2050年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討

A Study on the Possibility of "Complete Decarbonization" of Japan's Power Sector in 2050

松尾 雄司*・遠藤 聖也*・永富 悠*・柴田 善朗*・小宮山 涼一**,*・藤井 康正***

Yuhji MATSUO Seiya ENDO Yu NAGATOMI Yoshiaki SHIBATA Ryoichi KOMIYAMA Yasumasa FUJII

This study focuses on the power sector in Japan in 2050 and investigates the possibility of achieving "zero-emission" using an optimal power generation mix (OPGM) model with a 10-min resolution through a year, and fully taking into account the grid integration costs with high penetration of intermittent renewable energy. Although the potentials of renewable energies such as wind and solar PV are estimated to be large in Japan, as well as in other countries, the grid integration costs, such as the costs for batteries, suppression of renewable power output, grid extension and reinforcement, etc. become significant in the cases with very high shares of intermittent renewables. In this regard it would be indispensable to introduce a certain amount of electricity generated by "zero-emission thermal power" technologies, including fossil-fuel fired power generation with carbon capture and sequestration (CCS) or CO₂-free imported hydrogen. Nuclear power is also estimated as effective to reduce the cost hike associated with achieving zero emissions.

Keywords : Renewables, Cost, Power generation, Nuclear, Decarbonization, Hydrogen

1. 研究の背景

2015 年末にパリで開催された国連気候変動枠組条約第 21 回締約国会議では、参加 196 カ国の合意のもと、世界 の平均気温上昇を産業化前に比べて 2℃未満に抑えるこ となどを含む「パリ協定」が採択された、ここでは全ての 参加国が気候変動の緩和に向けた目標を設定することが 義務付けられており、これに対応するために日本政府は温 室効果ガスの排出量を 2030 年までに 2013 年度比で 26%削 減するとの目標を提出している. 更に 2016 年 5 月には, 2050 年までに 80%の削減を目指すという目標をも明記し た「地球温暖化対策計画」が閣議決定された.

2030年までの温室効果ガス削減目標は2015年に公表さ れた「長期エネルギー需給見通し」に基づいている. ここ では 2030 年までに徹底した省エネを行ってエネルギー効 率を 35%改善するとともに、2015 年現在 84%を占める火力 発電比率を 2030 年には 56%まで低減させ、代りに原子力 発電比率を 20~22%, 再生可能エネルギー発電比率を 22 ~24%まで上昇させることとされている.

これに対し、2050年の削減目標は定量的な裏付けが公 表されていない。これは一つには、この目標が極めて野心 的であることによる. 最大限の省エネルギーの努力は当然

必要であるが、それと同時に各需要部門においてエネルギ 一利用の電化を進め、その電力をいわゆる「ゼロ・エミッ ション」電源(CO₂排出量が「ほぼ」ゼロに近い電源,即 ち原子力、再生可能エネルギー及び「ゼロ・エミッション 火力」) のみで供給することが必要となる可能性が高い.

このうち「ゼロ・エミッション火力」としては、まず従 来型の火力発電に二酸化炭素回収・貯留 (Carbon Capture and Sequestration, CCS) の技術を付加することが考えら れる. 但し日本では現状で相対的にコストが高い上に、帯 水層を除けば国内にポテンシャルは少ないとの評価もあ り、今後の普及見通しは必ずしも明瞭でない.

もう一つのオプションはいわゆる「CO₂フリー水素」に よる発電である. 即ち, CO₂を(ほぼ) 排出しない方式で 製造された水素を用いて発電を行えば、排出削減に大きく 貢献し得る. 水素製造の方法としては豪州等の資源国で化 石燃料から水素を製造して日本に輸送し、発生した CO₂は CCS 技術によって現地に貯留することなどが考えられる (これは世界全体の観点からは、地域的に偏在する CCS のポテンシャルを有効利用することに相当する).

