

2050年ネットゼロ排出に向けた最適技術選択評価

尾羽秀晃 大槻貴司 川上恭章 下郡けい 松尾雄司 水野有智 森本壮一

1. はじめに

我が国では、2020年10月の菅義偉内閣総理大臣の所信表明演説で、2050年までに温室効果ガスの排出を全体としてゼロにすることが宣言された。この野心的な目標の達成に向けて、再生可能エネルギーなどの様々なエネルギー技術を活用し、費用対効果の高い手段によって、抜本的なエネルギー需給構造の転換を図る必要性が高まっている。近年では、温室効果ガスのネットゼロ排出に向けた一つの手段として、太陽光発電と風力発電の活用が期待されているが、各電源が大量導入された際には様々な問題が生じることが予想される。

第一の問題は、太陽光発電と風力発電の立地問題である。これまで、固定価格買取制度(FIT)によって、太陽光発電の累積導入量は世界第三位に相当する60GWに達した一方で[1]、地価が安価な森林などにおける乱開発が進んでおり、2018年末時点で約90km²の森林が太陽光発電事業によって改変されている[2]。陸上風力も、これまで4.5GWが導入されたものの、その約半数は森林、山林、原野に設置されており[3]、風車の設置に伴う動植物や自然環境への影響への懸念などから、地域住民や環境保護団体との環境紛争が生じ、計画中止となった事例も多く存在する[4]。洋上風力についても、法律上では洋上風力の長期占有を認める「促進区域」の指定要件を満たす海域であっても、秋田県由利本荘市などのように、景観や騒音などへの懸念から地域住民からの反対を受ける事例も存在する[5][6]。このような事例を踏まえると、2050年までのネットゼロ排出に向けて再生可能エネルギーを活用するには、自然環境への影響や社会的受容性についても重視することが必要であり[7]、再生可能エネルギーがどのような場所に設置され、どの程度導入されるのか把握する必要がある。

第二の問題は、ネットゼロ排出を達成することを前提とした場合における、エネルギーシステム全体に生じる費用の増大である。これには、再生可能エネルギーや電気自動車、省エネ機器などの資本費だけでなく、バイオマス発電や原子力発電の燃料費、また各設備を維持するのに必要な維持費などが含まれる。電力システムだけに着目しても、変動性の太陽光発電と風力発電が大量導入に導入された場合、電源のバックアップに関わる費用や、供給力が不足することを防止するための費用が増大することが様々な文献により示唆されている[8]-[10]。そのため、2050年に向けて活用が期待される技術や、再生可能エネルギーの立地に関わる様々なシナリオにおいて、エネルギーシステム全体に生じる費用がどの程度生じるのか推計し、比較することが重要である。

このような問題を踏まえ、本研究ではエネルギー需給構造の転換において生じる立地影響や費用を最小限とすることを前提に、各エネルギー技術の組み合わせを評価する最適技術選択モデルを用いることによって、ネットゼロ排出を実現するために必要な方策の在り方についての評価を行った。なお、本稿は2021年6月30日の総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会で示した計算結果[11]について、前提条件や結果の解釈についての解説を加えたものである。

2. 最適技術選択モデル

本研究では、大槻ら[12][13]、および川上ら[14][15]によって開発された、エネルギーシステム全体を対象とする最適技術選択モデル(IEEJ-NE_JAPAN モデル)を用いた分析を行った。本モデルは、各エネルギー技術のコス

¹ 本分析の一部は文部科学省原子力システム研究開発事業JPMXD0220354480、および(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

トなどを入力値とし、線形計画法に基づき、排出量制約や電力需給などに関わる各種制約を与えた場合における、総コストが最小となるエネルギー技術の導入量や運用パターンなどを出力するモデルである。同モデルでは、発電、エネルギー転換、産業、運輸、家庭、業務の各部門における300以上の技術を対象とし、各技術に対して資本費や燃料費、CO₂排出量などを与えることにより、サービス需要を満たす各技術の組み合わせを評価する(表1)。例えば、発電部門を一例としてみると、太陽光発電や風力発電に加え、CCSを備えたガス火力発電や、水素発電やアンモニア発電を対象とし、各時間における電力需給バランスなどの制約などを満たす前提の上で、各発電設備の設備容量や出力パターンなどが決定される。本モデルはエネルギーの輸入などから二次エネルギー転換、地域間輸送やCO₂・貯留、最終消費までをモデル化しており、図1に示すフローの通り各種エネルギーが消費される想定としている。サービス需要は、産業、運輸、家庭、業務部門における37種類の需要を定義し、過去の実績値を基に、計量分析モデルによって推計した値を本モデルの入力値とした。

本モデルは、電力部門において1時間毎の詳細な需給制約を考慮でき、太陽光発電や風力発電が大量導入された際における需給バランスや、必要な蓄電設備の容量などについて詳細に評価することが可能である。本研究では、2000年から2017年までの気象条件を用いて分析を行った既往研究[14]において、最も蓄電容量が大きくなると評価された2003年を対象とし、各ノードにおけるアメダスの全天日射量と風速を基に、太陽光発電と風力発電の出力カーブの想定を行った。なお、各ノード内におけるならし効果などは考慮されない。

本モデルでは、 k 個の技術の固定費、燃料費、運転維持費(O&M費)などに関わる変動費の総和を総コストとし、式(1)に示す目的関数によって割引後累積コストの最小化が行われる。 y は時点を示す添え字で、本研究では計算の最終年度 y_e を2050年とし、その間は2015年、2020年、2030年、2040年の隔年で計算を行った。

$$\min J = \sum_{y=1}^{y_e} \sum_{i=1}^k (Fix_{y,i} + Fuel_{y,i} + Variable_{y,i}) \cdot r_y \quad (1)$$

Fix: 固定費(資本費と固定O&M費の和), *Fuel*: 燃料費, *Variable*: その他運転維持費, r : 将来のコストを初期時点換算へ割り引くための係数

代表的な制約条件としては、CO₂の排出量制約、各時間における電力需給バランス、立地条件に依存する各電源の導入量上限制約、供給予備力制約、負荷追従制約などがある[14]。このような制約があるため、太陽光発電や風力発電が発電しない時間帯においても、電力需給を一致させるため、特定の時間帯においては蓄電池の放電を行ったり、CCS付の火力発電が稼働したりすることとなる。なお、立地制約の影響を特に受ける太陽光発電と風力発電の導入量の上限については、後述するように各電源の設置による電源間の競合や、洋上風力の促進区域の指定要件などを考慮することによって与えた。

また、費用の評価では、ネットゼロ排出において特に重要となる電力分野に着目し、電力平均費用と電力限界費用の二種類の指標の評価を行った。本研究における電力平均費用は、式(1)で示される総コストのうち電力分野に関わる費用で、発電と電力貯蔵、地域間送電に関わる技術の集合を P とし、集合 P の固定費と燃料費、変動費の合計を年間電力需要(*ElecDem*)で除したものとし、式(2)の通り定式化した。これは、発電設備などの固定費を含めて、消費された電力1単位あたりにかかる費用と解釈される。

$$Electricity\ cost_y = \frac{\sum_{i \in P} (Fix_{y,i} + Fuel_{y,i} + Variable_{y,i})}{ElecDem_y} \quad (2)$$

ここで、固定費と変動費を年間発電量ではなく、年間電力需要で除した点には注意が必要である。再生可能エネルギーの導入が進展した場合、蓄電池の充放電や地域間送電に伴う電力損失が発生するが、年間発電量で割ると損失分も分母に含まれることになり、電力供給1単位あたりの費用を過小評価してしまう問題が生じる。この問題を回避するために、本研究では年間電力需要を分母としている。

