

再エネ 100%シナリオは本当に「現実的ではない」のか？

— 電力部門脱炭素化の実現のため、対策オプションの幅を拡げよう

公益財団法人 地球環境戦略研究機関

田中 勇伍、松尾 直樹

y-tanaka@iges.or.jp, n_matsuo@iges.or.jp

要 旨

- 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会第 43 回会合において、2050 年の電源構成を「再エネ 100%」とするシナリオの電力コストが 53.4 円/kWh との試算が発表され、このシナリオは「現実的ではない」と説明された。この試算結果は多くの関係者に驚きをもって迎えられた。
- この試算において、再エネ比率を高めることで大幅にコストが上昇している最大の要因は、再エネの出力変動に対応するためのシステム統合費用が 35–40 円/kWh レベルに達するという計算結果に基づく。システム統合費用としては、従来は、送電線対策を含め、一日の中での kW の意味での出力変動への電力システム側の対応方法や費用が議論されることが多かったが、今回の大幅に高いコストは、特に、曇/雨天・無風状態が数日以上継続する稀頻度の気象現象に基づく電力量供給リスクに対応する対策コストであるようだ。
- この kWh 面での懸念自体は、たしかに再エネ比率の高いシナリオを分析する上で考慮すべきポイントであり、新たな重要な問題提起である。ただ、提示されたシナリオ分析では、その主たる対処方法として、利用頻度のきわめて低い蓄電池を新たに大量に導入するという方法が検討されたようである。このリスクに対応する方策は、この試算で想定されている蓄電池・水素貯蔵・既設揚水発電だけではない。本論考では、その他にも、大量に普及が期待されている電気自動車の蓄電池や、バックアップ用としての既設火力発電設備(再エネ由来燃料も利用可能)、需要側の各種対策などの活用により、システム統合費用がかなり小さくて済むこと(社会全体ではほぼゼロコスト)を指摘した。
- 今後の 2050 年カーボンニュートラルに向けた電源構成の議論においては、再エネ比率をできる限り高めたシナリオを含め、このようなシステム統合費用の削減に資する多様なオプションが検討され、さまざまな可能性(対応策の可能性と前提条件の可能性など)を精査・統合化して、さらにはメリット面も含めた分析に繋がり、カーボンニュートラル社会の実現に向けたより俯瞰的で建設的な議論が発展していくことを期待したい。

1. はじめに

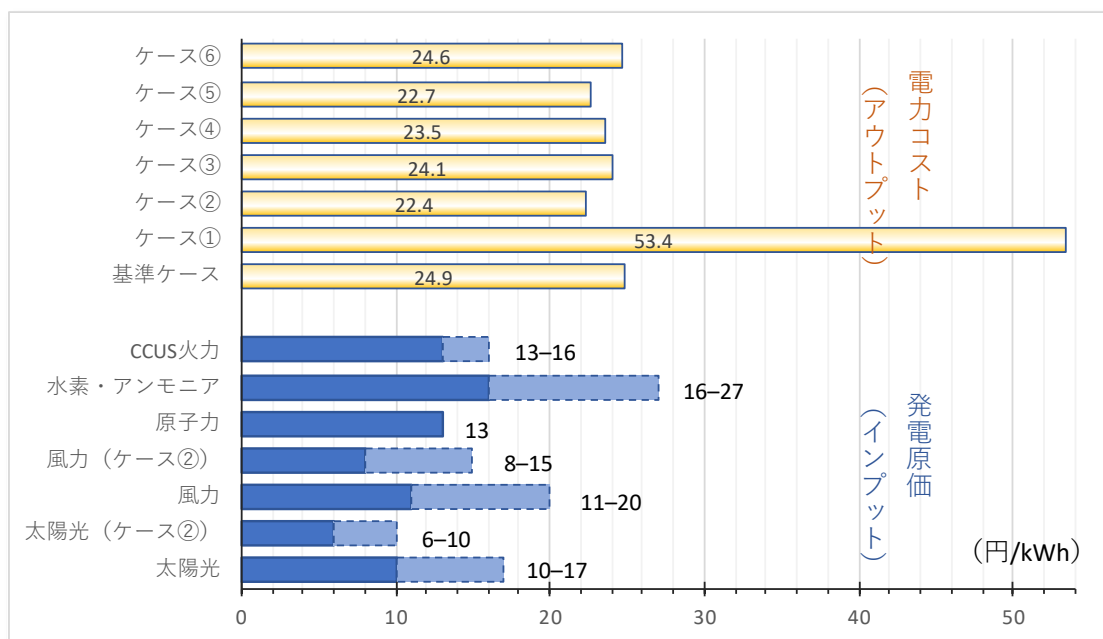
2050年に温室効果ガスの排出量を実質的にゼロにするカーボンニュートラルには、最終エネルギーの大幅な電力化シフトが必須である。すなわち、発電電力量の約8割を化石燃料に依存している日本の電力システムは、現状からの根本的な転換が求められている。省エネルギーの推進、再生可能エネルギー（再エネ）の拡大、原子力の利用、CO₂を発生しないプロセスによって製造された水素およびそれから合成されたアンモニアや合成燃料の利用、CO₂分離回収貯留技術（CCS）の活用、さらには大気からCO₂を隔離する排出削減技術の活用などのさまざまな対策が検討されているが、それぞれが難易度の違いはあるものの課題を抱えている。2050年に向けての技術革新・社会実装などの進展には幅が大きい、現時点では様々なシナリオおよび利用可能な対策を想定し、今後の技術の進展などに応じて柔軟に見直していく必要がある。

