

# 2050年に向けた最適電源構成の検討 -マクロ経済影響を加味した定量分析-

## A Quantitative Analysis of Optimal Japan's Generation Mix to 2050

- Analysis Considering Economic Percussion by Investment for Power Resources -

岡林 秀明\*・柴田 智文\*・松尾 雄司\*  
Hideaki Okabayashi Tomofumi Shibata Yuji Matsuo

### Abstract

This study performs model analyses assuming Japanese power supply portfolio in 2050 to evaluate the optimal generation portfolios that contribute to both economic growth and low-cost power supply by in 2050. The energy model developed in this paper is integrated model which combines OPGM model and evaluating econometric model.

Considering the economic ripple effect, portfolios that include zero emission power generator are not necessarily decelerate the economic growth, even if the portfolios raise the electric price due to higher system costs. Balanced energy mix using not only zero-emission power generators but also optimal amount of gas power generators realize the harmonization between environment and economic growth.

**Key words** : nuclear power, unit cost, OPGM model, energy mix

### 1. 序論

地球温暖化防止に対する国際的な関心の高まりを受けて、温室効果ガス削減に関する国家目標を設定する動きが、数多くの国で活発に見られるようになった。

例えば、2019年6月に、英国において2050年における同国の温室効果ガス排出を実質的にゼロとすることを求める法律が可決<sup>1)</sup>された他、同年11月には、フランスにおいて「2050年までに1990年比で温室効果ガス排出量を75%削減する」という従来の国家目標を「2050年までにカーボンニュートラルを達成」へと上方修正する法律が可決<sup>2)</sup>されている。

将来の温室効果ガス削減に向けた取組み強化の動きは、我が国においても例外でない。日本政府は「最終到達点としての『脱炭素社会』を掲げ、それを野心的に今世紀後半のできるだけ早期に実現することを目指すとともに、2050年までに80%の温室効果ガスの削減に大胆に取り組む」とした、「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」を2019年6月に閣議決定<sup>3)</sup>している。なお、同決定は、温室効果ガス排出量実質ゼロを掲げる決定としては、G7加盟国において初の事例である。また、2020年10月に行われた菅内閣総理大臣所信表明演説<sup>4)</sup>では、「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、すなわち2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指すこと」が宣言された。

上記のように、将来時点における温室効果ガスの排出について各国が、実質ゼロという極めて野心的な目標設定を矢継ぎ早に打ち出す一方で、温暖化対策に必要となる費用を賄うための費用負担増加に対する懸念が一部の国において高まりを見せている。

フランスで2018年後半から2019年半ばまで高まりを見せた、市民によるフランス政府への抗議運動（いわゆる「黄色いベスト運動」）は、10名を超える市民が犠牲となった他、市民・警察の双方において1千名を超える負傷者が発生する事態にまで発展したが、その背景の1つとして、炭素税による負担増加に対する市民の不満が挙げられる。

我が国においても、経済界を中心に、炭素税などの温室効果ガス削減に向けた一部政策の導入が経済に与える影響への懸念が表明されており、2017年11月、日本経済団体連合会は「カーボンプライシングに対する意見」を公表<sup>5)</sup>、明示的カーボンプライシングの導入に対し、我が国の国際競争力低下の観点から懸念を示している。

いずれの事例も、温室効果ガス排出のネットゼロ化という理想と、その実現に伴う経済負担増加という現実との間の葛藤を示すものであり、経済影響を最小限に留めながら、野心的な温室効果ガス削減に向けた具体的戦略を作成することの重要性を端的に示すものであるといえる。

上記の問題意識から、ゼロエミッション化に向けた国家のエネルギー選択が経済や国民負担に与える影響の分析のための取組みが、内外において活発に行われている。

例えば、再生可能エネルギーをはじめとした各種電源の電力系統への統合費用の評価は欧米を中心に、海外では多くの研究者によって進められている。

経済協力開発機構（OECD）・原子力機関（NEA）の2012年のレポート<sup>6)</sup>によれば、VREが30%導入された際の平均統合費用は国によって2~8セント/kWh程度とされていた。また2018年に同機関が公開した文献<sup>7)</sup>におけるレビューでは2.5~4セント/kWh程度、2019年に公開した欧州を対象としたモデル分析<sup>8)</sup>では2セント/kWh程度とされるなど、評価の幅が広い。これと同様の分析は欧州（例えばB. Van

\* 一般財団法人日本エネルギー経済研究所

Zuijlen ら(2019)<sup>9)</sup>など) や米国 (例えば L.Noel ら(2017)<sup>10)</sup>など) を中心に数多く存在し、また M.Z. Jacobson ら(2015)<sup>11)</sup> や Lappeenranta 大学のグループ(2017)<sup>12)</sup>のように、世界のほぼ全ての国・地域を対象として統合費用を推計し、公開しているグループも存在する。

