

日本における 2050 年カーボンニュートラル達成の モデル分析 (2) : 最適解に関する感度分析¹

松尾 雄司*, 大槻 貴司**, 尾羽 秀晃***, 森本 壮一****

要旨

2020 年 10 月に掲げられた 2050 年の「カーボンニュートラル」目標を受け、それを達成する道筋を描くためのモデル分析が複数の研究者によって行われている。ただし現状ではこれらのモデル分析結果は大きく異なった姿を示しており、その相違はモデル分析手法の他に、各電源のコスト等さまざまな前提条件によるものと考えられる。本稿では線形計画法による技術選択モデル (IEEJ-NE モデル) を用い、変動性再生可能エネルギー (VRE) やリチウムイオン電池のコスト、電気自動車の普及想定等の前提条件を変えることにより、2050 年にエネルギー起源二酸化炭素排出量を正味でゼロにする条件下での最適なエネルギーミックスがどのように変化するかを分析した。その結果として、最適な電源構成は VRE のコストに強く依存する一方で、蓄電池のコストや電気自動車 (自動車と電力系統との相互作用、いわゆる VtoG を含む) の想定による影響は比較的小さいことが示された。また、ここで検討した全てのケースにおいて、原子力発電の建設単価について極端に高い想定を置かない限り、モデル計算上、原子力発電の利用 (新設含む) は経済合理性をもつことが示された。本稿で行った計算は今後の脱炭素化の状況下においても「最適なエネルギーミックス」を追求することの重要性を改めて示しており、それを達成するために重要となる技術を特定することが今後のエネルギー政策にとって重要であると考えられる。

1. はじめに

2020 年 10 月に当時の菅義偉首相が 2050 年のいわゆる「カーボンニュートラル」目標を掲げて以降、日本国内においても、二酸化炭素もしくは温室効果ガス排出量を早期に正味でゼロとする目標の定量分析が進んでいる。2021 年には第 6 次エネルギー基本計画が閣議決定され、この「カーボンニュートラル」の目標を実現するために「あらゆる選択枝を追求する」方針が掲げられたが、その際に、2050 年の電源構成比率として、再生可能エネルギーを 50~60%、原子力及び CCS (二酸化炭素回収・貯留) つきの火力発電を合計で 30~40%、水素・アンモニア発電を約 10%とする案が「参考値」として示された¹⁾。更に、この目標と比較する形で、5 つの研究機関・団体から 2050 年のエネルギーミックスに係るモデル分析結果が提示された²⁻⁶⁾。ここでは日本で 2050 年にエネルギー起源 CO₂ 排出量を正味でゼロとする複数のシナリオについて、電源構成や一次エネルギー構成、電力コスト、限界削減費用などが提示されているが、5 つのモデル間で試算結果には大きな相違が見られる。各機関の分析結果のうち標準的なゼロ・エミッションケースについて、発電における再生可能エネルギー比率・原子力発電

¹ 本稿は第 41 回エネルギー・資源学会研究発表会 (令和 4 年 8 月 8~9 日) における講演論文 (8-4) を学会の許可を得て掲載するものです。

* (一財)日本エネルギー経済研究所客員研究員, 立命館アジア太平洋大学准教授

** (一財)日本エネルギー経済研究所客員研究員, 横浜国立大学准教授

*** (一財)日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット 主任研究員

**** (一財)日本エネルギー経済研究所 環境ユニット 主任研究員

比率と平均電力単価・限界電力単価を示すと表 1-1 の通りとなる。なお、本稿を通じて全ての貨幣価値は 2014 年実質値で示している。

表 1-1 5 機関の試算結果概要

機関名略称	再エネ比率	原子力比率	限界電力単価 (円/kWh)	平均電力単価 (円/kWh)
RITE ²⁾	54%	10%	25	13
NIES ³⁾	74-76%	8-9%	—	12
REI ⁴⁾	100%	0%	—	9.2
Deloitte ⁵⁾	70%	10%	23	12
IEEJ ⁶⁾	50%	14%	16-17	16