今後、再生可能エネルギーのコスト低減に伴い、その急 速な導入拡大が期待されている. しかし中でも特に大きな 普及が見込まれる太陽光・風力発電がいわゆる「間歇性」 をもち、出力が気候条件等に応じて大きく変動することが 大きな課題として認識される. これらの電源の大量導入を 目指す場合には電力系統の強化や蓄電池の導入等、系統安 定化のための対策が必要となり、そのコストが発電部門の 経済性に大きく影響することとなる. 一方で原子力やゼ

^{*}一般財団法人 日本エネルギー経済研究所 〒104-0054 東京都中央区勝どき 1-13-1

^{**}東京大学大学院工学系研究科附属レジリエンス工学研究セン

^{〒113-8656} 東京都文京区本郷 7-3-1

^{***}東京大学大学院工学系研究科原子力国際専攻

^{〒113-8656} 東京都文京区本郷 7-3-1

ロ・エミッション火力には現実的な利用可能性の制約が生じる可能性が高いため、経済合理的にどこまで再生可能エネルギーの導入を進めることができるかが、2050年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討の焦点となる.

このような背景のもと本稿では詳細な電源構成モデルを用い、2050年における電力部門の(ほぼ)ゼロ・エミッション化の可能性について検討した。ゼロ・エミッション火力としては輸入水素発電を想定したが、仮に CCS 技術に立地上、経済上の制約がない場合には、本試算の結果はCCS 付き火力発電についても当てはまるものである。

2. 評価方法

本稿では1)などの既往研究と同様に、線形計画法による最適電源構成モデルを用いたコスト最小化により評価を行った。ここでは図1に示す通り、旧一般電気事業者の供給区域に従って沖縄を除く日本全国を9地域に分割した。これらの地域は相互に直流または交流の連系線によって繋がれているものとする。

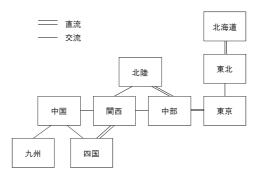


図1 地域区分

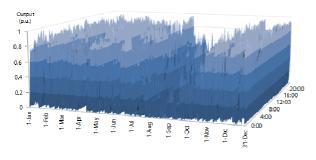


図2 風力発電の出力パターン (東北地方)

これらのそれぞれの節点(地域)に対して、2012年の実績値(1時間値)を線形補間して10分値の電力需要を作成し、更に、それが文献2)による2050年の電力供給量(1,044TWh)に合うように定数倍してモデルの前提条件とした。また太陽光と風力の出力パターンについては、全国各地のAMeDASによる日照時間、降水量、風速などの2012年実績データをもとに10分値で1年間分を作成し、使用した、東北地方における風力発電の例を図2に示す。

表1 太陽光・風力の導入可能量想定

単位:GW	太陽光	陸上風力	洋上風力
北海道	15	146	177
東北	25	67	34
東京	54	5	39
北陸	9	4	0
中部	35	9	23
関西	26	11	0
中国	24	9	0
四国	13	5	2
九州	37	16	2
合計	239	271	277

太陽光・風力の最大導入可能量としては、環境省による評価 ³に従い、表 1 の通り設定した。但しこの太陽光・陸上風力の可能量相当の導入がなされた場合にはその設備面積は日本国土の数%を占めるに至ると考えられ、その実現はハードルが高いことにも注意が必要である。

また、その他の再生可能エネルギー発電については、環境省の導入見込量 4) に従って 212TWh (うち水力 107TWh, 地熱 38TWh, バイオマス 35TWh, その他 33TWh) と想定し、これらの発電量は固定 (ケースに従って変化しない) とした。また原子力については 2050 年時点での稼働年数 60年を想定し、1990年以降に運転開始したプラント及び現在建設中の3基合計の発電設備容量(25GW)を上限とした。

各電源の発電コストについては、文献 5)に基づき設定した.特に太陽光・風力については 2030 年までのコスト低減が更に 2050 年まで続き、現状と比べてコストが大幅に低減するとした。またその他の前提条件については既往研究 1)の他、文献 6)、7)等に従い設定した。本試算で用いた前提条件を表 2~表 5 に示す。なお揚水発電については kW ベースの設備容量を上限として設定し、kWh 容量の設備容量上限はその 6 倍と想定した。使用したモデルの詳細については、例えば文献 1)を参照されたい。なお本試算では地域間連系線は考慮している一方で、地域内の送電線増強は考慮していない。この点においては、今後風力発電が北海道等で拡大した場合のコストを過小に評価していることに留意する必要がある。