一方、電力限界費用は、時間 t において電力を追加的に1単位生産した際に生じる費用であり、社会的余剰が最大化する資源配分を実現する時の価格の目安となる。電力限界費用は、必ずしも小売電気料金に直接反映されるものではないが、電力需要家が実際に電力供給を受けるために支払う費用に影響を与える要素の一つとなる。電力限界費用を各時間でみた場合、時間 t における発電に関わる燃料費に主に依存し、燃料費がかからない再生可能エネルギーが多く発電している時間帯においては、短期的な電力限界費用は小さくなる傾向にある。反対に、電力需要に対して再生可能エネルギーによる出力が不足している際には、ガス火力などを稼働させたり、蓄電池を放電したりすることになるため、短期的な電力限界費用は増大する。なお、前述の通り電力限界費用は必ずしも小売電気料金に直接反映されるものではないことと、値の絶対値は燃料費などの想定によって異なるため、電力限界費用の結果を解釈する際には、電力限界費用の絶対値ではなく、複数のシナリオ間における相対的な関係性に着眼することが重要である。

本モデルには以下のような限界が存在する。まず、将来のエネルギーサービス需要やエネルギー価格、太陽光や風力発電の1時間値の出力パターンは完全に予測できる前提となっており、太陽光発電や風力発電の出力の予測誤差は考慮されない。そのため、蓄電池やバックアップ電源の必要容量は過小側に評価されることとなる。また、本モデルは合計10地域の旧送配電事業者の管轄エリアを、北海道、東北、東京、西日本、九州・沖縄の5地域として模擬しているため、電力系統設備の位置情報や系統混雑、系統接続の制約については詳細に考慮されない。そのため、本モデルによる分析結果を解釈する上では、以上の点への留意が必要である。

表1 最適技術選択モデルにおける温室効果ガス削減対策技術の一例

発電部門	ガス火力 CCS, 石炭火力 CCS, 太陽光発電, 風力発電(陸上・洋上), 地熱発電, バイオマス発電, 水素発電, アンモニア発電, 揚水発電, 蓄電池(NAS 電池・Li-ion 電池)
その他 転換部門	石炭からの水素製造・天然ガスからの水素製造・水電解水素製造・水素貯蔵・メタネーション・CO ₂ 大気直接回収(DAC)・EV 充電
産業部門	革新的高炉技術, 高炉での CO ₂ 回収, 電炉, セメント製造時の CO ₂ 回収, 高性能セメント製造プロセス, 黒液回収ボイラー, 高性能工業炉, 高性能ボイラー, 高性能モータ
運輸部門	ハイブリッド自動車(HEV), プラグインハイブリッド車(PHV), 電気自動車(EV), 燃料電池自動車(FCV), CNG 車(貨物), LNG 車(貨物), LNG 燃料船
家庭部門 業務部門	高性能エアコン, 高性能ガス空調, 潜熱回収型給湯器, 高性能 HP 給湯器, 高効率照明・動力, 太陽熱温水器

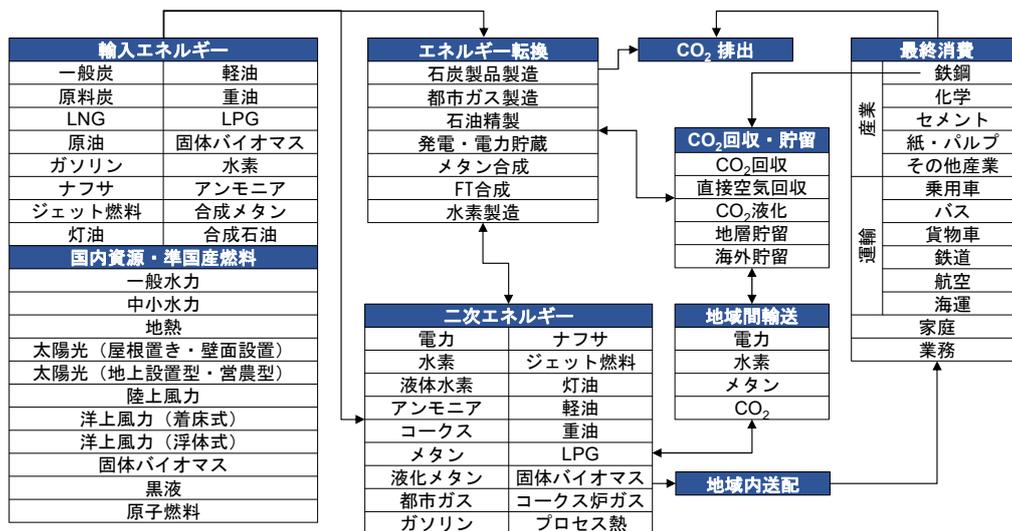


図 1 モデル化したエネルギーシステム

3. 前提条件

3.1 シナリオ設定

本研究では、2050年にエネルギー起源のCO₂を実質ゼロにする制約条件の下、立地条件と将来利用可能な技術に応じて6種類のシナリオを設定した(表2)。立地条件の設定にあたっては、朝野ら[7]を参考にした上で、自然環境や社会的受容性の観点から検討を行った。

(1)ベースケースにおいては、自然環境に影響を与える場所に太陽光発電や風力発電に設置しないという前提の下、森林には設置せず、雑草地などのみに各電源を設置する想定とした。洋上風力は、再エネ海域利用法が管轄する領域内(離岸距離22.2km未満)に風車を設置する前提とした。また、CCS貯留量の上限は国内1億tCO₂/年、国外1.5億tCO₂/年とし、原子力は現存設備が60年まで延長運転を行うことに加えて、建設中の3基が新設される前提とした。このベースケースを基準とし、(2)CCS拡大ケースではCCS貯留量の上限を国内2億tCO₂/年、国外3億tCO₂/まで拡大したものと、(3)原子力拡大ケースでは2050年における原子力の設備容量が2倍となる想定とした。また、(4)RE100ケースでは、発電電力量の全てを再生可能エネルギーによって賄うことを前提とし、原子力は2050年までに全て廃止し、火力発電はバイオマス火力のみとした。

また、これら4ケースに加え、太陽光発電と風力発電の社会的受容性が得られにくい場所や、導入の不確実性が高い場所にも設置することを想定する極端なケースとして、(5)ベースケース*および(6)RE100ケース*を設定した。これらのケースでは、営農と両立することを前提に、耕地にも太陽光発電を設置することに加え、自然環境への影響が懸念される森林や、現状の再エネ海域利用法の管轄対象外となっている接続水域(離岸距離44.4km未満)にも風車を設置することを想定している。森林については、現在風車が設置されている事例があるが、冒頭で示した通り地域住民の反対を受けて計画中止に至る事例が多く存在することや、地方自治体条例によって抑制区域に指定される動きにあることから、(5)ベースケース*、(6)RE100ケース*のみで風力発電が設置される場所とした。また、耕地についても、営農型太陽光発電の導入実績はあるものの、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[16]、簡易な構造で撤去が容易な構造であることが太陽光発電システムの支柱部分の農地転用の要件とされている。加えて、支柱部分の農地転用期間も最大10年とされており、現時点では大量導入を図る上では導入の不確実性の大きい場所とし、(5)ベースケース*、(6)RE100ケース*のみで太陽光発電が設置される場所とした。

表 2 設定したシナリオの要約

シナリオ名	森林設置 (陸上風力)	接続水域設置 (洋上風力)	耕地設置 (太陽光)	CCS	原子力
①ベース	なし	なし 領海(-22.2km)まで	なし	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
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
④RE100				火力発電なし	廃止
⑤ベース* (VRE 上限拡大)	あり	あり (-44.4km)まで	あり	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
⑥RE100* (VRE 上限拡大)				火力発電なし	

3.2 太陽光発電の導入量上限

太陽光発電は、地上設置型太陽光発電、屋根設置型太陽光発電（公共系建物・集合住宅）、壁面設置型太陽光発電（公共系建物・集合住宅）、戸建住宅太陽光発電、営農型太陽光発電の5種類に分類し、分類した区分毎に太陽光発電の導入量の上限を設定した。