ここで用いられている試算は、何れも線形計画法による技術選択モデル、もしくはそれを中心としたモデル群によって行われている。その仕様には機関ごとに相違があり、例えば REI（自然エネルギー財団）と IEEJ（日本エネルギー経済研究所）のモデルは電力部門を通年で 1 時間刻み（年間 8,760 時間刻み）でモデル化、RITE（地球環境産業技術研究機構）と NIES（国立環境研究所）のモデルもエネルギー需給モデルを 1 時間刻みの電源構成モデルと接合して分析を行っている一方で、Deloitte（デロイトトーマツコンサルティング）は 4 季節・4 時間帯の区分で計算を行っている。他方で、地理的区分については RITE の日本 1 地域、IEEJ の 5 地域、NIES の 9 地域、REI の 10 地域に対し、Deloitte は 351 の詳細な地域区分で分析がなされている。また、RITE のみ世界モデルで貿易を含めた分析を行っており、ここに示されている結果はその一部としての日本の結果である。これらのモデル構造の差を考慮しても「最適」な電源構成の差は著しく、特に IEEJ の再エネ比率 50% と REI の再エネ比率 100% の差は大きい。これらの差のうち、少なくとも一部は前提条件の相違によるものと考えられる。例えば IEEJ では変動性再生可能エネルギー（Variable Renewable Energy：VRE）の段階的な導入限界を想定し、そのコスト（Levelized Cost of Electricity：LCOE）が 2050 年までに太陽光で 6～11 円/kWh 程度、陸上風力で 6～13 円/kWh 程度まで低下すると想定しているのに対し、REI では日本の電力供給を全て賄うに十分な量の太陽光・陸上風力発電が 2～3 円/kWh 程度まで低下すると想定されている。但し、このような想定の違いが実際に表 1-1 に示すような結果の差に帰結するののかについては、これまで十分な検証がなされていない。

筆者らは既報において、上記 6) のモデル分析の前提条件を更新し、改めて 2050 年のエネルギーミックスについて分析を実施した⁷⁾。しかし上記の点を含む前提条件の相違が最適なエネルギーミックスに与える影響については、これまで十分な分析が行われていない。そこで本稿では、VRE の LCOE 等の前提条件を変更することにより、2050 年ゼロ・エミッション下での最適電源構成がどのように変化するかについて分析を行った。

2. 評価方法

2-1 モデル及び前提条件

本稿では文献 7) に従い、線形計画法による技術選択モデルを用いて評価を行った。これは、2050 年までの人口や経済成長等を考慮して設定されたエネルギーサービス需要に対し、最小コストでそれらを充足させるために必要なエネルギー需要技術・供給技術の導入量を推計し、それに伴う各種エネルギー需要量・供給量やコスト、CO₂ 排出量等を計算するものであり、全国 5 地域（北海道、東北、東京、九州とそれ以外）を対象に、1 年を 8,760 時間刻みでモデル化するものである。特に VRE については、地理情報システム（Geographic Information System：

GIS) データをもとに地上設置型・屋根設置型・壁面設置型の太陽光発電や陸上風力・着床式洋上風力・浮体式洋上風力の各導入上限を設定し、また AMeDAS データに基づいて 8,760 時間の出力パターンを設定している。更に、エネルギー起源 CO₂ 排出量を正味でゼロとすることを可能とするため、二酸化炭素の大気直接回収 (Direct Air Capture : DAC) やゼロ・エミッション水素・アンモニアの利用を想定し、また国内で年間 1 億トン、海外で年間 1.5 億トンの CO₂ が貯留可能であると想定している。より詳細なモデル・前提条件の説明については文献 7) を参照されたい。

2050 年に CO₂ 排出量を正味でゼロとする標準的なケースでは、2050 年の電源構成は再生可能エネルギー 40% (うち太陽光 17%, 風力 11%), CCS 付き天然ガス火力 22%, 原子力 12%, アンモニア火力 26% となり、電力の限界費用は 16 円/kWh, CO₂ の限界削減費用は 4.9 万円/tCO₂ となっている。