先般、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会第43回会合（2021年5月13日）において、日本における2050年の電源構成（発電の種類と割合）に関する複数のシナリオについて議論が行われた。この会合において、公益財団法人地球環境産業技術研究機構（RITE）から、想定される7つのシナリオを定量的に分析した結果が提示された。この分析では、カーボンニュートラルを実現することを前提に、様々な前提条件においてシナリオを作成したうえで、それぞれにおいて総コストを最小化させる最適化計算によって電源構成を算定し電力コストを推計した6つのシナリオ（参考値となる基準ケースとケース②～⑥）の結果と、予め電源構成を「再エネ100%」に指定したシナリオにおいて想定される電力コストを推計したケース①の結果が提示された^[1]。表1と図1に示されるように、基準ケースでは、2050年時点での電力コストが24.9円/kWhと推計され、現状の13円/kWh程度から大幅に上昇することが示された。ケース②～⑥も電力コストは基準ケースと近い水準と試算された。その一方で、「再エネ100%」シナリオであるケース①において推計された電力コストは53.4円/kWhと大幅に高くなり、「現実的ではないのではないか」との評価が示された。

表1. シナリオ分析結果一覧表（[1]を元に筆者作成）

シナリオ		年間総発電 電力量	電源構成（％）				電力コスト	シナリオの説明
			再エネ	原子力	水素 アンモニア	CCUS 火力		
基準ケース	参考値となるシナリオ	1,350 TWh	54	10	13	23	24.9円/kWh	いずれの電源も容易に達成できない水準まで様々な課題を乗り越えられることを想定して設定したシナリオ。
ケース①	再エネ100%に設定	1,050 TWh	約100	0	0	0	53.4円/kWh	外生的に再エネを約100%で設定した場合のシナリオ。各電源の発電コストは参考値ケースと同様。
ケース②	再エネの価格が飛躍的に低減	1,500 TWh	63	10	2	25	22.4円/kWh	技術イノベーション等により再エネの課題が大幅に克服でき、更なるコスト低減を実現した場合のシナリオ。再エネ以外の電源コストは参考値ケースと同様。
ケース③	原子力の活用が進む	1,350 TWh	53	20	4	23	24.1円/kWh	原子力の運転期間延長・リブレース/新增設(20基程度)が実現した場合のシナリオ。コスト想定は参考値ケースと同様。
ケース④	水素・アンモニアの価格が飛躍的に低減	1,350 TWh	47	10	23	20	23.5円/kWh	技術イノベーションや市場拡大などにより水素の製造・輸送価格が大幅に低下した場合のシナリオ。水素以外のコスト想定は参考値ケースと同様。
ケース⑤	CCUSにおけるCO ₂ 貯留量が飛躍的に増大	1,350 TWh	44	10	10	35	22.7円/kWh	技術イノベーションや市場拡大などによりCCUSの貯留量・海外輸送量が大幅に増大した場合のシナリオ。コスト想定は参考値ケースと同様。
ケース⑥	カーシェアリングにより需要が低減	1,350 TWh	51	10	15	24	24.6円/kWh	完全自動運転が実現・普及し、カーシェア・ライドシェアが大幅に進展した場合のシナリオ。コスト想定は参考値ケースと同様。

図 1. シナリオ分析結果：シナリオ別電力コストと電源別発電原価前提（[1]を元に筆者作成）



これらの電源構成やコストに関する数値は、あくまで想定した前提条件下で試算された結果であり、本分析を行った RITE の秋元委員からも「将来の予測ではない」と再三同様の注釈が繰り返された。その一方で、「再エネ 100%とした場合には、大幅にコストが上昇する(ケース①)ことが明らかとなり、再エネ 100%のシナリオは現実的とは言えないのではないか」とかなり強い結論であることが、説明資料に示唆された。この結果を踏まえて議論された基本政策分科会では、委員から「衝撃的な結果」、「再エネ 100%はあり得ない」といった意見が多数提起された^[2]。マスメディアの報道や SNS でも「再エネ最大限活用で電気代 2 倍超に」といった見出しと共に波紋を広げている^[3]。

懸念されることは、この分析結果の性格が、将来予測や、ましてや政策目標などではなく、あくまで仮定したパラメタの数値をベースにした参考値に過ぎないということや、試算の「前提」が正しく理解されず、数値だけが独り歩きして世論形成や政策決定に誤ったインパクトを与えていくおそれにある。

なお、この推計に関して、関係者に驚きを持って捉えられた数字は 2 点ある：

- カーボンニュートラルを目指した基準ケースやケース②～⑥の電力コストの水準が、22-25 円/kWh と、現状に比較してかなり高い水準であったこと。これは主として各電源の発電原価「想定」(図 1 下部)のレベルに依存すると考えられる。
- 再エネ 100%シナリオの場合に 53 円/kWh と大幅に高い数字が示された。これは発電原価とは異なった電力システムの性格への対応策に起因する。

本論考では、この後者に焦点を当てる。

ここで、この RITE 分析結果¹⁾を、「再エネ 100%の電力システム」を対象とした先行研究と比較してみよう

¹⁾ なお、RITE 分析結果における「電力コスト」は長期限界費用であり、需要を満たす最後の 1 kWh を供給するための

(表 2)。電力コストの他の推計結果は 7.4 円～24.9 円/kWh と大きな幅があるが、このように、複雑なシステムを扱ったシナリオ分析では、前提(想定する各種方策やインプットパラメタの値)の設定や使用するモデルによって結果が大きく異なることが多い。今回説明された分析結果は、他の既往研究の結果と比較するとかなり高い電力コストを算出している。それをもって再エネ比率が高いシナリオは現実的ではないと短絡的に解釈するのではなく、この分析において再エネ 100%シナリオのコストを大幅に押し上げた要因(前提)を検討し、それを踏まえて、この高コストを削減しうる代替策について検討するというアプローチで、分析結果を活用すべきであろう。基本政策分科会では、事務局の資源エネルギー庁からも、「結果というよりは、乗り越えるべき課題を明らかにすべきもの」との説明もあった。

