上風力 (接続水域)	14.8	「促進区域」の指定要件を接続水域にまで適用する仮定に基づきGISで推計。
浮体式洋上風力 (接続水域)	230.7	「促進区域」の指定要件を接続水域にまで適用する仮定に基づきGISで推計。

*1 H.Obane.et.al[6], 尾羽ら[7]の考え方に基づき推計。

*2 2017年度の船舶通行量のデータを用いて、H.Obane.et.al[8], 尾羽ら[9]の考え方に基づき推計(既往研究では2014年度の船舶通行量を使用)。

環境省の導入ポテンシャルとの比較(太陽光発電)

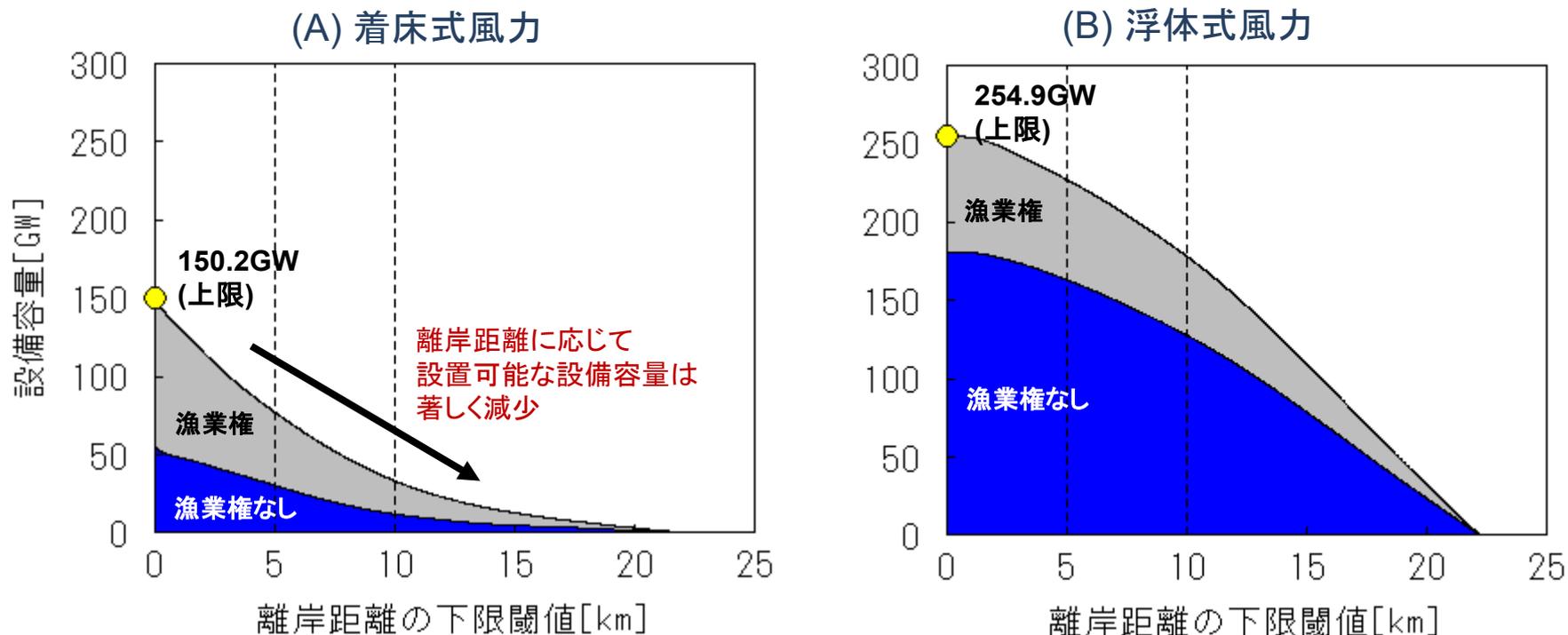
本推計における太陽光発電の上限値と環境省の導入ポテンシャルの際を以下に示す。

区分	本推計	環境省	備考
地上設置型太陽光 (メガソーラー)	65.7	81.95 (耕作放棄地)	本推計: GIS上で雑草地・裸地・しのみ地・再生困難な荒廃農地と 考えられる場所のうち、陸上風力との競合場所(年間平均風速 5.0m/s以上)を除外。 環境省: GIS上の「荒地」と「農業地域」の重複部分と定義。
設置型太陽光 (公共系建物・集合住宅)	43.3	139.0 (レベル3)	本研究で屋根設置・壁面設置とした設備容量の合計は環境省 の「公共系太陽光発電」の公共系建築物(19.06GW)、発電所・ 工場・物流施設(36.29GW)、低・未利用地(33.39GW)、および 「住宅等太陽光発電」の商業施設(2.68GW)・宿泊施設 (0.06GW)・共同住宅(47.2GW)の合計と一致するようにした。
壁面設置型太陽光 (公共系建物・集合住宅)	95.7		
戸建住宅太陽光	159.5	159.5	環境省の「住宅等太陽光発電」の戸建住宅と一致するようにし た。
営農型太陽光	54.6	2,365.45	本推計: 2020年度における全農業経営体が50kWの太陽光発 電システムを設置する想定。環境省の導入ポテンシャルの定 義・考え方とは一致しないことに留意が必要。 環境省: GIS上の「田」・「その他の用地」のうち設置可能な場所 のすべてに設置する想定。

洋上風力の導入量想定の留意点

- 領海内の導入上限値(着床式:150.2GW、浮体式: 254.9GW)は、**漁業権が設定されている海域や、景観・騒音などへの影響が懸念される陸地に近い海域**までも設置する前提となっている。
- なお、欧州などではコンフリクトが生じにくい数km離れた場所のみに立地を認めている*2。