コストについては高位及び低位を想定したが、ここで再生可能エネルギー発電や蓄電池のコストが高い(低い)ほど、また輸入水素のコストが低い(高い)ほど、再生可能エネルギーの導入が小さく(大きく)なる。このため「再生可能エネルギー及び蓄電池」と「輸入水素」それぞれについて高位・低位を考え、計4通りのケースを設定した。

表2 発電コストの想定(原子力及び水素火力)

	原子力	水素火力
建設単価 [千円/kW]	420	120
稼働年数	40	40
年経費率	0. 057	0. 024
熱効率	_	0. 57
自家消費率	0. 04	0. 02
燃料費	1.8円/kWh	(表 5)
出力増加率上限	0. 02	0. 44
出力減少率上限	0. 02	0. 31
季節内設備利用率上限	0. 90	0. 85
年間設備利用率上限	0. 80	0. 80
DSS 運転比率	0. 0	0. 50
最小出力レベル	0. 30	0. 30

表3 発電コストの想定(太陽光及び風力)

20 元电コハーの心足(ハ		()(()()()()()()()()()()()()()()()()()()(/ /24//3/
		高位	低位
太陽光	建設単価 [千円/kW]	188	169
	稼働年数	30	30
	年経費率	0. 008	0.008
陸上風力	建設単価 [千円/kW]	284	212
	稼働年数	20	20
	年経費率	0. 017	0. 017
洋上風力	建設単価 [千円/kW]	446	360
	稼働年数	20	20
	年経費率	0. 040	0. 040

表4 蓄電設備等の想定

2014 歯电設備寺の心足				
	揚水	NaS	Li-ion	
	אויופו	電池	電池	
建設単価 [千円/kW]	200	-	-	
年経費率	0. 01	-	-	
建設単価 [千円/kWh]	1	(表5に準じて設定)		
年経費率	0. 01	0. 01	0. 01	
稼働年数	60	15	15	
最大充放電回数	-	4, 500	3, 500	
サイクル効率	0. 70	0. 85	0. 85	
自己放電率 [1/時間]	1E-4	5E-4	5E-4	
Cレート	_	0. 14	2. 0	

表 5 その他のコスト想定

	高位	低位
輸入水素 [円/Nm³]	30	20
NaS 電池 [米ドル/kWh]	200	100
Li-ion 電池 [米ドル/kWh]	739	100
水電解装置 [米ドル/kW]	793	462
水素タンク [ユーロ/kg]	600	500

3. 試算結果及び考察

3.1 最適化結果

4 つのコストケースについてコスト最適化を行った結果を図3に示す.いずれのケースでも原子力発電が上限まで利用されるとともに,再生可能エネルギー等のコストに応じて風力や太陽光が導入される.水素低位・再生可能等低位では、間歇性再生可能エネルギー(風力+太陽光)のシェアは14%程度となる.一方で,再生可能エネルギーが最も大量に導入される水素高位・再生可能等低位ケースでは、間歇性再生可能エネルギーのシェアは33%まで上昇する.これらの最適化ケースで導入される風力発電は導入されない.

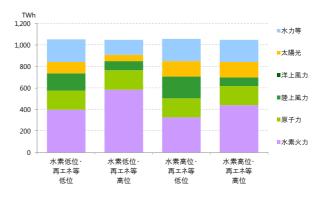


図3 コスト最適化による試算結果

3.2 ゼロ・エミッション火力制約による変化

図4及び図5は、水素低位・再生可能等低位ケースにおいて、水素発電量を0TWh~600TWhで固定した場合の最適計算結果(電源構成及び電力システム単価)を示したものである.水素発電量が小さくなるに従い再生可能エネルギー発電の導入量が拡大するが、導入可能量には上限制約があるため、原子力ありの場合は水素発電25TWh以下、なしの場合には100TWh以下で洋上風力の導入が必要となる.原子力なし、水素発電ゼロの場合の洋上風力発電比率は34%まで上昇し、ほぼ陸上風力と同程度となる.また、水素発電がない場合には蓄電池の大量導入が必要となるため、それに伴う電力ロスが生じ、必要な発電量そのものが増加する.