表 2. 日本における再エネ 100%の電力システムに関する既往研究の例

	目標年	想定する電力需要 TWh	蓄電池の容量 TWh	電力コスト 円/kWh	備考
Matsuo et al. [4]	2050	1,044	6.1	24.9	
WWF ジャパン [6]	2050	627	0.4	8.4	
Ram et al. [7]	2050	1,150	> 20	7.4	
Matsuo et al. [8]	2050	1,044	0.8	18.3	水素貯蔵を併用するケース
自然エネルギー財団[9]	2050	2,074	0.8	8.4	水素全量を国産するケース
Jacobson et al. [10]	2050	不明	不明	12.3	Case A

【註】その他、荻本ほか(文献[6])の研究は、変動性再エネのみで100%達成を想定し、かなり電力コストが高い(134円/kWh)

そこで、本論稿では、まず第 2 節においてこの分析結果においてコストを大きく押し上げた理由(前提)を考察し、次に第 3 節で本分析において考慮されなかった方策を採用すれば大幅にコストを抑えることができることを指摘する。最後に第 4 節で、本稿のメッセージを整理する。

2. 大幅な高コストの主因：曇天・無風期間 (Dark doldrums) への対応

RITE 分析に関する詳細は把握できないが、公開されている資料^[11]やそこで用いられた参考研究に記載されている内容に基づき、再エネ 100%ケースの電力コストが大幅に高く推計された理由を考察したい。

まず、本分析の説明資料には、「システム統合費用が増加」することが要因としてあげられている。システム統合費用とは、ある電源を電力システムに追加した場合に、システム全体に追加で発生する費用(バランシング費用、電源のバックアップ費用、送電線増強費用など)を指す^{[14][15]}。例えば、世界平均では、2020 年上半期の太陽光発電の発電単価は 5.5 円/kWh と他の電源よりも安くなっているが^[16]、太陽光発電は日中しか発電できず、天候に応じて出力が変動するという特徴を持つ。太陽光発電を火力発電主体の電力システムに追加することで、化石燃料の消費を抑制し電力システム全体のコストを抑制することができる一方で、出力変動に備えて火力発電所を待機させ場合によっては送電系統の増強を行うなどの追加費用が

限界費用(設備費用を含む)が市場均衡価格となることを想定している。一方、表 2 で示すそのほかの研究結果は総費用を供給量で割った平均費用であり、両者は性質が異なるために RITE 分析結果とそのほかの研究における推計結果とを単純に比較することは妥当ではない。RITE 分析結果における電力供給の平均費用は開示されていないが、仮に価格が平均費用を大幅に上回る点で決定されているとすれば、それは事業者が相応の利潤を得ることを意味する。定義上、その利潤の分だけ表 1 と表 2 で示す電力コストには差異が存在する点に留意が必要である。

生じる。この追加費用は電源の特徴だけでなく、想定する電力システム(例えば送電容量や揚水発電および蓄電池がどのぐらいあるか)や需要パターンによっても大きく異なる。

本分析で推計されたコストの内訳は明かされていないが、試算された電力コストから各再エネ電源の発電原価を差し引くことで、システム統合費用相当分の費用を推定することができる。説明資料のグラフによると、本分析の再エネ 100%ケースでは、年間の電力需要および総発電電力量 1,050 TWh に対して、太陽光、風力、バイオマス、水力+地熱がそれぞれ約 440 TWh、250 TWh、190 TWh、150 TWh 程度と見込まれている。太陽光、風力の発電単価はそれぞれ 10–17 円/kWh、11–20 円/kWh との想定であり、発電単価ごとのポテンシャルを考慮して安価なものから導入されていくとした場合、太陽光発電と風力発電の発電単価を加重平均すると 14.5 円/kWh 程度と推定できる。また、資源エネルギー庁の長期エネルギー需給見通しの発電コスト想定^[11]を参照し、バイオマス、水力、地熱発電の発電単価をそれぞれ 28.1 円/kWh、10.8 円/kWh、10.9 円/kWh とすると、全ての再エネ電源の発電単価の加重平均は 16.5 円/kWh 程度になる。推計された電力コスト 53.4 円/kWh から発電原価 16.5 円/kWh を引いた約 37 円/kWh がこのケースでのシステム統合費用ということになる²。

ここで、この約 37 円/kWh の非常に大きなシステム統合費用が何に起因するのか、考えてみたい。システム統合費用として本分析で考慮されているのは、リチウムイオン電池(150 ドル/kWh と想定)、既設揚水発電(0.1 TWh程度)と水素貯蔵、さらに地域間連系線である。本分析のこの部分のベースとなっている東大-IEEJ モデルの論文^[8]や基本政策分科会資料^[12]を参照すると、このシステム費用の主要部分は、新規ストレージ費用に由来するもののようである。いままで、再エネが大きな比率で電力システムに導入された場合、何らかのバッファとしてのストレージの必要性が議論されることが多かった。それは、時々刻々の電力(kW)の需給をバランスさせるという 1 時間程度の時間スケールの技術的対応策であった。一方で、今回の視点は、数日から一週間スケールの kWh の面からの需給バランスに基づくものとなっている。前者は再エネ(とくに VRE)が発電容量の数十%レベルに達した場合に顕在化してくる課題であるが、後者は 100%に近い場合に顕在化してくる問題であるといえる。以下、後者の問題を考えてみよう。

再エネ(とくに VRE)は、その出力が天候に依存する。1 年のうち一度か二度、風力・太陽光の発電量が極めて小さくなる曇天・無風期間(“Dark doldrums”)が生じる(雨天の継続を含む)。太陽光や風力発電が大量に導入された電力システムにおいては、この供給が極端に少なくなった期間に応じる対策をたてておく必要がある。RITE 分析が参照している IEEJ 分析(文献[8], [12])においては、そのほとんどを、リチウムイオンなどの電池や水素化設備で対応する前提がおかれている(その場合の容量は 3 TWh 程度であり、既設揚水の規模は 0.1 TWh であるため揚水の効果は限定的となる)。1990–2017 年の実績気象データを用いた場合、下図のような蓄電池の必要容量が試算されている:

すなわち、図 2 の下図に表されているように、27 年間の異常気象にすべて対応できるようにすると、その期間に 2 回ほど起きた事象に対応するため 5 TWh 級の電池容量³が必要となる。この非常に稀な事象に対

² もし仮に、限界費用が平均費用を大きく上回っているとしても、限界費用 53.4 円/kWh から最も単価の高い再エネの発電単価として想定されている 20 円/kWh を引いた約 34 円/kWh がシステム統合費用と考えることができる。この場合でも、システム統合費用が非常に大きく見積もられていることには変わりはない。

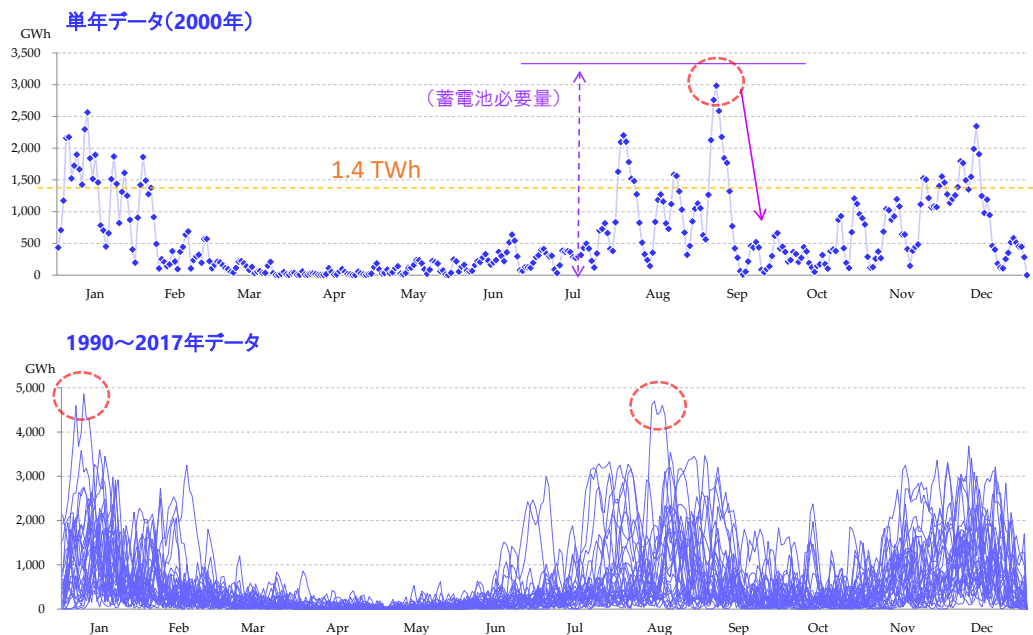
³ 文献[8]では 3.3 ± 0.8 TWh と試算されている。これは 32%の確率で $3.3 + 0.8 = 4.1$ TWh 以上の蓄電池が必要な曇天・無風期間が起きる年が訪れ、4%の確率で $3.3 + 0.8 \times 2 = 4.9$ TWh 以上の蓄電池が必要な期間が起きる年が訪れることを意味する。その意味で、5 TWh の蓄電池容量を用意することは 2σ までの異常気象への対応を行うことに相当する。

なおこの Dark doldrums は、広域で曇天/雨天と無風状態が継続する期間だが、この期間の発電量が必ずしもゼロになるわけではない。

応する低稼働率のストレージを大量に用意するという前提に立つため、コストが非常に高く試算されている。

図 2. IEEJ 分析における蓄電システムへの貯電量の年間推移(1.4 TWh と楕円の破線は筆者記入)^[12]

再生可能エネルギー100%ケースでは大量の蓄電システムが必要となるが、その最大容量は年に1度か2度、後述する「無風期間」直前においてのみ必要となる。



蓄電池の kWh あたりのコストは、2050 年時点において、RITE 分析^[1]では 150 ドル/kWh (文献[8]では 100 ドル/kWh) と仮定されている。上記の 5 TWh まで電池が必要とした場合¹、10 年間の単純償却とすると、約 8 円/kWh のコストとなることが計算できる。

RITE 分析におけるシステム統合費用に関する部分は、東大-IEEJ モデル推計に依存している。そのモデル推計を説明した文献[12]においては、発電原価の内訳の中で、システム統合費用(図 3 では系統対策費)が試算されている。再エネ 100%シナリオは、文献[12]の“Without nuclear×水素発電量 0 TWh”のケースに相当すると考えられるが、やはりバッテリーコストがその中で最大のものとなっている。大きさも上記のラフな計算 8 円/kWh と同程度であることがグラフから読み取れる。

しかしながら、RITE 分析はこの IEEJ 研究を利用しつつも、システム統合費用を、合計で約 37 円/kWh と推計しており、パラメタの設定値が少々異なるだけでは説明のつかない大きな差異が認められる。また、RITE 分析で示された図 4 のシステム統合費用曲線がなぜ急峻な立ち上がりを示すのかという説明も不明である。ナイーブに考えれば、蓄電池容量は、前述のように、約 5 TWh (8 円/kWh)程度を上限とするであろうし、送電線費用にも上限があるはずである。太陽光・風力の出力抑制(curtailment)を費用計上したのであれば、それは十分な蓄電設備があるならば吸収できるであろう。

RITE によって分析の詳細な情報がオープンにされてからでなければ、この費用の妥当性は評価できないため、この約 37 円/kWh レベルのシステム統合費用の再現性の議論はここまでとする。

図 3. IEEJ 分析によるゼロ排出電源の各種シナリオにおける発電単価の内訳 (CCS 付き火力を除く)^[12]