離岸距離の下限閾値に応じた設置可能な設備容量



*1 高さ180mの風車を設置した際に、視点から風車までの距離が5-10kmの際に、海岸から風車までの角度(垂直見込角)が1-2°となる。

環境省ガイドライン[13]においては、同角度が1-2°となった際に「眺望への支障の可能性あり」とされる。

*2 英国(Round2)では8-13km以上、中国では10km以上、デンマークでは12.5km以上に設置されている[11]。

洋上風力導入量の内訳(利害調整者との調整の難易度別)

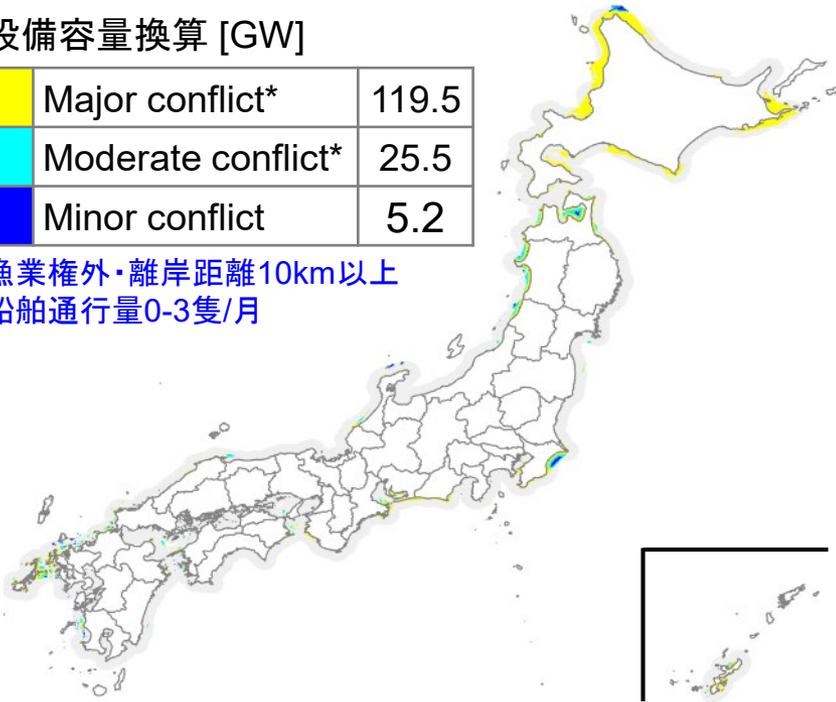
「促進区域」の指定を受ける対象となる海域の中でも、離岸距離や船舶通行量、漁業権の設定有無により、利害関係者との調整の難易度に応じて以下の通り海域が分類される[8]。

(A) 着床式風車の対象海域

設備容量換算 [GW]

Major conflict*	119.5
Moderate conflict*	25.5
Minor conflict	5.2

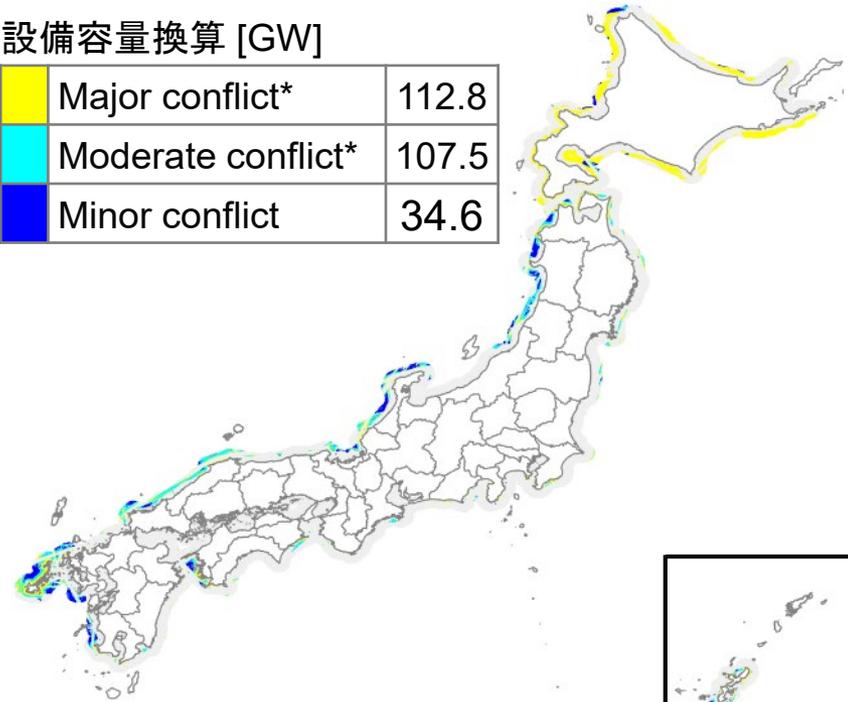
漁業権外・離岸距離10km以上
船舶通行量0-3隻/月



(B) 浮体式風車の対象海域

設備容量換算 [GW]

Major conflict*	112.8
Moderate conflict*	107.5
Minor conflict	34.6



- * **Major:** 離岸距離0-5km・船舶通行量21-31隻/月, 漁業権含むと定義。
- * **Moderate:** 離岸距離6-10km, 船舶通行量4-21隻/月, 漁業権外と定義。
- * **Minor:** 離岸距離10km-, 船舶通行量0-3隻/月, 漁業権外。