地上設置型太陽光発電については、尾羽ら（電中研報告）[17]、Obane et al[18]の考え方にに基づき、全国を15の土地利用に細分し、設置制約が小さい土地利用として雑草地・裸地・しの地・再生困難な荒廃農地のうち、自然公園、自然環境保全区域、鳥獣保護区（普通・特別保護区）を除外した場所に設置する前提とした。この前提の下、GISを用いて日本の全国土を100mメッシュに分割し、2021年4月時点で得られる最新のGISデータを用いて設置可能場所の面積を推計すると、3,321km²となった。なお、500mメッシュを用いた文献[17][18]とは、メッシュの大きさと使用する元データの入手時期が異なるため、各文献の値(3,428km²)とは一致しない。なお、年間平均風速5.0m/s以上で太陽光発電と陸上風力と競合する場所(2,341km²)においては、電力エリア毎の電力需給バランスを考慮し、陸上風力を優先して設置する前提とし、年間平均風速5.0m/s未満の場所(980km²)に太陽光発電65.7GWまで設置可能な想定とした。物理的には同じ場所に太陽光発電と風力発電の二種類の電源を設置することは可能であるが、風力発電の設置やメンテナンス時に地上の太陽光発電に支障が生じる可能性があることや、太陽光発電が風力発電の日影の影響を受けやすくなることが懸念される。また、競合場所に太陽光発電と風力発電を導入したとすると、太陽光発電が昼間の電力需要の少ない北海道にも大量に導入されることになるため[17][18]、本研究では各電源の競合場所には陸上風力のみを設置するとした。

公共系建物と集合住宅の屋根設置型太陽光発電の導入量上限は、環境省調査[19]における「公共系建築物」「発電所・工場・物流施設」「低・未利用地」「商業施設」「宿泊施設」の合計値とした。環境省調査では、設置場所の条件に応じてレベル1-3の3レベルの設備容量を試算しており、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」と定義される。この各レベルの考え方を参考に、本研究では対象とした設置場所におけるレベル1の合計値(43.3GW)を屋根設置型太陽光、レベル3とレベル1の差分(95.7GW)と想定し、壁面設置型太陽光とした。なお、レベル3とレベル1の差分の中には、150m²未満の屋根や未利用空

間も一部含まれると考えられるが、これらについては細分された値が公表されておらず、壁面と比較して内訳は小さいと推察されるため未考慮とした。

戸建住宅太陽光発電については、環境省調査の戸建住宅のレベル3 (159.5 GW) の値を上限値として採用した。この想定値は、戸建住宅の全ての方位の屋根に設置することを想定したものであり、日射条件の悪い北側の屋根も含まれている。ただし、この値には、2050年までの人口減少に伴う住宅の減少や空室率については考慮されていないため、空き家にも太陽光発電を設置する想定となっている。人口減少を考慮した場合の導入ポテンシャルは122.2 GWとの試算もあり[20]、今回想定した上限値は、今後の人口減少を考慮すると楽観的な想定と考えられる。

営農型太陽光発電の導入量上限については、朝野ら[7]の考え方を参考に、2020年度における全農業経営体(109万経営体[21])が50kWの太陽光発電システムを設置する想定とし54.6 GWとした。環境省調査では、GIS上の「田」と「その他の用地」のうち設置可能場所の全てに設置する想定のもと2,365.45 GWと推計している。これは、耕地のほぼ全面に営農型太陽光発電を設置する想定であるが、全面に太陽光発電を設置した場合、農機の使用に支障が出る可能性があることや、日射量が必要な農作物の上まで太陽光発電を設置しなければならないことが想定される。現状では、営農型太陽光発電の9割以上が低圧の50kW未満の案件であることを踏まえ、本研究では各農業経営体が1システムずつ太陽光発電を所有するとした。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おり[7][22]、北海道を含めても約20万経営体程度になると推定されることから、今後の農業人口の減少を踏まえれば楽観的な想定と考えられる。

これらを総括すると、シナリオ①—④太陽光発電の上限量は全区分の合計で364.2 GWとなり、シナリオ⑤、⑥はこれに営農型太陽光発電を加えて418.8 GWとなる。

表 3 太陽光発電の導入量上限[GW]

区分	本研究	環境省[19]	考え方
地上設置型太陽光	65.7	81.95	本推計: GIS上で雑草地・裸地・しの地・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を除外。 環境省: GIS上の「荒地」と「農業地域」の重複部分と定義。
屋根設置型太陽光	43.3	139.0	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	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」の戸建住宅の値を採用した。
営農型太陽光 (シナリオ⑤・⑥のみ)	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: 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。

3.3 風力発電の導入量上限

陸上風力については、前述の尾羽ら(電中研報告)[17]、Obane et al[18]の考え方に基づき、雑草地・裸地・しの地・再生困難な荒廃農地のうち年間平均風速5.0 m/s以上の場所(2,341 km²)に設置する想定とした。この

場所において、最大で陸上風力 23.4 GW が設置可能である。環境省調査[19]では、陸上風力の導入ポテンシャル 285 GW と評価されているが、これは保安林以外の民有林と国有林における導入ポテンシャル約 250 GW が含まれている。しかし、冒頭で示した通り、民有林と国有林には風車の導入実績はあるものの、生態系影響への懸念から地域住民からの合意が得られない場合もあり、必ずしも導入が推奨される場所ではない。そのため、シナリオ⑤、⑥の VRE 導入拡大ケースでのみ、環境省調査と同様に、年間平均風速 5.5 m/s 以上でかつ傾斜角 20 度未満の民有林と国有林（いずれも保安林を除く）を設置場所として考慮した。

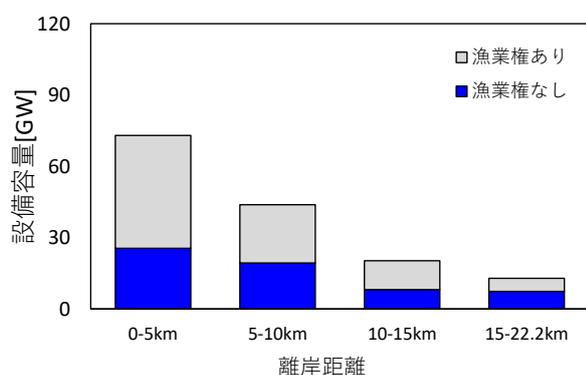
洋上風力については、尾羽ら（社会経済研究所研究資料）[23]、Obane et al[24]の考え方にに基づき、再エネ海域利用法が規定する促進区域の指定要件を満たす海域のみ風車を設置する前提とした。本研究では、2017 年の AIS 搭載船通行量のデータ（文献[23][24]では 2014 年のデータを使用）を用いて、洋上風力が設置可能な面積を推計すると 25,033km²（水深 60m 未満）、42,550km²（水深 60 m 以上 200 m 未満）なり、これらを設備容量に換算すると着床式風車 150.2 GW、浮体式風車 254.9 GW となる。ただし、本研究で洋上風力の設置対象とした海域であっても、漁業権が設定されている海域や、陸地に近い海域が多く含まれていることに留意する必要がある。実際に、「促進区域」に指定された秋田県の由利本荘市では、景観や騒音への懸念から地域住民からの反対運動が生じており、開発地を陸地から 10 km 離すべきとの要望などが出されている[6]。洋上風力の導入が進む欧州などでは、陸地から数 km 離れた場所のみ風車の立地を認めているが、わが国においては陸地から離れると水深が深くなるため、陸地から離れた場所に設置できる着床式風車は限られる（図 2）。そのため、着床式風車 150.2 GW、浮体式風車 254.9 GW を設置しようとする、漁業権者や地域住民などからの社会的合意が得られるかが課題となる。

環境省調査の導入ポテンシャルは、着床式風車 337 GW、浮体式風車 783 GW と評価されているが、これは再エネ海域利用法が管轄する領海の外（22.2km 以遠）や、船舶が頻繁に航行する場所までも設置場所の対象として含まれている。そのため、本研究で上限とした導入量とは一致しない。