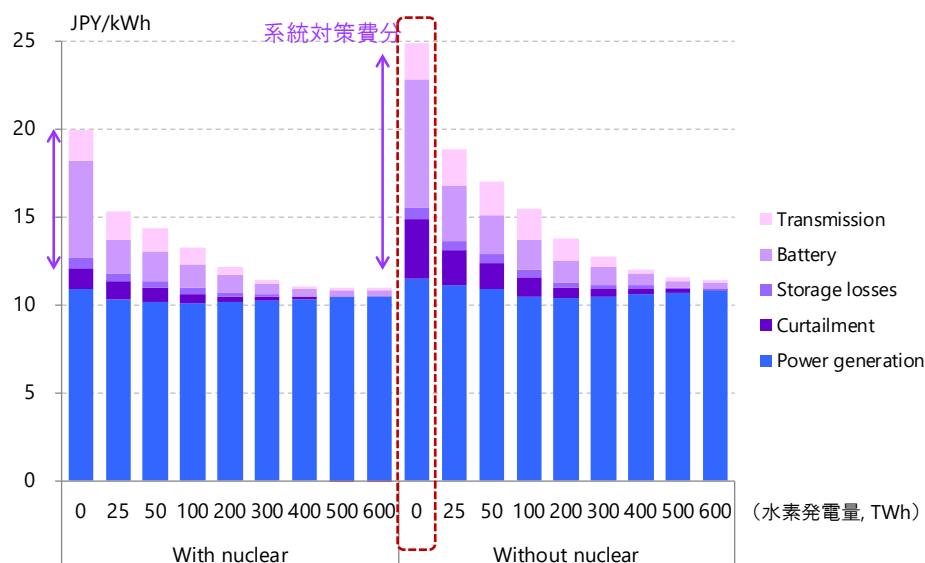
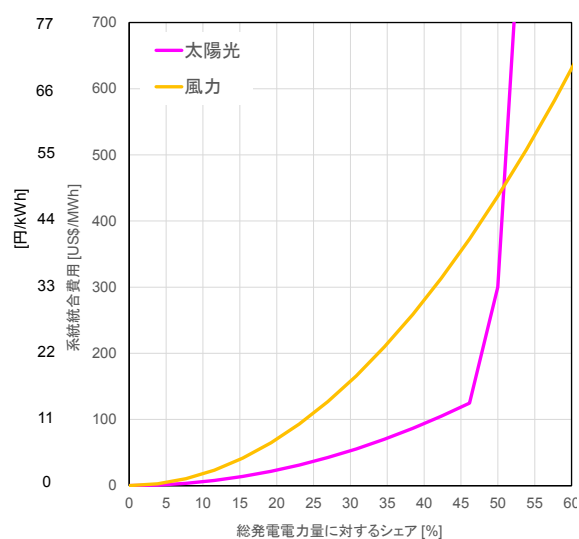


図 4. RITE 分析で用いられたシステム統合費用曲線^[1]



いずれにせよ、ここでは、システム統合費用の(おそらく)最大のものと思われるものは、「数年に一度起きるかもしれない無風/曇雨天事象に対応するための蓄電池(容量は一日の発電電力量を超える)の購入コスト」と想定し、次節では、このコストを(大量の蓄電池の新規購入以外の方法で)下げる方策がないか、考えてみよう。

3. 検討すべきオプション：システム統合費用を削減する方策は他にもある

前節で考察した通り、上記の分析結果が意味するところは、頻度のかかなり低い曇天・無風期間（電力供給量のかかなりの減少期）においても、安定して再エネのみで需要に見合う電力供給を行うための手段として、「非常に稼働率の低い新たなエネルギー貯蔵設備を大量に設置する」と、大幅にコストが高くなる、ということである。

しかし、この前提の妥当性には疑問の余地が残る。非常に稼働率が低いのであれば、新たな設備に投資せずともこの曇天・無風期間に対応できる他の方策を考えるというアプローチが適切であろう。もちろん新たな蓄電池等の導入もある程度は必要であるだろうが、この分析結果には考慮されていない以下の方策と組み合わせることで、再エネ比率の高いシナリオの電力コストを極端に押し上げているシステム統合費用を大幅に削減できる可能性は十分にあると考えられる：

① 電気自動車の蓄電池を需給調整用として活用する

燃料代、利便性、その他さまざまな理由から、将来電気自動車が大幅に普及するという可能性は非常に高いと言えるであろう。電気自動車はかなり大きな蓄電池が装備されていて、移動に利用されていない時間は電力系統に接続して需給調整用の蓄電池として活用することができると考えられる（乗用車の稼働率は1時間/日としても5%程度であり、充電時間を1時間/日としても、この場合90%の時間帯は利用されていない）。需給調整用途としてのポテンシャルを検討するため、日本の全自家用車6,200万台の80%（EV比率）×80%（V2G利用可能比率）が利用可能と想定して試算すると、表3のようになる。コントロールが可能であるなら、kW面での需給調整（右の欄）のためには十二分の能力を持ち、加えて本論考で議論しているkWh面（左の欄）でも、かなりの寄与を持つ。当然ながら、この蓄電池は自動車のためとしてコスト負担がすでに行われているものであり、需給調整用としては第一近似として（少なくとも社会的には）ゼロコストとみなすことができる。すなわち、相当量の新規蓄電設備への投資を回避できる。

表3. 電気自動車のV2G（VEHICLE TO GRID）ポテンシャルの試算（筆者作成）

	kWh（電力量）ストレージ効果	kW（電力）需給調整効果
効果	1.4 TWh	120 GW
現在の日本の電力需要	2.9 TWh/日（平均）	180 GW（過去最大）
現在の日本の電力需要比	1/2 日分	過去最大電力需要の 2/3
想定	電池容量 60 kWh/EV （現在の日産リーフ e+（450 km 走行）水準） （保護回路で容量の 60% 利用可能とした）	3 kW/EV （家庭用充電スピード） 急速充電なら 20–50 kW が可能
	日本の全自家用車 6,200 万台の 80%（EV 比率）× 80%（V2G 利用可能比率）を想定	