日本を対象として同様の評価を行った文献も複数存在しており、例えば前述のグループ(2017)<sup>12)</sup>や WWF ジャパン(2017)<sup>13)</sup>などは、仮に 2050 年に再生可能エネルギーで日本の全電源を供給したとしても、統合費用を含む電力システム総費用は現状に比べて低下する、としている。一方で日本エネルギー経済研究所および東京大学(2018)<sup>14)</sup> (2020)<sup>15)</sup>では 2050 年に火力発電が利用可能でない場合、電力システム費用は大幅に上昇し、かつ、再生可能エネルギーのみでなく原子力発電をも利用することでコストの上昇を抑制できる、との結果となっており、また荻本ら(2018)<sup>16)</sup>も仮に電力供給を VRE のみで行った場合、電力システム単価は現状よりも遥かに高くなる、との結果を示している。

このように、エネルギー選択による電力部門の経済性評価を行った研究例は多い一方で、それらの多くは電力システム全体の整備および維持管理に係る総コストとしての経済性のみならず焦点を当てて分析を行ったものであり、電源設備の整備により生じる設備投資が誘発する経済効果や、炭素税の経済負担や、その税収を原資に政府が歳出を拡大した場合の乗数効果など、より広義のマクロ経済全体に及ぼす影響について定量的に検討した例は決して多くない。

一部(独)国立環境研究所の AIM モデル(2009)<sup>17)</sup>のように応用一般均衡モデルを用いマクロ経済全体への影響を分析した事例も存在するものの、経済成長率については前提を置いて試算を行っているため、炭素税導入等、政策の導入がマクロ経済へ及ぼす影響を、政策が導入されない場合の均衡からの歪みとして表現することが可能である一方、完全情報下において各主体が価格情報をもとに合理的な行動を行うことを前提としているため、実際の社会におこる不況や市場の不均衡等のギャップが表現されず、モデルに炭素税等の何らかの制約を賦課した場合、必ず GDP が減少するなど、その適用には一定の制約が存在する。

(例えば、応用一般均衡モデルでは、労働市場について完全雇用の状態が前提とされている。この為、不況期において政府がグリーンニューディールにより経済浮揚を目指す政策を行った場合における GDP への影響について分析することはモデルの性質上困難である。)

このような状況を踏まえ、本研究では、2050 年の我が国の電力システムにおけるエネルギー選択が、電力システムの総コストおよび GDP をはじめとしたマクロ経済に与える影響の両面について、線形計画法を用いた最適電源構成モデルとマクロ計量モデルを統合し筆者らが作成した統合

型エネルギー経済モデルを利用し分析する。

以下、本論文は次の通りの構成となる。第 2 章では使用したモデルの概要及び主要な前提条件等を記述し、第 3 章においてモデル分析の結果の概要を記した。これを踏まえ、第 4 章において低炭素化と経済成長を両立する最適な電源選択の組み合わせについて考察を加えた上で、本研究から得られる政策的インプリケーションを記述した。

## 2. 評価方法

### 2.1 統合型エネルギー経済モデル

2050 年までの日本のエネルギー選択が、電力システムの総コストおよびマクロ経済に与える影響について評価するため、本研究では統合型エネルギー経済モデルを構築し、試算に供した。

本稿で作成したモデルは、トップダウン型の計量経済モデルと、ボトムアップ型のコスト最小化型技術評価モデルを組み合わせた統合型エネルギー経済モデルである。トップダウン型の計量経済モデルは、日本エネルギー経済研究所等が開発(2005)<sup>18)</sup>し改良したモデル(2008)<sup>19)</sup>(2012)<sup>20)</sup>を用いる。ボトムアップ型のコスト最小化型技術評価モデルは、日本エネルギー経済研究所等が開発した日本版 OPGM モデル(2018)<sup>14)</sup>(2019)<sup>22)</sup> (2020)<sup>15)</sup>を用いる。

### 2.2 計量経済モデル

計量経済モデルでは、世界貿易等の海外要因、公共投資等の経済政策、人口動態、化石燃料価格等のエネルギー価格を前提条件として、各種経済指標を推計する。

計量経済モデルは、図 1 の通り、国民総生産 (GDP) やそれを構成する投資、輸出入等の動きに着目して、国民経済の資金循環を計算するモデルである。

モデルは主に、実質支出モジュール、賃金物価モジュール、所得分配モジュール、労働モジュールより構成され、各種外生変数の変化が経済全体に与える影響について、推計することが可能となる。モデルの詳細については、日本エネルギー経済研究所(2012)<sup>20)</sup>を参照されたい。