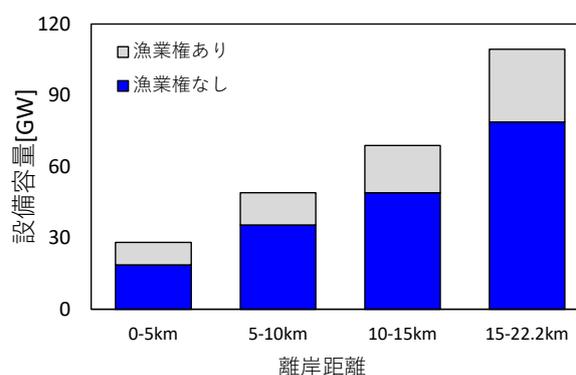
シナリオ①-④では、領海の中のみ風車を設置する前提とし 405.1 GW とした。なお、シナリオ⑤・⑥では、将来的な法改正や近隣諸国との調整などによって、領海の外である接続水域（-44.4 km）にまで風車を設置する前提とし、着床式風車 165.0 GW、浮体式風車 487.6 GW を導入量の上限とした。仮に接続水域にまで風車の立地を認められるようにしたとしても、着床式風車の導入量の上限は大きく変わらない。そのため、領海の外にまで風車の立地を認めようとする場合、併せて浮体式風車の技術開発が重要となり得る。

表 4 風力発電の導入量上限[GW]

区分	上限値[GW]	考え方
陸上風力 (森林以外)	23.4	年間平均風速 5.0 m/s 以上の雑草地・裸地・しの地・荒廃農地に設置
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 60 m 未満の海域に設置
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 m 以上 200 m 未満の海域に設置
陸上風力 (森林)	249.1	環境省調査[19]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
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推計



(A) 着床式風車(計 150.2GW)



(B) 浮体式風車(計 254.9GW)

図 2 領海内における離岸距離別の洋上風力の設備容量 [GW]

3.4 太陽光・風力発電の資本費の想定

太陽光発電の資本費は、設置の規模によって異なるため、2020年の資本費を3つのケースに細分して想定した。本研究では、調達価格等算定委員会[25]で示されている資本費が安い上位15%の値を低ケース、上位50%の値を中ケース、資本費の分布が等分布と仮定した上で下位15%の値を推定したものを高ケースとした。モデル上においては、各ケースを3等分とし、資本費が低い低ケースから順に太陽光発電が導入される。2050年までの資本費は、累積生産量に応じて生産コストが低下する前提に基づく学習曲線によって推計を行い、モジュールの学習率21%、モジュール以外の学習率15%として推計を行った。

他方、風力発電については、調達価格等算定委員会[25]で示されている2020年の資本費の想定値を基準とし、タービンの学習率8%、タービン以外の学習率7%として推計を行った。風力発電については、実績が少なく、コスト分布に関する十分情報が得られていないため、モデル上で資本費のケース分けは行わず中心に近い値を適用した。また、浮体式風車については、日本ではコストデータが十分でないため、Stehly et al[26]を参照に着床式風車

の1.3倍と仮定した。

学習率から将来の資本費を算出する際、太陽電池モジュールと風力タービンについては世界の累計導入量、その他の部分については日本国内の累計導入量によってコストが低減するものと想定し、世界についてはIEA[27]の Sustainable Development Scenario、日本については本モデルによる標準的な試算結果に基づいて計算を行った。正確には試算ケースごとに将来の太陽光発電と風力発電の導入量が異なり、従ってコストの低減速度も変化すると考えられるが、そのフィードバックは考慮していない。なお、各電源の設備利用率は、場所によって値が異なることを考慮し、GISの年間平均日射量と年間平均風速を基に、文献[18]の考え方と同様に、簡易的に計算した値を使用した。

図3に想定した資本費と、各地点における設備利用率を基に、均等化発電原価(LCOE)を推計した結果を示す。各電源のLCOEの幅は、各地点における日射条件と風況条件、および3分割した太陽光発電の資本費のケースによって決定される。例えば、建物設置型太陽光発電のLCOEの上限側は、日射条件の悪い壁面に設置された太陽光発電のLCOEとなる。モデル上においては、このLCOEの幅を考慮し、LCOEの低い場所から順番に各電源が導入されることを想定している。

これまでは、雑草地だけでなく土地代の安価な森林などにも太陽光発電システムが実際に設置されているが、本研究では森林は設置場所から除外しており、日射条件の悪い雑草地や工事費が高い建物にも設置することを想定している。そのため、直近の太陽光発電のFIT入札(第8回)では、供給価格10円/kWhで落札された事例があるが、本研究における太陽光発電のLCOEは、必ずしも直近のFIT入札の供給価格を下回らない想定となっている。

表5 資本費の想定値[万円/kW]

		2020	2030	2040	2050
地上設置型太陽光発電	低位	16.0	12.6	11.3	10.5
	中位	21.6	16.9	15.2	14.1
	高位	27.2	21.3	19.0	17.7
建物設置型太陽光発電	低位	21.0	15.4	13.4	12.3
	中位	30.1	22.0	19.2	17.5
	高位	39.1	28.7	24.9	22.8
陸上風力		28.2	24.9	23.1	22.1
洋上風力(着床式)		51.5	50.7	47.0	45.0
洋上風力(浮体式)		67.0	65.9	61.0	58.5

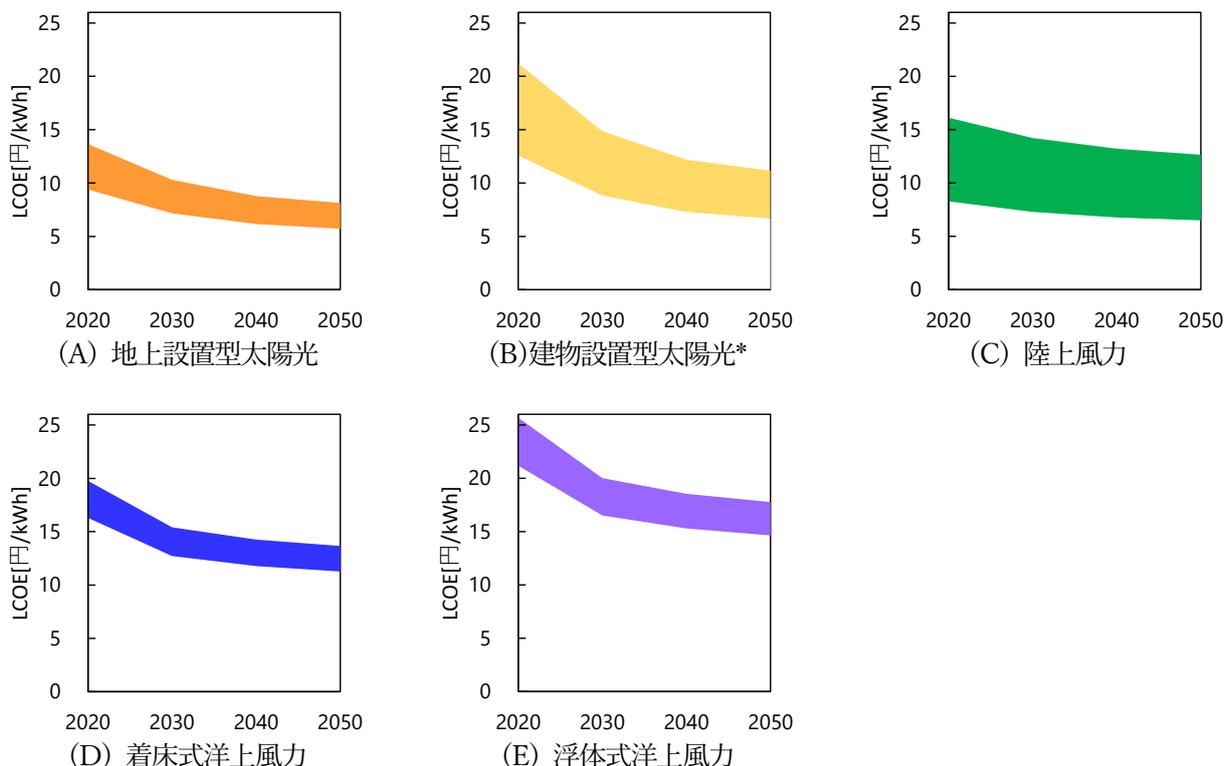


図 3 想定した資本費に基づく LCOE [¥/kWh]