現実にはアグリゲーターなどの事業者が、需要家をまとめて管理し、電気自動車の蓄電容量などを活用

して、再エネ需給などとともに電力を双方向で取引するビジネスを展開することが想定される。天気予報にともなう kW と kWh を単位とした市場が生まれる可能性も高いであろう。例えば、リース会社などがカーシェアリングなどのサイドビジネスとしてこうした事業に取り組むだろう。そのような場合でも、新たに専用蓄電池を導入するよりは、はるかに低いコストで電力需給調整が行えるはずである。

② 既設の火力発電設備を維持し、非常時用の電源として活用する

2021 年 1 月現在、日本には 83 GW の LNG 火力発電設備容量が存在する。この中には比較的新しい設備も含まれており、カーボンニュートラル達成時にこれらの電源を完全に退役させるのではなく、必要最小限の施設について設備維持を行った上で、電力需給が逼迫する非常時のみ稼働させるような「非常用バックアップ電源化」することが考えられる。「曇天・無風期間」には LNG 火力発電が利用されるということで、無駄な設備投資を抑えつつ、ほぼ再エネ 100%に近い電源構成を達成することが可能である。この設備の設備利用率はかなり低いため CO₂ 排出量は小さくて済む(次ページ脚注 4 参照)。

CO₂ 排出量をゼロにするためには、燃料として LNG ではなく、グリーン水素やそれから合成されたアンモニアをガス火力発電の燃料とするか(グリーン水素もそれから合成されたアンモニアも、再エネ由来であるという意味では、再エネ 100%と解釈することができる⁴)。水素は燃料電池を用いた発電も有効であろう⁵、バイオマス発電を用いるか(これも再エネ 100%になる)、排出された CO₂ 量相当の海外カーボンクレジットを用いたオフセットという手段もある(これは制度に依存する)。設備利用率が低いためこの用途のために化石燃料火力に CCS を装備するのは非現実的であろう。

ここでのコスト面でのポイントは、たとえ高コストの水素やアンモニア発電であっても、kWh ベースで発電コストは低稼働蓄電池コストよりはるかに小さいということである。ただ設備利用率は低いため、新規ではなく既存発電施設を活用する方策がベターであろう。

その他、天気予報に応じて、揚水はもちろん、ダム式水力の貯水量を調整するなどの手段も有効であろう。

③ 再エネの利用状況に応じて需要側を変化させる

RITE や IEEJ 分析におけるシステム統合費用の算定にあたっては、過去の 1 時間刻みの電力需要のパターンが、将来にもほぼ同じように当てはまることを前提としている。しかし、現状のエネルギー消費の大部分を占める製造業を中心とする産業構造が変化し製造業からサービス業への転換が進んでいくことや、電力需要のパターンもセクターカップリングやライフスタイルの変化で大きく変容していくことが十分に想定される。こうした電力需要パターンの変化はシステム統合費用にも影響をもたらす。

この変化を望ましい方向にコントロールする、すなわち、電力需要のパターンや地理的な分布を、再エネの利用ポテンシャルに合わせて変化させる方策は、システム統合費用の削減に有効であると考えられる。例えば、一年でもっとも低需要の(ゴールデンウィークなどの)長期休暇を「曇天・無風状態」の時期に移す

⁴ グリーン水素が国内再エネから生産されるとすると、その価格は当然再エネ電力価格より高くなり、需要家にとって再エネ電力利用の方が魅力的となる。したがって、グリーン水素は海外からの輸入か、非常に安価な国内余剰電力(利用可能な場合)を用いた生産になるはずである。

⁵ 図 3 の IEEJ 分析結果は、水素発電が既設火力を用いるものであるなら、それを表しているとも言える。かなり小規模の水素発電を導入することで、系統対策費用(システム統合費用。おそらく新規蓄電池導入コスト)が大幅に削減できる試算結果となっている(横軸のスケールに注意)。

ように大口需要家にインセンティブ設定を行う、自家消費型太陽光発電による ZEB/ZEH 化のポテンシャルを考慮して公共施設配置・都市計画などを検討する、といったインセンティブ型や規制型のさまざまな方策などが考えられる。とくにデマンドレスポンス型のデマンドサイドマネージメントには、制度設計によってはかなり効果的に機能すると期待できるものが多い。これらの中で、この曇天・無風期間対策として有効なものを組み合わせることは、とくに必要蓄電池の総容量を抑えるために有効な手段であろう。

これら①～③は、組み合わせで利用することで、その効果を最大化、費用を最小化することができる。ここでは、①の電気自動車利用方策を第一にすることを考えてみよう。たとえば、文献[8]によると、必要な蓄電池容量の中央値は、3.3 TWh であるが、図 2 の上図(単年グラフ)からわかるように、

①表 3 の電気自動車による 1.4 TWh の電池をもし曇天・無風期間対策に使えるなら、1 年間のうち、ほとんどの日において、追加的なストレージは不要になる(点線の下の部分)。

残った一ヶ月半ほどの間に、すこしだけ(点線の上の部分だけ)⁶②のガス火力設備が稼働することで、ほとんど追加コストがない対応が可能となる。

加えて、天気予報が事前予告した場合には、③の需要をシフトするようなデマンドレスポンス型対策などを採ることで、更にガス火力の役割を減らすこともでき、コスト減とシステムの頑健さを増すことができる。

システム統合費用面で(第一近似のゼロコストを超えて)より踏み込んで考えてみよう。電気自動車の蓄電池が電力需給調整用として用いられる場合には、電力の該当する市場で競争することとなるため、その需給調整に関する電力の市場価格に準拠してくるであろう。一方で、非常用バックアップ電源の発電コストは、設備利用率が低いこととおそらくグリーン水素やアンモニアが燃料として好まれるとすると、より高めになると想定される(図 1 参照)。もしこの考え方が正しいなら、