なお、この限界削減費用、即ち最後の 1 トンの CO₂ を削減するために必要となる費用は、この標準ケースでは DAC によって決定されている。より正確には、このモデルでは CCS の導入量に制約が掛けられているため、CO₂ の排出量制約を追加的に 1 トン削減した場合、CCS 付き天然ガス火力発電の発電量を減らし、それを輸入アンモニア火力発電に代替した上で、空いた CO₂ 貯留枠を DAC から回収した CO₂ に対して用いることで、正味の CO₂ 排出量を減らしている。このときに天然ガス火力からアンモニア火力への代替に伴う燃料費の増加とともに、DAC を行うために用いる電力増加分 (これもアンモニア火力によって供給される) が発生するために、この限界削減費用は単純な DAC+CCS のコスト (ここでは 2 万円/tCO₂ 程度まで低減すると想定されている) よりも大きな値となっている。

なお、本稿で用いるモデルは 2015 年、2020 年、2030 年、2040 年、及び 2050 年を計算対象としているが、終端効果を避けるために 2085 年までをモデル化し、計算を行った。

2-2 試算ケース

本稿では、以下の項目につき前提条件を変え、試算を実施した。

(1) 変動性再生可能エネルギーのコスト

再生可能エネルギー、特に VRE のコスト (LCOE) の想定は最適な電源構成に大きく影響を与える要因である。文献 7) では標準ケースにおいて、GIS データ等をもとに導入ポテンシャルの評価を行い、全国で地上設置型 PV につき 66GW、屋根設置型 PV につき 203GW、壁面設置型 PV につき 96GW、陸上風力につき 23GW、着床式洋上風力につき 31GW、浮体式洋上風力につき 142GW の導入が可能であるとしている。それらの LCOE については、2050 年に表 2-1 に示すケース R0 の通り設定している。なお貨幣価値は全て 2014 年実質値で示されている。

これに対し、本稿では LCOE については R0 の他に、R0 を半分にしたケース R1 と全てについて 3.0 円/kWh と想定したケース R2 とを想定した。

表 2-1 VRE の LCOE 想定 (2050 年, 単位: 円/kWh)

	R0	R1	R2
地上設置型 PV	5.4~7.7	2.7~3.8	3.0
屋根設置型 PV	8.0~13.4	4.0~6.7	3.0
壁面設置型 PV	14.7	7.3	3.0
陸上風力	6.5~12.3	3.3~6.2	3.0
洋上風力(着床式)	10.9~13.2	5.4~6.6	3.0
洋上風力(浮体式)	13.3~16.0	6.6~8.0	3.0

(2) リチウムイオン蓄電池のコスト

VRE が大量に導入された場合、その出力変動に伴う追加費用（統合費用）がかかることが知られている。特に余剰電力を全て蓄電して利用することを想定した場合、このコストは非常に高いものとなる。一方で、仮に出力抑制を無制限に行うことが可能であった場合には蓄電システムの必要量は大幅に低下する。このときには、1 年のうち数日間以上続き得る「風速が弱く、日射も少ない」期間（無風期間）における電力供給途絶リスクに対処するための最低限の蓄電システムが必要となり、そのコストが統合費用の大きな部分となる⁸⁾。

本稿では蓄電システムとしてリチウムイオン電池を想定し、標準的なケース（B0）ではシステムコスト（セル及びその他の部分を含めたコスト）が文献 9) の中位ケース（2020 年の 345 ドル/kWh から 2050 年に 149 ドル/kWh まで低下）と想定した。また低位ケース（B1）では、2050 年にその半分（75 ドル/kWh）まで低下するとした。

更に、近年のリチウムイオン電池のコスト低下は従来の予想以上に著しく、2030 年にはセルのコストが 20 ドル/kWh まで低下するとの見通しもある¹⁰⁾ことを踏まえ、コストが急速に低下するケース（B2）ではシステムコストが 2050 年に 30 ドル/kWh まで低下すると想定した。なお為替レートは 130 円/ドルと想定している。

(3) 電気自動車の導入想定

電気自動車（EV）が将来大量に導入された場合、充電時間を柔軟にシフトすることで、余剰電力を有効に利用できるようになる可能性がある。更に、電力系統で電力が不足する時間帯に EV に蓄えられた電力を放電に用いる（Vehicle to grid : VtoG）ことができれば、電力系統の安定化に大きく貢献し得ると思われる。実際には上記の通り、出力抑制を無制限に行い得るとの仮定のもとでは VRE の大量導入時の経済性に大きく影響するのは無風期間における電力供給途絶リスクであるため、EV による余剰電力の利用の経済的な効果はさほど大きくなく、むしろ VtoG の影響の方が大きい。