* 建物設置型太陽光は、屋根設置型太陽光・壁面設置型太陽光・戸建住宅設置型太陽光が含まれる

3.5 エネルギー輸入価格の想定

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)の輸入を想定している。2040年までの化石燃料価格は、IEA WEO2020[27]の Sustainable Development Scenario における価格見通しの伸び率を用いて推計した。なお、2040年以降については、直前期間の伸び率を用いて外挿した。

水素とアンモニア価格は、技術動向を勘案し、水素、アンモニアの製造・輸入サプライチェーンを構成する各プロセスのコストを積み上げることにより、水素 11.7 万円/toe、アンモニア 9.9 万円/toe と想定した。また、輸入合成燃料は、海外における再生可能エネルギーの発電場所において、水電解水素と DAC で回収した CO₂ から製造すると仮定し、合成メタン 17.6 万円/toe、合成石油 19.3 万円/toe と想定した。

表 6 想定したエネルギー輸入価格[万円/toe]

水素	アンモニア	合成メタン	合成石油
11.7	9.9	17.6	19.3

3.6 エネルギー貯蔵の想定

本モデルでは、エネルギー貯蔵技術として、揚水式水力発電、系統用蓄電池、自動車用蓄電池、圧縮水素貯蔵、ヒートポンプ給湯器の技術を想定した。なお、自動車用蓄電池については、自動車保有者の50%が系統側の需給調整のために充放電を行う仮定を置いた。

また、ヒートポンプ給湯器と自動車用蓄電池については、各機器の保有者が必要な際に熱エネルギーや電力エネルギーが使用されるため、0時における蓄電容量が翌日の0時の蓄電容量と等しくなる単日制約を課している。なお、単日制約の課し方については制約のかけ方に関する不確実性があるため、蓄電池が多く導入されたシナリオについては、単日制約をかけた場合にとの程度の影響が生じるのか感度分析を行った。

4. 評価結果

4.1 2050年におけるエネルギー需給

各シナリオの2050年における電源構成を設備容量で示したものを図4(A)、発電電力量で示したものを図4(B)に示す。なお、太陽光発電と風力発電の割引率は5%、それ以外の電源については8%とした。

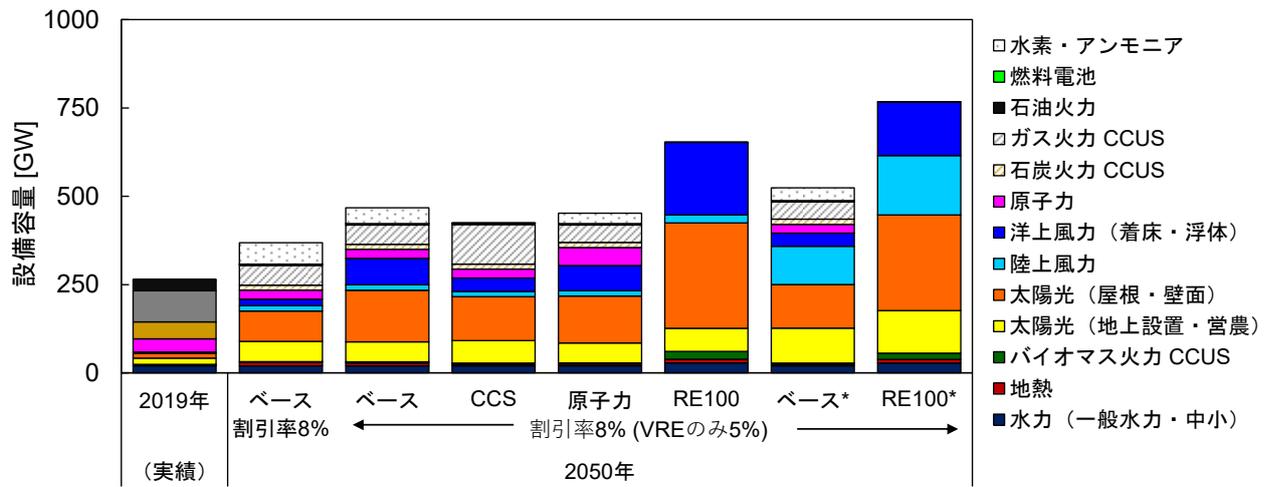
まず、ベースケースに着目すると、太陽光発電の設備容量は、地上設置型56.8GW、建物設置型145.4GWとなり、陸上風力と競合しない雑草地のほぼ全てに加え、全ての建物屋根のうち約3/4にまで太陽光発電が導入される想定となる。風力発電の設備容量は、陸上風力16.0GW、洋上風力(着床式)69.4GW、浮体式風車(浮体式)5.3GWとなり、洋上風力が多く導入される。ただし、着床式風車69.4GWを実現しようとする、図2で示した通り、漁業権が設定されている海域や陸地に近い場所にまで風車を設置せざる得なくなる。そのため、ベースケースにおいても、既に文献[7]などで示されている通り、電源設置に関わる社会的受容性をどのように得るかが課題となる。

次に、RE100シナリオやRE100*シナリオに着目すると、太陽光発電は地上と建物の設置可能場所のほぼ全てに設置されることとなる。太陽光発電の運転期間が20-30年程度とされる中で、2050年以降には大量の太陽光発電のリプレイスや廃棄が行われることとなる。また、特に洋上風力はRE100シナリオで204.7GW、RE100*シナリオで151.9GWとなる。この規模の洋上風力を導入しようとする、「促進区域」の指定要件を満たす海域の約1/3から半分程度が風車で埋め尽くされることとなり、浮体式風車を設置したとしても、ある程度は陸地に近い場所にまで風車を設置せざる得なくなる。また、森林開発を認めたRE100*シナリオにおいては、森林で164GWの陸上風力の設置が必要となり、岩手県の面積にほぼ相当する16,400km²において風車が設置されることとなる。実際は、風車の間隔があるため、この面積の全ての森林が消失する訳ではないが、タービン運搬道路の建設に伴う土地改変や、タービン設置による生態系への潜在的影響についても考慮する必要がある。

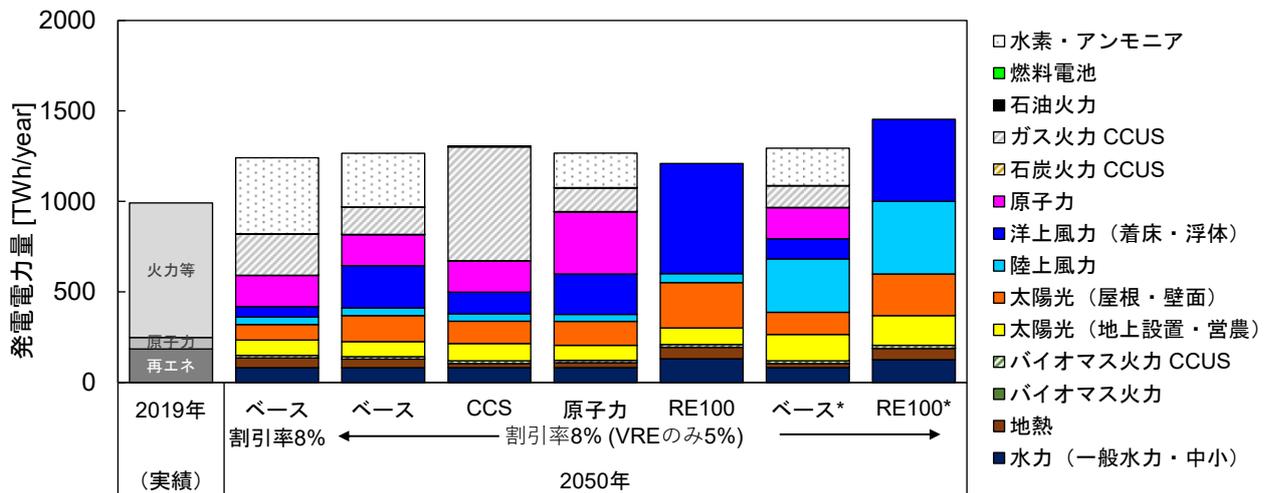
2050年における各シナリオの発電電力量を見ると、再生可能エネルギーの発電量比率はベースシナリオで50%となり、残りの約10%は原子力、約20%はCCUS付きのガス火力、約35%は水素とアンモニア火力が導入される結果となった。すなわち、エネルギー総コストを最小限にする上では、再生可能エネルギーだけでなく、原子力やCCUS付きのガス火力、水素火力やアンモニア火力などをバランス良く導入されることが有効である。ただし、エネルギー総コストが最小限となる電源構成は、電源の割引率にも依存する。例えば、太陽光発電と風力発電の割引率を5%から8%に引き上げた場合、再生可能エネルギーの発電量比率は50%から34%となる。一般に、再生可能エネルギー事業リスクが大きいほど割引率は増大する傾向がある中で、ベースシナリオの再生可能エネルギー50%を実現する上では、どのように再生可能エネルギー事業の予見性を高めるかも課題となる。