電気自動車の電池利用コスト ≦ 水素・アンモニア発電利用コスト ≪ 新規蓄電池導入コスト

であり、その場合には、この順番で左から用いることが望ましい(水力の利用は前提とする)。③の需要側の各種対策は、このコストの大小関係の中で位置づけ、優先順位が設定されることになる。シナリオによっては、この認識が成り立たない場合もあるであろうが、さまざまな可能性の一つとして認識されたい。

なお、電気自動車の蓄電池が大量に利用可能になるということは、曇天・無風期間対策だけでなく、日々の電力系統の kW や ΔkW(周波数)に関する系統運用対策としても十分なポテンシャルを持ち(表 3 右欄参照)、それに関連するシステム統合費用を非常に小さくすることに貢献できることも特筆すべき点であろう。RITE シナリオ分析(表 1、図 1)の、ケース②(再エネ価格の飛躍的低減が見込まれるシナリオ)の電力コスト計算(システム統合費用計算)の低下も見込めると考えられる。

カーボンニュートラルな世界では大きく電力へのシフトが進行すると考えられる。したがって、電力需要想定も、これらの分析で試算された年間約 1,050 TWh 程度に比較して、かなり増加するであろうということも指摘できる(ただ、たとえば 100%電気自動車化の場合にでも、電力量で 15%程度の需要増にとどまる^{[13])}⁷。

⁶ 図 2 上図から読み取ってみると、20 TWh/年＝年間電力量需要の 2%程度 となる。

⁷ 表 1 の RITE 分析の 7 つのシナリオにおいて、6 つに関しては「最終エネルギー消費のうち電力の比率」は 45%程度(再エネ 100%シナリオのみ 53.4 円/kWh と他シナリオの 2 倍以上高い電力コストのため 32%程度と低く、その分合成

また、今後拡大する気候変動によって、異常気象の振幅が大きくなるという傾向も指摘できよう。

一方で、システム統合費用を削減する方策は上記の①～③には限られることもなく、そのほかにもいくつかの有望な方策が存在するであろう。技術的にも、たとえば電力のストレージ技術に新しく低コストのオプションが大量に利用可能になるかもしれない(数日～一週間単位の貯蔵に適したストレージ技術として、圧縮空気貯蔵技術やアンモニア直接変換技術なども研究開発が進められている)。また、大陸との送電線連系により非常に安価な再エネ電力を直接大量に輸入できるようなシナリオも可能性としてはありうる。

さらに言えば、本稿ではシステム統合費用に焦点を当てて論じたが、例えば再エネの発電コスト(図 1)も、シナリオで前提とされているように再エネの普及に従って条件が良い場所が少なくなりコストが高くなるという側面はあるだろうが、逆に再エネが 100%になるほど普及すればより強い量産、学習効果やイノベーションが期待でき、コストが下がるという側面も併せて考えなければバランスを逸してしまうだろう。

このように、これまでは考慮されてこなかったこうした方策、各種原価などのインプットデータや外的状況も、広く前提(可能性)として考慮したうえで、再エネ比率が限りなく高いシナリオを含めて 2050 年の電源構成に関する検討が進められていくべきではないであろうか。

4. まとめ

本論考では、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会第 43 回会合において、推計されたコストが 53.4 円/kWh と大幅に高くなったため「現実的でない」と評価された 2050 年の電源構成再エネ 100%シナリオに関して、コストが 53.4 円/kWh と大幅に高くなっている要因を考察した。そして、この分析における推計では、曇天・無風状態が数日以上継続する稀頻度のリスクに対応するための方策として、利用頻度が非常に低い新規の蓄電池を大量に導入していることが、おそらくコストを大幅に押し上げている主因であることを指摘した。

この会合で説明された再エネ 100%シナリオに関する RITE 分析とそのベースとなった IEEJ 分析は、「曇天・無風期間」というこれまであまり検討されてこなかったリスクへの対処方法を扱ったという点で、非常に重要な第一歩を踏み出したと考えられる(再エネ 30%シナリオではこのリスクは顕在化しない)。一方でその主に対処方法として、新規蓄電池、送電線の設置や水素貯蔵のみを検討対象としていた。ただ前述のように、基本政策分科会では、事務局の資源エネルギー庁から、「結果というよりは、乗り越えるべき課題を明らかにすべきもの」との説明があった。その意味で、所期の目的を果たしたと言うことができる。

この論考では、これらの分析をベースにさらに考察を進めた。その結果、明らかになった乗り越えるべき課題(高コストとその主因)に対し、検討された方策と同等の効果を持つ代替方策として、電気自動車の活用、既設火力発電設備や需要側の変容などを想定し、それらにより、システム統合費用を大幅に削減することが可能であることを示した。とくに電気自動車の活用は大きな効果が期待できる。

すなわち、今後の 2050 年カーボンニュートラルに向けた電源構成の議論においては、再エネ比率をできる限り高めたシナリオを含め、システム統合費用の削減に資する多様なオプションが検討されることで、見逃されていた可能性が見えてくる。本論考の第 3 節の①～③は、曇天・無風期間の対処方法の例であるが、

燃料を含めた液体燃料の比率が高い^[11])であるが、カーボンニュートラルを実現する海外での研究では、より高い＝需要が電力にシフトしたものが多い。

ここで述べていない方策や需要サイドでは幅広いオプションがありうる。

別の視点からは、たとえば電気自動車利用は、他のメリット、すなわち他の種類(kW や ΔkW 需給オペレーション)のシステム統合費用の軽減に加え、新しいタイプのビジネス成立に繋がる＝成長戦略に資することも重要な留意ポイントとして検討対象とすべきであろう。また、国内再エネによる 100%エネルギー自給の可能性や、最終消費のさらなる電力化によって可能となる自動化・スマート化の社会全体への便益など、エネルギーシステムのコストに限らない俯瞰的な視座のもとで検討を進めることが必要であろう。

このように、RITE/IEEJ 分析を考えてみた本論考を端緒として、さまざまな可能性(対応策の可能性と前提条件の可能性)を精査・統合化し、さらにはメリット面も含めた多面的な分析が行われることによって、カーボンニュートラルの実現に向けた 建設的な議論が発展していくことを期待したい。