本研究で参照する文献 7) においては、乗用電気自動車の 50% が VtoG に貢献し得ると想定している。但しその際、単日制約、即ち電気自動車内に蓄えられた電力量が 1 日の最初と最後で一致するという制約を置いている。また、そもそもこのモデル解では、運輸部門のゼロ・エミッション化のために従来車（ガソリン車）を用い続ける一方で、別途負の排出技術によって CO₂ 排出量を相殺するオプションが経済合理的として選択されているため、2050 年の EV 導入量は 200 万台とさほど大きくない。

ここでは標準のケース（E0）に対し、まず E1 ケースとして、EV コストをガソリン車と同等とすることにより、2050 年に 5,200 万台の EV が導入され、そのうち 80% が完全に VtoG に使用されるケースを想定した。更に E2 ケースとして上記の単日制約を緩和し、（毎日ではなく）5 日に 1 度 EV の貯電量が元に戻るとした制約に置き換えた。これにより、少なくとも 5 日スケールの無風期間に EV が対応し得ると想定されるため、VRE 大量導入時の統合費用を緩和し得ることが想定される。

(4) 原子力発電所の建設単価

文献7)においては原子力発電の建設単価は文献11)に従い、過去の実績値と同等水準に福島事故後の追加的対策費用を加えた42万円/kWと想定している。これに対し、文献4)では134.2万円/kWと過去の実績値¹²⁾の数倍の水準の想定を置き、その結果として原子力のLCOEは20円/kWh程度となっている。本稿ではあくまでも比較のため、この値を用いた評価も行った。

なお、本稿の試算では文献7)と同様、原子力発電設備の上限を25GWとしており、これは既存の原子炉が全て60年まで寿命延長した場合の設備容量に相当する。但し、この値を既設設備の容量と想定した文献7)とは異なり、ここでは原子力発電の既設設備を2030年以降ゼロとした。即ち、モデル解において2050年に原子力発電稼働している場合には、それはモデル上、2050年以前に新たに建設されたものであることになる。このように、本試算は原子力発電の新規建設に経済的な価値があるか否かをも併せて検討するものである。

3. 評価結果及び考察

図3-1に各ケースの2050年における一次エネルギー供給構成を、図3-2に電源構成を、図3-3に平均電力単価を示す。図中、「R*」、「B*」、及び「E*」（*は0~2）はそれぞれ変動性再生可能エネルギー、リチウムイオン電池、EVの各ケースを示す。また「_N」は原子力発電単価を高く想定したケースを示している。

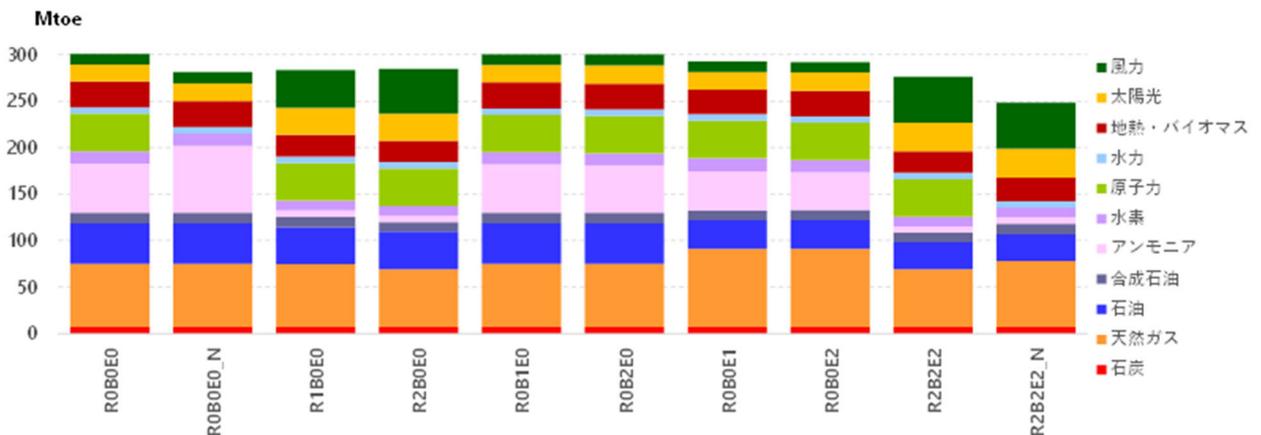


図 3-1 一次エネルギー構成 (2050年)