電力システム単価は水素発電が小さくなるに従って上昇し、水素発電 600TWh の場合の約 11 円/kWh に対し、水素発電ゼロでは原子力ありの場合 20.0 円/kWh, なしの場合 24.9 円/kWh となる. この中で最も大きなコスト上昇は蓄電池のコスト増加に伴うものであり、原子力なしの場合に 5.5 円/kWh, ありの場合に 7.3 円/kWh に達する. また北部に多く賦存する風力資源を利用するための送電コストも拡大する.

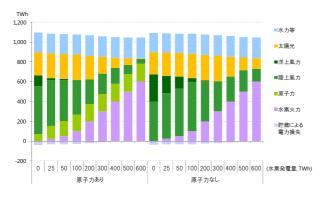


図4 火力発電量の変化に応じた電源構成

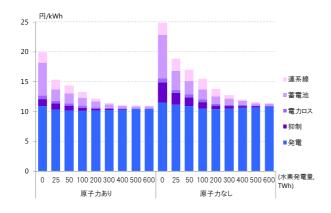


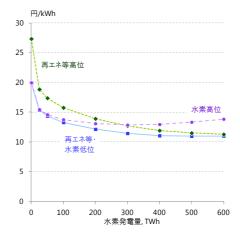
図5 火力発電量の変化に応じた電力システム単価

2050 年までに風力・太陽光の発電コストは急速に低下すると想定しているため、発電コストのみで比較すると、水素発電ゼロでも大きくは上昇しない。但し発電した電気のうち余剰分を利用も蓄電もせず、そのまま捨てる(もしくは出力を抑制する)ために有効な設備利用率が低下するため、それによる単価上昇分(図5内では「抑制」と表示)が見込まれる。

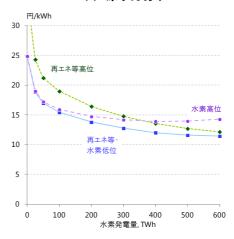
図6には価格低位ケースに加えて、水素高位ケースと再生可能等高位ケースについて電力システム単価を示す。原子力がある場合、水素発電ゼロでの電力単価は再生可能等低位で20.0円/kWh、高位で27.3円/kWhであり、このうち系統対策分(図5に示す「発電」以外の分)は低位で9.1円/kWh、高位で13.8円/kWhである。また原子力なしの場合では、水素ゼロでの電力単価はそれぞれ24.9円/kWh及び35.2円/kWhであり、そのうち系統対策分はそれぞれ13.4円/kWh及び21.2円/kWhである。

水素高位ケースでは水素発電量ゼロの場合の電力単価は低位ケースと同じになるが、水素発電量が大きくなるにつれてより大きくなり、電力単価は下に凸の曲線を示す(これらの曲線の極小点が既に図3に示した最適解の電源構成である)、水素発電量600TWh(原子力あり)では水

素低位ケースの電力単価 11.0 円/kWh に対し、水素高位ケースでは 13.8 円/kWh である.



(a) 原子力あり



(b) 原子力なし

図6 各コストケースの電力単価

これらの分析結果から、ゼロ・エミッション火力発電量が概ね 100TWh よりも小さくなると、特に急速に電力単価が上昇することがわかる。これは、この場合には原子力や再生可能エネルギーといった調整力に乏しい電源のみで需給運用を行うことが非常に困難であることを示しており、2050 年の電源ゼロ・エミッション化を達成する場合であっても、コストの大幅な上昇を抑えるために最低限の火力発電が不可欠であることを示している。一方で例えば原子力ありケースでは水素発電量 200TWh 程度まではごく緩やかな単価の上昇を示しており、本研究で想定しているような大幅のコスト低減下では、相当程度の再生可能エネルギー導入が経済合理性の面からは可能であると言える。

また原子力なしケースとありケースでは水素発電ゼロの場合,再エネ等低位ケースで4.9円/kWh,高位ケースで7.円/kWh の単価差がある.このように、火力発電量が低下した場合のコスト急騰を抑えるために原子力は有効であることが伺える.