References

- [1] 公益財団法人地球環境産業技術研究機構 (RITE)「2050 年カーボンニュートラルのシナリオ分析 (中間報告)」 (2021 年 5 月 13 日総合資源エネルギー調査会基本政策分科会配布資料 2)
(URL: https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/043/043_005.pdf 最終アクセス日: 2021 年 5 月 16 日)
- [2] 経済産業省ライブ配信チャンネル「総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 (第 43 回)」
(URL: https://www.youtube.com/watch?v=HO_-e67Xh-0 最終アクセス日: 2021 年 5 月 16 日)
- [3] NHK「再生可能エネルギー割合 50%以上に拡大で発電コスト 2 倍の試算」(2021 年 5 月 13 日)
(URL: <https://www3.nhk.or.jp/news/html/20210513/k10013029521000.html> 最終アクセス日: 2021 年 5 月 16 日)
- [4] MATSUO Y, ENDO S, NAGATOMI Y, SHIBATA Y, KOMIYAMA R, AND FUJII Y., 2018. "A QUANTITATIVE ANALYSIS OF JAPAN'S OPTIMAL POWER GENERATION MIX IN 2050 AND THE ROLE OF CO₂-FREE HYDROGEN," ENERGY 165, 1200–19.
- [5] 荻本和彦, 占部千由, 齊藤哲夫 (2018)「2050 年に向けた日本のエネルギー需給検討: 将来の再生可能エネルギー 100%の可能性と課題」エネルギー資源学会 第 34 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 31-5, pp.697–702, 2018.1.25
- [6] WWF ジャパン (2017)「脱炭素社会に向けた長期シナリオ 2017〜パリ協定時代の 2050 年日本社会像〜」
(URL: https://www.wwf.or.jp/activities/data/170215LongTermEnergyScenario2017_Final_rev2.pdf 最終アクセス日: 2021 年 5 月 17 日)
- [7] RAM M., BOGDANOV D., AGHAHOSSEINI A., OYEWO A.S., GULAGI A., CHILD M., FELL H.-J., BREYER C., 2017. "GLOBAL ENERGY SYSTEM BASED ON 100% RENEWABLE ENERGY – POWER SECTOR," STUDY BY LAPPEENRANTA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY AND ENERGY WATCH GROUP, LAPPEENRANTA, BERLIN. NOVEMBER 2017. (URL: <http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/2017/11/Full-Study-100-Renewable-Energy-Worldwide-Power-Sector.pdf> 最終アクセス日: 2021 年 5 月 17 日)
- [8] MATSUO, Y., ENDO, S., NAGATOMI, Y, SHIBATA, Y., KOMIYAMA, R., AND FUJII, Y., 2020. "INVESTIGATING THE ECONOMICS OF THE POWER SECTOR UNDER HIGH PENETRATION OF VARIABLE RENEWABLE ENERGIES," APPLIED ENERGY 267 (2020) 113956.
- [9] JACOBSON, M. Z., DELUCCHI, M. A., CAMERON, M. A., AND MATHIESEN, B. V., 2018. "MATCHING DEMAND WITH SUPPLY AT LOW COST IN 139 COUNTRIES AMONG 20 WORLD REGIONS WITH 100% INTERMITTENT WIND, WATER, AND SUNLIGHT (WWS) FOR ALL PURPOSES," RENEWABLE ENERGY 123, 236–248.
- [10] 自然エネルギー財団(2021)「脱炭素の日本への自然エネルギー 100%戦略」
(URL: https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI_JP-RenewablePathwaysDecarboStrategy.pdf 最終アクセス日: 2021 年 5 月 17 日)
- [11] IEA/OECD (2020) "PROJECTED COSTS OF GENERATING ELECTRICITY 2020 EDITION," IEA/OECD, PARIS.
- [12] 松尾雄司 (2020)「変動性再生可能エネルギー大量導入時の電力部門の経済性評価—モデル分析からのインプリケーション」(2020 年 12 月 14 日総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 (第 34 回) ヒアリング資料)
(URL: https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/034/ 最終アクセス日: 2021 年 5 月 19 日)
- [13] 黒木昭弘 (2021)「日本におけるすべての自動車の電動化のインパクト分析」
(URL: <http://eneken.ieee.or.jp/data/9471.pdf> 最終アクセス日: 2021 年 5 月 19 日)
- [14] T. MENNEL, ET AL. (2019) "GRID INVESTMENT FOR RENEWABLE ENERGY USE – COST OF VRE NETWORK INTEGRATION", IRENA WORKSHOP,
(URL: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2019/Dec/Session-6---Tim-Mennel---DNV-GL.pdf> 最終アクセス日: 2021 年 5 月 19 日)
- [15] M. AUNEDI, ET AL. (2016) "CALCULATING SYSTEM INTEGRATION COSTS OF LOW-CARBON GENERATION TECHNOLOGIES IN FUTURE GB ELECTRICITY SYSTEM", (URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7835476> 最終アクセス日: 2021 年 5 月 19 日) .
- [16] 資源エネルギー庁「2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた検討」(令和 2 年 11 月 17 日総合資源エネルギー調査会基本政策分科会配布資料)

この論考を作成するにあたって、IGES の同僚である栗山昭久氏、劉憲兵氏、森秀行氏、有野洋輔氏からは技術的見地、松尾雄介氏、Mark Elder 氏、大塚隆志氏、高橋康夫氏からは社会的見地から種々の有用なコメントをいただいた。
ここで感謝の意を表したい。

Institute for Global Environmental Strategies (IGES)

<http://www.iges.or.jp/>

2108-11, Kamiyamaguchi, Hayama, Kanagawa 240-0115, Japan

Phone: +81-46-855-3700

The views expressed in this commentary paper are those of the authors
and do not necessarily represent those of IGES.

©2021 Institute for Global Environmental Strategies. All rights reserved.