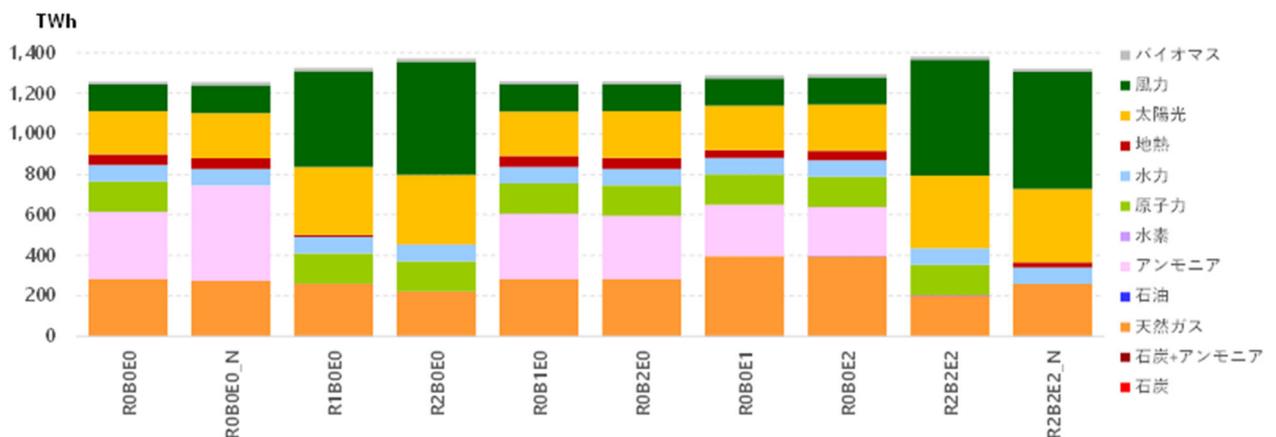


図 3-2 電源構成 (2050年)

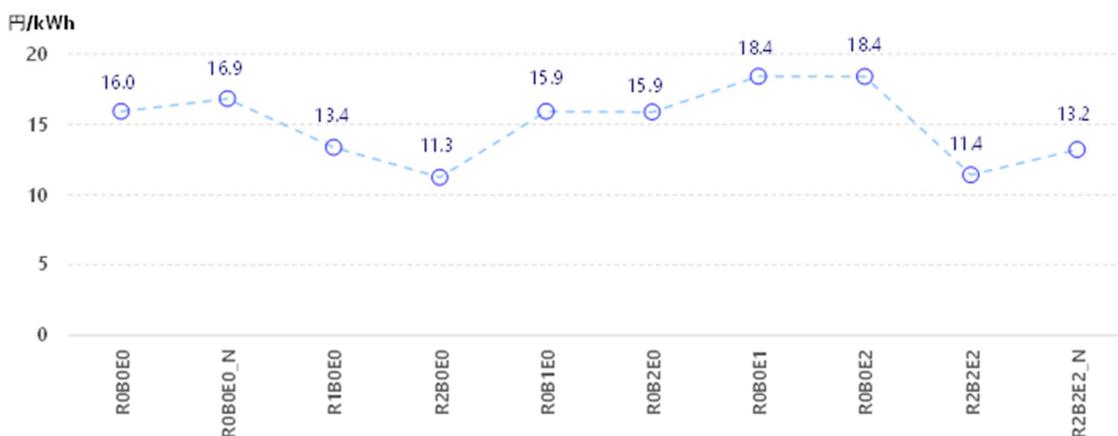


図 3-3 電力平均単価 (2050 年)