また、太陽光発電と風力発電の導入量の上限を拡大したベース*シナリオでは、森林に安価な陸上風力が大量に設置される結果となり、再生可能エネルギーの発電量比率は60%となった。ただし、4.3節と4.4節で後述する

通り、生態系影響への影響が懸念される森林に設置した場合において、どの程度電力平均費用や電力限界費用が安価に抑えられるのか定量的に把握することが重要である。



(A) 設備容量[GW]



(B) 発電電力量[TWh/year]

図 4 2050年における電源構成

表 7 2050 年における太陽光発電と風力発電の設備容量[GW]

	標準導入量ケース					導入量上限拡大ケース		
	ベース	CCS	原子力	RE100	導入量上限	ベース*	RE100*	導入量上限
地上設置型 太陽光	56.8	64.3	56.8	65.7	65.7	99.6	120.3	120.3
建物設置型 太陽光	145.4	124.1	133.2	298.5	298.5	123.5	271.0	298.5
陸上風力	16.0	15.0	15.0	23.4	23.4	108.4	167.8	272.5
洋上風力	74.7	37.8	71.2	204.7	405.1	36.6	151.9	650.6

4.2 最終エネルギー消費

各シナリオの2050年における最終エネルギー消費を図5に示す。いずれのシナリオにおいても、石炭および石油製品の最終エネルギー消費量が大きく減少し、2050年の最終エネルギー消費量は2019年実績の約半分となる。RE100シナリオとRE100*シナリオの電力消費量は、後述する電力平均費用や電力限界費用が上昇し、電力以外のエネルギーが優先的に使用されるため、ベースシナリオと比較して小さい結果となった。ただし、RE100シナリオでは電力の最終エネルギー消費は小さいが、蓄電における充放電損失等が大きいため、図4で示すようにRE100シナリオとRE100*シナリオの発電電力量は大きく減少しない。

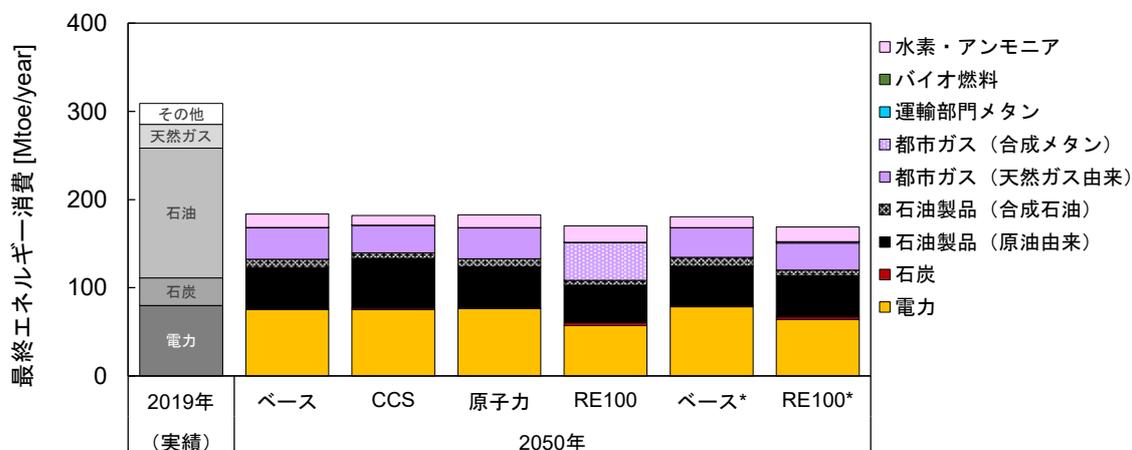


図 5 2050 年における最終エネルギー消費

4.3 電力平均費用

各シナリオの2050年における電力平均費用を実質割引率3%で計算した値を図6に示す。その結果、検討した6つのシナリオの中では、RE100シナリオの電力平均費用が最大となった。RE100シナリオでは、火力電源の燃料費が大きく削減されるが、他のシナリオと比較して風力発電と太陽光発電の導入量が高くなるため、発電に関わる固定費が多くなる。この固定費は、将来の風力発電と太陽光発電の予測値にも依存する点に留意する必要があるが、本研究で想定した前提条件の下では、RE100シナリオの固定費は、ベースシナリオと比較して約2倍となった。

森林にも風車の設置を認めるとした RE100*シナリオでは、洋上風力の代わりに安価な陸上風力が優先的に設置されるため、RE100 シナリオと比較して電力平均費用は減少する。しかし、CCS や原子力を活用するシナリオと比較して電力平均費用は上回る結果となり、規制緩和などによって森林にまで開発地域を拡大したとしても、電力平均費用の低減効果は限定的でしかない。

RE100 シナリオと RE100*シナリオでは、全体の費用に占める割合は小さいものの、他のシナリオと比較して電力貯蔵と地域間送電に関わる費用分が増大する。図 7 のように、2050 年におけるエネルギー貯蔵容量を見ると、自動車用を除く蓄電池と圧縮水素貯蔵によるエネルギー貯蔵容量は 3272 - 3832 GWh となり他シナリオと比較して、大幅に上回る結果となった。ただし、エネルギー貯蔵量は VtoG の運用方法や無風期間の長さなどの様々な条件に依存することに留意する必要がある。例えば、RE100 シナリオにおける自動車用を除く蓄電池の容量は 398 GWh と推計されたが、0 時の蓄電容量が翌日の 0 時の蓄電容量と等しくなる単日制約を除外し、自動車の運行パターンに依らず電力需給を優先して充放電を行うという極端な想定を行った場合、必要な蓄電池容量は 156 GWh となる。反対に、V to G による充放電を未考慮とした場合には、851 GWh となる。このように、V to G の運用パターンや制約条件によって必要な蓄電容量は異なるが、現在の戸建住宅(2,876 万戸)の全てに 10 kWh の蓄電池を設置しても 265 GWh 程度にしかならず、再生可能エネルギー100%で電力供給を行うことを想定した場合、相当な規模のエネルギー貯蔵設備が必要となることが想像される。

また、地域間連系線についても、再生可能エネルギー100%で電力需要を満たそうとする場合、地域間連系線の増強を行った方が総コストを低減できる結果となり、地域間送電の固定費が他のシナリオを上回る。RE100 シナリオにおいては、北本連系線の連系容量 14 GW(2020 年 0.9 GW)、東北-東京の連系容量 44 GW (2020 年 13 GW) となり、北海道エリアや東北エリアにおける風力発電による電力を東京に大量に送電するために、北本連系線だけでなく、東北-東京エリア間の地域間連系線の大規模な拡張を行う結果となっている。