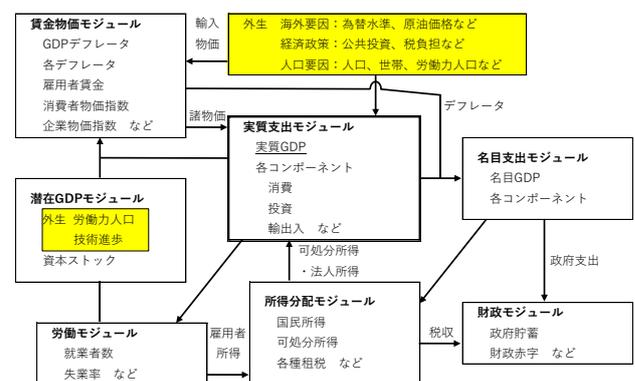


図 1 計量経済モデル

## 2.3 日本版 OPGM モデル

本研究では 2050 年の日本の電力部門を対象とし、日本版 OPGM モデルによって複数の制約条件下で費用が最小となる電力供給を模擬し、分析を実施した。

OPGM モデルでは一国のエネルギーシステムが線形計画法によりモデル化されており、エネルギー需給とエネルギー技術の経済合理的な導入規模が決定される。目的関数は算定期間における割引後のシステム総コストであり、制約式として、資源量制約、エネルギー需給バランス制約等を考慮している。

地域区分としては、図 2 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。

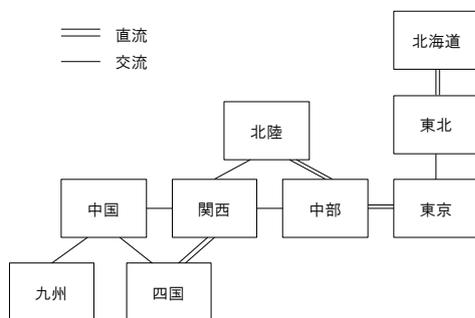


図 2 地域区分

なお、本研究では年間の電力需給を 1 時間刻み ( $365 \times 24 = 8,760$  分割) で計算し評価を行った。モデルの詳細については、日本エネルギー経済研究所 (2018)<sup>14)</sup>(2019)<sup>22)</sup> (2020)<sup>15)</sup>を参照されたい。

## 2.4 統合型エネルギー経済モデルの構造

先述した OPGM モデルでは、線形計画法により、制約下で費用最小となる最も効率的な電源構成を推計することが可能となる。一方で、推計の前提として、一国のエネルギー需要を外生的に与える必要があるが、一国のエネルギー需要そのものが、電源選択により影響を受けることとなる。

例えば、安価な化石燃料を使用した発電設備を多用することは、OPGM モデル上は最小コストでの電力供給が可能となるため最適解となる可能性が高いが、一方で、化石燃料購入による国富流出は GDP の押し下げ要因となるため、国内の電力需要に対する押し下げ要因として作用する可能性がある。一方、原子力発電や再生可能エネルギー発電設備を多用した電源構成は、OPGM モデル上の電力システム総コストは前者よりも上昇する一方で、燃料購入による国富流出を抑制し、かつ国内における発電設備形成のための民間設備投資等を増加させるために、GDP の押し上げ要因となり、電力需要に正の影響を与える可能性がある。

上記のような、電力供給構造の相違による電力供給コストとマクロ経済影響の相互関係を考慮した分析を行うため、本稿では、計量経済モデルと OPGM モデル間で前提となる外生変数を共有する統合型エネルギー経済モデルを構築し、電力システムにおけるエネルギー選択が、電力供給の総コストおよび日本経済全体に与える影響の相互関係について分析を行った。

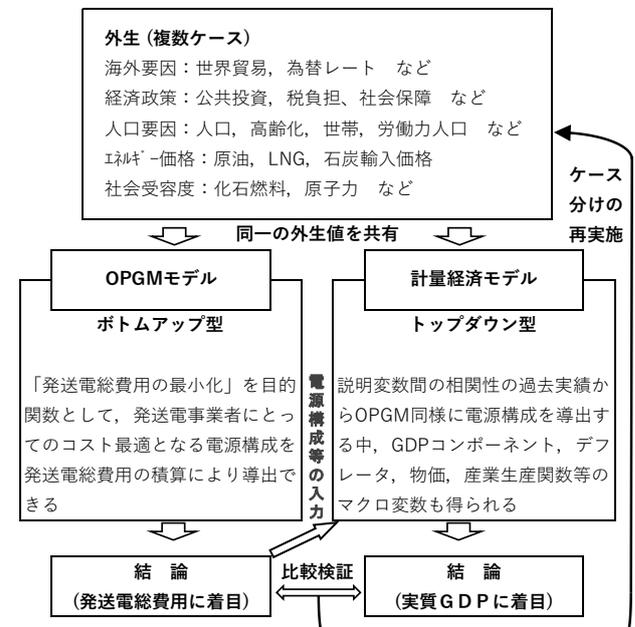


図 3 統合型エネルギー経済モデル

統合型エネルギー経済モデルでは、電源選択上の制約について設定した複数の前提下において、費用最小となる電源構成・システム総コストについて OPGM モデルより推計。