ここに見えるように、最適な電源構成は VRE のコスト想定に強く依存する。即ち、デフォルトの B0E0 における R0, R1, 及び R2 の各ケースで 2050 年の再生可能エネルギー比率はそれぞれ 39%, 69%, 73% (出力抑制分を除くと 39%, 67% 及び 69%) となっている。これに伴い火力発電の導入量が減少しており、R1 及び R2 ではアンモニア火力発電量がゼロとなっている。これは今回想定した (比較的大きめの) CCS 利用可能量想定の下ではこれらの条件下で必要となる火力発電量を全て CCS 付き天然ガス火力発電で供給することができるからであり、従って再生可能エネルギー大量導入下でのアンモニア (もしくは水素) 火力発電の必要性は、国内外での CCS の利用可能性に依存すると言えるであろう。着目すべき点としては、仮に国内でなくとも CO₂ 輸送によって海外で CCS が利用可能である場合には、その経済性次第では輸入水素・アンモニアは必要でなくなることもあり得る。

いずれにせよ、ここでは原子力発電の LCOE は政策経費抜きで 10.2 円/kWh, ゼロ・エミッション火力発電の LCOE はそれを大きく上回る水準と想定しており、それに対して R1 以上のケースでは表 2-1 に示す通り VRE の LCOE が全て 10 円/kWh を大きく下回るにもかかわらず、最適解の電源構成は再生可能エネルギー 100% にはならない。これはある特定の電源、特に VRE が大量に導入される場合にはその追加的な導入費用が急速に上昇し、ある導入比率においてゼロ・エミッション火力の LCOE を上回ることによる¹³⁾。このように、脱炭素化を目指す状況下で VRE の LCOE が将来急速に低下したとしても、一定程度の原子力・火力発電を残すことが経済合理的であることをこの試算結果は示している。再生可能エネルギー比率の高い R1 及び R2 では出力抑制等が多く生じているため、R0 に比べて発電量は大きくなる。他方で、国際エネルギー機関 (IEA) のエネルギーバランス表の規約に従い太陽光・風力の一次電力換算は 100%で行っているため、一次エネルギー供給量は小さくなっている。

ついで、R0B0 の条件下で EV の想定を変えた場合、まず EV の普及台数を 5,200 万台まで増加させた E1 では電源に占める再生可能エネルギー比率は微小に低下して 38%となる。これは、E0 ケースではガソリン車からの CO₂ 排出量をオフセットするために DAC+CCS が使われており、全体の CCS の導入可能量上限によって CCS 付き天然ガス火力発電の導入量が制約されているところ、EV の導入によってその制約が緩和されるためであると考えられる。これに対し、更に単日制約を外し、代わりに 5 日制約を想定した E2 では、電源に占める再生可能エネルギー比率は 39%まで若干上昇する。

R0E0 を固定した上でリチウムイオン電池のコストを変えた B0, B1, B2 ケースでは、最適解の一次エネルギー及び電源構成はほとんど変わらない。これは、コストが低下したとしても蓄電池の導入は高価であり、それを必要最低限に抑えた上で、VRE の出力が余剰となるときには出力抑制によって対処することが経済合理的である

ことを示している。

VRE コスト、蓄電池コスト、及びEV の導入につき全て最も楽観的な想定をした R2B2E2 では、再生可能エネルギー比率は 75%（出力抑制分を除くと 73%）まで上昇する。更に高い原子力建設単価を想定した R2B2E2_N では再生可能エネルギー比率は 80%（同 80%）となり、CCS 付き天然ガス火力の比率は 14%から 18%へと上昇する。電力平均単価は VRE の LCOE 想定が低いケース（R1 及び R2）で低くなっており、他方で EV の導入量が多い E1 や E2 では標準ケースに比べて高い。ここでは、EV の導入拡大に伴う電力価格の上昇に伴い、他の電力需要量が減少している様子を読み取れる。また、原子力発電単価が高く原子力発電を行わないケース（N）では行うケースに比べて電力単価が高くなっている。