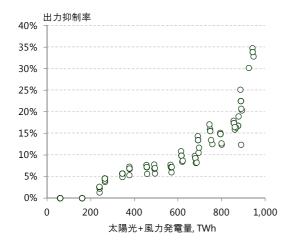


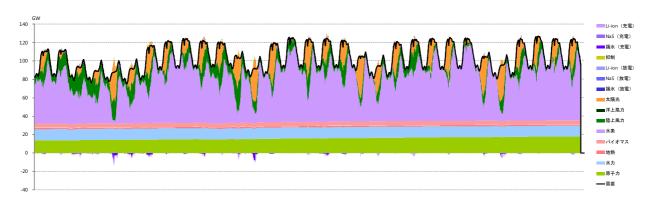
図7 風力・太陽光の出力抑制比率

再生可能エネルギーが大量に導入されるケースでは、系統運用のために蓄電池が大量に導入されるとともに、余剰な発電分を大量に抑制する必要が生じる。図7にはそれぞれの計算において、風力+太陽光の発電量を横軸に、それらの電源における平均的出力抑制比率を縦軸に示す。最も高いケースでは発電量のうち概ね35%程度が抑制されることになる。また、風力発電の導入量が増加するにつれ、その生産地である北海道や東北から、需要地である東京への連系線が拡大する。例えば北海道・東北間連系線では、現在の容量(0.6GW+0.3GWの拡張計画)に対し、原子力

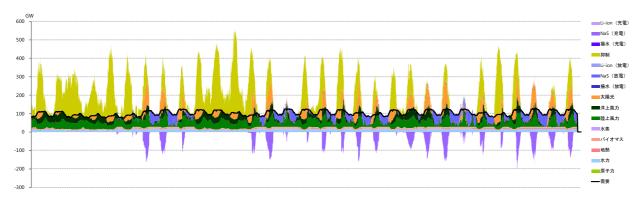
なし・水素ゼロケースでは 60GW もの容量が必要となる.

最適化ケース及び火力・原子力ゼロケース(コスト低位)での5月における日本全体(9社合計)の電力需要と発電構成を図8に示す.最適化ケースでは原子力発電(緑)や水力発電(水色)をベース電源として用い.風力や太陽光発電の変動に対しては水素火力(紫)の調整によって対応している.上述の通り,このケースにおける自然変動電源比率は年間平均で12%程度であり,需要が小さく,太陽光発電量が比較的大きい5月には一時的に水素火力発電がゼロとなる時点が見られる.一方で火力・原子力ゼロケースでは太陽光の発電量が需要を大きく上回って変動しており,大規模な出力抑制も行われ,無駄の多い需給運用となっていることが伺える.

本試算では「原子力あり」ケースにおいて、原子力発電設備容量に上限制約を設けている。この制約条件に関するシャドウ・プライス(全9地域の中央値)を設備容量当りの建設単価(円/kW)に換算したものを図9に示す。本試算で想定した原子力発電設備建設単価42万円/kWに対し、追加的にこれらの値相当までであれば、建設単価が上昇しても、原子力は電源のゼロ・エミッション化に貢献し得ると解釈することができる。この値は火力発電量が小さくなるにつれて最大300万円/kW近くと非常に大きくなり、原子力の潜在的な役割は大きくなると言える。



(a) 最適化ケース(コスト低位)



(b) 原子力・火力ゼロケース (コスト低位) **図8** 5月の電力需給

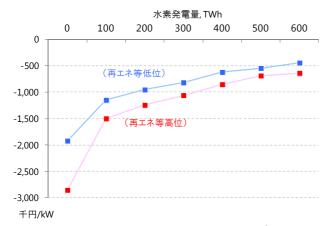


図9 原子力設備容量制約のシャドウプライス (建設単価換算)