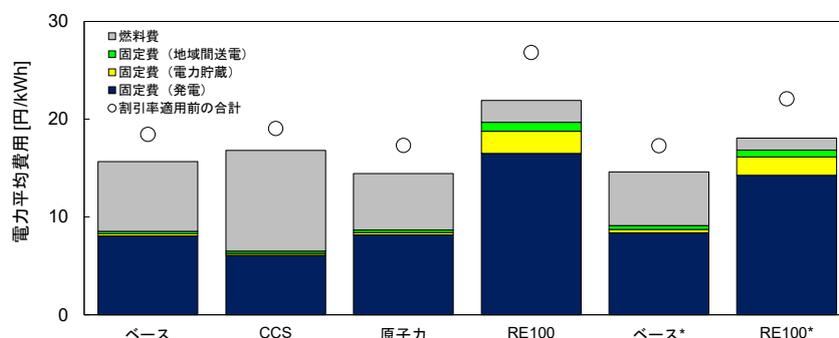


図 6 2050 年における電力平均費用 (割引率 3%で換算)

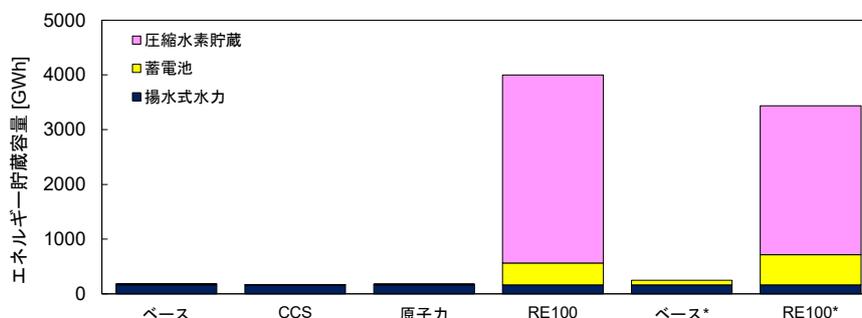


図 7 2050 年におけるエネルギー貯蔵容量[GWh]

4.4 電力限界費用

2050年における各エリアにおける電力限界費用の年平均値を図8に示す。第2章でも示した通り、電力限界費用は必ずしも小売電気料金に直接的に反映されるものでなく、絶対値は燃料費などの想定に依存するため、各シナリオの相対関係などに留意する必要がある。

各シナリオの電力限界費用の年平均値は、ベースシナリオ、CCSシナリオ、原子力シナリオ、ベース*シナリオはほぼ同じ程度であり、再生可能エネルギー100%で電力を供給するRE100シナリオでは、ベースシナリオと比較して電力限界費用が約2倍となる結果が示された。RE100シナリオの東京エリアにおける電力限界費用の持続曲線(図9)に着目すると、燃料費が発生しない太陽光発電と風力発電の大量導入に伴い、他のシナリオと比較して、電力限界費用が0円/kWhとなる時間帯が多く発生する。しかし、太陽光発電や風力発電がともに発電しない時間帯においては、蓄電池に充電した電力や、水素・アンモニア発電などで賄う必要があるため、電力限界費用が大きく増大する時間帯が生じる。例えば、東京電力エリアにおいては、電力限界費用は最大で684円/kWhに達するが、この際には蓄電池に蓄電された電力によって電力需給を賄っている。

このように、RE100シナリオにおいては、電力限界費用が0円/kWhになる期間と高騰する期間に二極化されており、結果として時間平均としてみた電力限界費用が上昇している。このような場合、時間平均としての電力限界費用が単純に上昇するだけでなく、再生可能エネルギーで発電された電力の卸電力市場への売電で収益を得る場合には、十分な収益が見込めないことや、事業の予見性が困難になることが予想される。そのため、自家消費などを前提とした投資回収の重要性がより増すこととなる。

また、森林開発等を前提とするRE100*シナリオであっても、電力限界費用は無風期間などに依存するため、電力限界費用の低減効果は限定的であり、CCSや原子力を活用したシナリオより電力限界費用が相対的に高くなる傾向が示された。

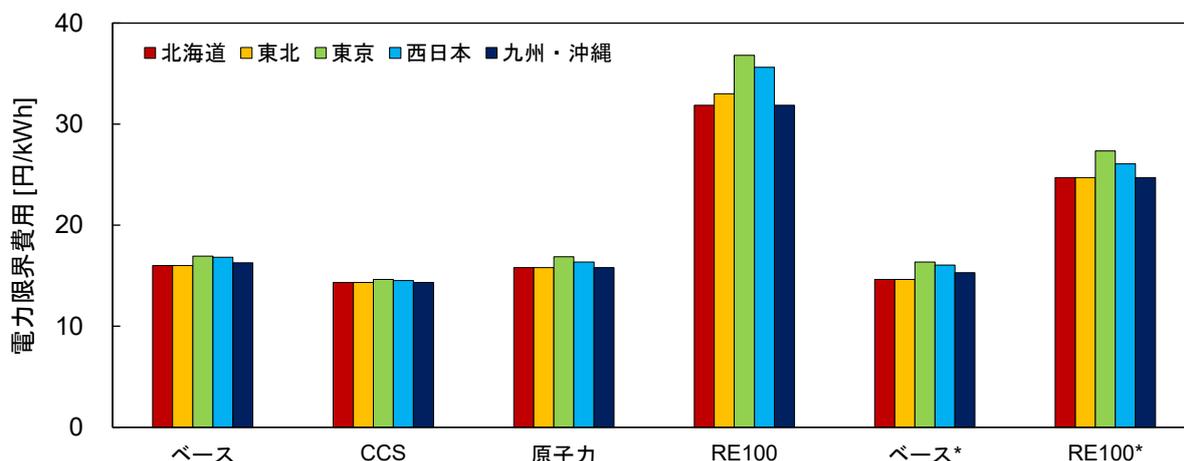


図8 2050年における各地域の電力限界費用(年平均値)

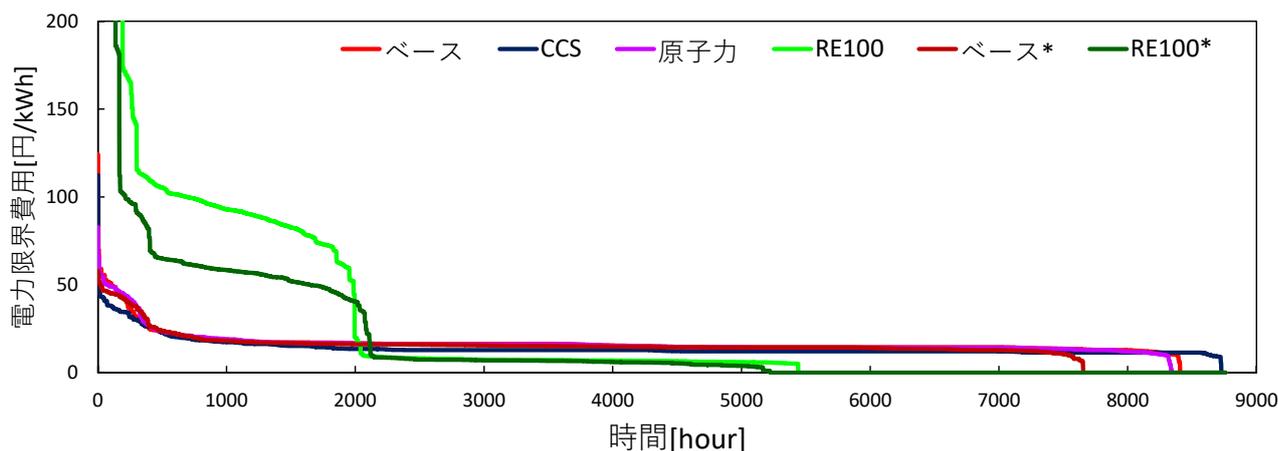


図 9 東京エリアにおける電力限界費用の持続曲線

5. 結論

本研究では、最適技術選択モデルを用いることによって、将来技術に関する複数のシナリオの下、2050年におけるエネルギー需給や各種費用の評価を行った。今回設定した条件の下では、ベースケースの発電電力量に占める再生可能エネルギー比率は約50%となり、残りは水素火力やアンモニア火力が占める結果となった。このことから、エネルギー総費用を最小限にするには、再生可能エネルギーだけでなく、原子力発電やCCS付ガス火力、水素火力やアンモニア火力などをバランス良く導入していくことが重要であることが示唆された。