今回の試算結果では、これらの原子力高価格ケースを除く全てのケースにおいて、原子力発電が上限まで導入される解となっている。このことから、例えば文献 4)において原子力発電の導入がゼロとされている原因は、VRE のコスト・ポテンシャルや EV 等の想定によるものではなく、単純に原子力の LCOE が非常に高く想定されているからである、と行うことができるであろう。実際に、もし原子力の LCOE がゼロ・エミッション火力の LCOE よりも高かった場合には、原子力を導入することの経済的価値は見出しにくいことは容易に理解される。実際に新設のみでなく稼働延長によっても少なくとも 2050 年まで一定の既設原子力の設備容量を維持することは可能であり、いずれにせよ原子力の LCOE を 20 円/kWh 以上と想定することには現状で合理性は全くないものの、継続的な原子力の利用のためにはそのコスト低減が必須であることは言うまでもなく、それが達成されない場合には原子力発電が経済合理性を失う可能性があることには十分な注意が必要である。

4. おわりに

本稿では 2050 年の日本のカーボンニュートラル達成を想定し、変動性再生可能エネルギー、バッテリー及び原子力のコストと EV による VtoG の想定を様々に変化させ、これらの条件が最適なエネルギーミックスに与える影響について評価を行った。特に、VRE の LCOE 想定が最適な電源構成に与える影響は大きく、今後その導入が拡大する中で、国内においてどの程度までコストを下げ、利用可能量を拡大するかが重要な課題になると思われる。他方で蓄電池のコストや EV の導入は VRE の大量導入に貢献するとは思われるものの、VRE の LCOE 想定に比べればその影響は大きくはない。

本稿で示した結果は、将来の脱炭素化されたシステムにおいてもエネルギーミックスの多様性が重要となることを改めて示唆している。但し、そのことは、壁面設置型太陽光、洋上風力、アンモニア、水素、CCS、原子力といった技術が全て確実に使われるということ必ずしも意味するものではなく、その少なくとも一部はある前提条件の下のみで経済合理性を持つものであることも認識される。2050 年、もしくは仮にそれが難しい場合にはその後のいつかの段階でエネルギーシステムを脱炭素化するために、どのような技術が有用であるかを特定することは、今後も引き続き重要な課題となると思われる。

謝辞

本研究の一部は（独）環境再生保全機構の環境研究総合推進費（2-2104）および文部科学省原子力システム研究開発事業 JPMXD0220354480 によるものである。関係各位に謝意を表す。

参考文献

- 1) 日本政府；エネルギー基本計画, (2021.10).
<https://www.meti.go.jp/press/2021/10/20211022005/20211022005-1.pdf> (アクセス日 2022.6.1)
- 2) 秋元圭吾, 佐野史典；2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析 (中間報告), (2021.5).
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/043/043_005.pdf (アクセス日 2022.6.1)
- 3) 国立環境研究所 AIM プロジェクトチーム；2050年脱炭素社会実現に向けたシナリオに関する一分析, (2021.6).
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/044/044_005.pdf (アクセス日 2022.6.1)
- 4) 公益財団法人自然エネルギー財団；2050年の脱炭素日本を支えるエネルギーミックス, (2021.6).
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/044/044_006.pdf (アクセス日 2022.6.1)
- 5) デロイトトーマツコンサルティング合同会社；カーボンニュートラル社会に向けたシナリオ分析, (2021.6).
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/044/044_008.pdf (アクセス日 2022.6.1)
- 6) 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, (2021.6).
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/044/044_009.pdf (アクセス日 2022.6.1)
- 7) 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, 142-7 (2022), pp.1-13.
- 8) Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama, Y. Fujii; Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies, *Applied Energy*, 267 (2020), 113956.
- 9) W. Cole, A. W. Frazier, C. Augustine; Cost projections for utility-scale battery storage: 2021 update, NREL/TP-6A20-79236 (2021).
- 10) M. S. Ziegler, J. E. Trancik; Re-examining rates of lithium-ion battery technology improvement and cost decline, *Energy and Environmental Science*, 14 (2021), 1635.
- 11) 発電コスト検証ワーキンググループ；長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告, (2015).
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_01.pdf (アクセス日 2022.6.1)
- 12) Y. Matsuo, H. Nei; An analysis of the historical trends in nuclear power plant construction costs: The Japanese experience, *Energy Policy*, 124 (2019), pp. 180-198.
- 13) Y. Matsuo, R. Komiyama; System LCOE of variable renewable energies: a case study of Japan's decarbonized power sector in 2050, *Sustainability Science*, 16 (2021), pp. 449-461.

お問い合わせ：report@tky.iej.or.jp