4. まとめ

本稿では 2050 年に日本が電源をゼロ・エミッション化 することを想定し、詳細な電源構成モデルを用いて、その 経済合理性について評価を行った. 火力発電中心の現在の 電源構成に対し、今後電源のゼロ・エミッション化を進め るに際して大きな役割が期待されるのは風力・太陽光等の 間歇性再生可能エネルギー発電である. 但しそれらの大量 導入には現実的には土地利用の面から制約が生じる可能 性があると同時に、仮にそれが実現したとしても、間歇性 再生可能エネルギー発電比率を 60%よりも高めようとし た場合には陸上風力と太陽光のみでは足りず、より高価な 洋上風力に依存することが必要となる. またその導入比率 が高まるにつれ、系統対策コストの上昇が大きな課題とな る. 特にそれが 70%を超えるような極端な場合には、一部 の地域に需要を遥かに上回る発電設備が設置され, 時期に よってはその大半が抑制されるなど、非常に無駄の多い需 給運用を強いられることになる.このため,再生可能エネ ルギーとゼロ・エミッション火力とのバランスを考慮する ことは、特に重要な課題である.

仮にゼロ・エミッション火力(輸入水素発電もしくは CCS 付き火力発電)が大量、かつ安価に導入可能であれば、それによって電源のゼロ・エミッション化が経済合理的に実現可能となる。しかしそうでない場合には、系統対策に係る追加的費用が嵩むことになる。系統安定化のためには間歇性再生可能エネルギーによる余剰発電分を抑制することも必要となるが、それと同時に蓄電システムの大量導入も不可欠であるため、そのコスト低減に向けた研究開発を進めることが重要な方針の一つとなるであろう。一方で仮に再生可能エネルギー及び蓄電システムのコストが劇的に低下したとしても、火力発電が 100TWh(概ね発電比率 10%程度に相当)を下回ると電力単価が急速に上昇する。このため 2050 年にあっても必要最低限の火力発電は不可欠であると言えるであろう。

原子力発電については、福島第一原子力発電所事故後、日本国内で近い将来に新規建設を行うことは難しい状況にある。しかし特にゼロ・エミッション火力の導入可能量に制約が生じた場合には、電力単価の上昇を抑えるために原子力が大きな役割を果し得ることも事実である。このことから、proven なゼロ・エミッション電源としての原子力のオプションを保持することも、長期のエネルギー政策の視点からは重要であると思われる。

エネルギー政策を考える上では、常に多様なエネルギー間のバランスを考慮することが必要であり、特定の電源のみに頼った将来像を描くことは、リスク管理の上からも望ましくない。日本において電源のゼロ・エミッション化を進めるためには、再生可能エネルギーのみでなく、蓄電池、ゼロ・エミッション火力等の全てについて技術開発を進め、コスト低減の努力を続けることが必要であると言える。

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 2-1704 により実施された。同機構及び関係各位に対し、甚深なる謝意を表するものである。

参考文献

- R. Komiyama and Y. Fujii; Assessment of post-Fukushima renewable energy policy in Japan's nation-wide power grid, *Energy Policy*, 101, (2017), 594-611.
- 日本エネルギー経済研究所; IEEJ アウトルック 2018, (2017), 日本エネルギー経済研究所.
- 3) 環境省: 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報.
 - https://www.env.go.jp/earth/zoning/index.html (アクセス日 2017.10.31)
- 4) 環境省: 平成 26 年度 2050 年再生可能エネルギー等分 散型エネルギー普及可能性検証検討委託業務報告書, (2015).
- 5) 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).
- 6) 水野有智, 石本祐樹, 酒井奨, 坂田興; 国際水素エネルギーキャリアチェーンの経済性分析, エネルギー・資源学会論文誌, 38(3), (2017), 11-17.
- 7) Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU); Development of Water Electrolysis in the European Union Final Report, (2014).