RE100シナリオで想定した通り、再生可能エネルギーで100%の電力供給を担う場合、壁面を含む建物や雑草地のほぼ全てが太陽光発電で埋め尽くされることに加え、洋上においても陸地に近い海域や漁業権が設定されている海域の大部分が風車で埋めつくされることとなる。太陽光発電や風力発電の運転期間は20年程度とされている中で、2050年に設置可能場所のほぼ全てに太陽光発電や風力発電が設置されたとしても、2050年以降大規模な撤去とリプレイスも必要となり、大量の廃棄物の処理や、リサイクルをどのように行うかについても課題となる。

電力平均費用や電力限界費用についても、大量の再生可能エネルギーが導入された場合には、ベースケースと比較して相対的に増大することが示唆された。森林などにも発電設備の立地を認め、雑草地などよりも風況条件が良い場所にも風車を設置した場合、電力平均費用や電力限界費用の低下には貢献はするものの、無風期間における蓄電池などの活用は必要となるため、各費用の低減効果は必ずしも高くない。現在、風力発電の導入拡大に向けて、国有林や水源涵養や土砂災害防止の観点で指定されている保安林の解除などの規制緩和の提案が行われているが[28]、電力平均費用の低減効果などを考慮した上で、自然環境への影響が懸念される場所にまで規制緩和を行うべきかといった慎重な議論が求められる。再生可能エネルギーの導入拡大に向けた規制緩和を行うのであれば、浮体式洋上風力発電の研究開発支援などと併せ、現在の再エネ海域利用法の管轄外となっている領海外の規制緩和の検討を行うなど、自然環境への影響を最小限にする観点も必要である。

第2章で示した通り、結果を解釈する上で、モデルの限界について理解することが重要である。例えば、本モデルは将来の需要や自然変動電源の発電量の出力を完全に予測できる前提となっており、予測誤差は含まれない。そのため、この誤差を考慮することにより、実際に必要な蓄電池容量はさらに増大する。また、単年の気象データに基づいた分析であるため、無風期間などを考慮するためには、長期的な気象データに基づく分析が必要となる。そのため、本研究で示した各種コストの絶対値については、特定の条件下における値であり、本分析ではあくまでも各シナリオ間の相対関係について焦点を当てたものであることについて留意されたい。

本検討では6種類のシナリオの検討を行ったが、各シナリオで想定した各技術の実現性についてはいずれも不

確実性がある。例えば、原子力については立地に関わる社会的合意や安全性の確保、CCSについては貯留ポテンシャル、再生可能エネルギーについては自然環境との両立や立地に関わる社会的合意などが課題となる。近年では、原子力の安全性や核廃棄物に対する懸念や化石燃料使用の反対の動きなどから、再生可能エネルギー100%で電力を供給する提唱もなされている。しかし、現時点で様々な選択肢の可能性を排除し、特定の技術に偏ったシナリオに沿ってネットゼロ排出を目指した場合、CO₂の削減に関わる費用対効果を悪化させてしまうだけでなく、特定技術の大量導入が実現しなかった場合に代替手段によるリカバリーが困難となってしまう恐れもある。例えば、長期的な計画と建設が必要な原子力発電やCCSについては、一度可能性を完全に排除してしまうと、限られた時間の中で再度活用することが難しくなることも懸念される。そのため、2050年に向けて様々な技術の活用可能性が残されている中で、現時点においては多様なオプションを追求し、ネットゼロ排出に向けて費用対効果の高い技術に対する支援を行うなど、バランスのとれたエネルギーミックスを目指すことが望まれる。

参考文献

- [1] 経済産業省資源エネルギー庁, 固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト
<https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>
- [2] 農林水産省 林野庁, 太陽光発電に係る林地開発許可基準の在り方に関する検討会, 太陽光発電に係る林地開発許可基準の在り方に関する検討会報告書, 令和元年9月
https://www.rinya.maff.go.jp/j/tisan/tisan/attach/pdf/con_4-10.pdf
- [3] 環境省, 風力発電施設に係る環境影響評価の基本的考え方に関する検討会報告書(資料編) , 2011.
<http://www.env.go.jp/press/press.php?serial=13908>
- [4] 畦地他, 風力発電事業の計画段階における環境紛争の発生要因, エネルギー資源学会 Vol35(2), p11-p22, 2014
- [5] 由利本荘市, 令和元年第3回由利本荘市議会定例会(9月)会議録
[https://www.city.yurihonjo.lg.jp/up/files/www/gikai/R1%E7%94%B1%E5%88%A9%E6%9C%AC%E8%8D%98%E5%B8%823%E5%AE%9A\(1%E5%8F%B7\)8%E6%9C%8827%E6%97%A5.pdf](https://www.city.yurihonjo.lg.jp/up/files/www/gikai/R1%E7%94%B1%E5%88%A9%E6%9C%AC%E8%8D%98%E5%B8%823%E5%AE%9A(1%E5%8F%B7)8%E6%9C%8827%E6%97%A5.pdf)
- [6] 由利本荘市, 洋上風力発電海外先進地調査事業報告会における質問, 意見について
<https://www.city.yurihonjo.lg.jp/kurashi/energy/9047>
- [7] 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, 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 第34回 2020年12月14日.
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/034/034_007.pdf
- [8] Nuclear Energy Agency, Nuclear Energy and Renewables, 2012.
<http://www.oecd-nea.org/ndd/reports/2012/system-effects-exec-sum.pdf>
- [9] Ueckerdt,F, L.Hirth, G.Ludemer, O.Edenhofer, System LCOE: What are the costs of variable renewables?, Energy vol63,pp.61-75, 2013.
- [10] Hirth, L.The market value of variable renewables, The effect of solar wind power variability on their relative price, Energy Economics vol38, pp.218-236, 2013.
- [11] 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, 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.
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/044/044_009.pdf
- [12] 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)
- [13] 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)

- [14] 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)
- [15] 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).
- [16] 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>
- [17] 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>
- [18] 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.
- [19] 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>
- [20] 経済産業省, 平成 29 年度新エネルギー等導入促進基礎調査, ソーラーシンギュラリティの影響度等に関する調査, 株式会社三菱総合研究所委託.
https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H29FY/000017.pdf
- [21] 農林水産省, 2020 年農林業センサス結果の概要, 2020.
https://www.maff.go.jp/j/tokei/kekka_gaiyou/noucen/2020/index.html
- [22] 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「反グローバルイズムを超えて」, 2016
https://www.jcer.or.jp/jcer_download_log.php?f=eyJwb3N0X2lkIjoyODY2NiwiZmlsZV9wb3N0X2lkIjoyODg0OX0=&post_id=28666&file_post_id=28849
- [23] 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>
- [24] 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
- [25] 調達価格等算定委員会, 令和 3 年度以降の調達価格等に関する意見」について, 2021 年 1 月 27 日.
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/20210127_report.html
- [26] T.Stehly, P.Beiter, P.Duffy, 2019 Cost of Wind Energy Review, National Renewable Energy Laboratory.
<https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78471.pdf>
- [27] International Energy Agency, World Energy Outlook 2020.
- [28] 内閣府, 第 6 回再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース 会議資料
<https://www8.cao.go.jp/kisei-kaikaku/kisei/conference/energy/20210323/agenda.html>

お問い合わせ: report@ky.ieej.or.jp