そのうえで、OPGM モデルが算出した最適電源構成の実現に必要な設備投資金額、燃料費、炭素税徴税額等を勘案した、送電総コスト等の変数について計算を行い、計量経済モデルに外生変数として入力、実質 GDP 等のマクロ変数について推計し、両モデル間の結論を比較検証し、さらに検証が必要な場合は外生値のケース分けを追加し再分析。

## 2.5 試算ケース

本研究では、2050 年時点において電力システムを取り巻く制約を幅広く検討するため、図 4 に示すとおり、まずは基本となる 6 ケースを作成し、比較分析を行った。表 1 内の番号はケース番号を指す。化石燃料の発電利用、炭素税の導入、原子力発電所の新設のそれぞれが社会的に受容されるか否かでケース分けをしている。

また、6 ケースについて比較検証の後、OPGM モデルと計量経済モデルの評価結果のギャップを明確にするため、さらに 5 ケースを両モデルに投入し、計 11 ケースで比較検証を実施しているが、それらは第 3 章で後述する。

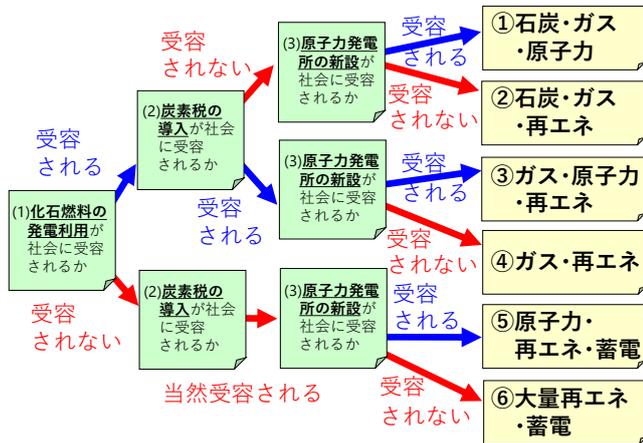


図4 試算ケース

表1 試算ケースの基本的な電源の設置可否

ケース番号	①	②	③	④	⑤	⑥
炭素税 賦課	現状維持		\$120/t-CO <sub>2</sub> ※			
石炭 既設	○	○	×	×	×	×
ガス 火力	○	○	○	○	×	×
原子力 新設	○	×	○	×	○	×

※ World Bank "State and Trends of Carbon Pricing 2020" 12p. 2020.4.1 時点の最高値スウェーデン \$119/t-CO<sub>2</sub> に 2050 年には日本も到達と仮定した試算、OPGM では石炭火力が全廃に至る。

## 2.6 前提条件

すべてのケースでは、日本エネルギー経済研究所の既往研究(2018)<sup>21)</sup>(2019)<sup>22)</sup>に従い、2050年の日本のエネルギーミックスを想定して前提条件を設定した。但し、一部の条件は本研究の趣旨に従い、以下の通り独自に設定した。

### (1) 原子力発電

現行の既存大型炉で用いられる発電コスト・性能を用いて算定している。2050年の原子力発電所の最大導入可能量については、2020年10月現在、廃炉未表明の既設炉および現在建設中の原子炉容量の合計値を上限(42.5GW)とした。60年運転を前提とすると、2050年までに、既設炉のうち17.0GWが廃炉へと移行するが、新設炉の採算が得られ、かつ社会的に新設が許容される場合は、廃止される発電所の連系容量を上限にリプレースが行われる。なお、現在建設中または既設の原子炉(以下、両者をあわせて「既設炉」という)で2050年においても運転開始後60年に到達しない炉の建設費については、原子力電気事業者にとってサンクコストとし、算定時の資本費から控除した。

表3 発電コスト・性能想定(既存大型炉・新設炉)

建設単価 [千円/kW]	420
稼働年数	40
年経費率	1.00
自家消費率	0.04
燃料費 [円/kWh]	1.8
出力増加率上限	0.02
出力減少率上限	0.02
年間設備利用率上限	0.80
最小出力レベル	0.80

### (2) 再生可能エネルギー発電

2020年2月の政府の調達価格等算定委員会による再生可能エネルギーのコスト低減目標<sup>23)</sup>では、2025年もしくは2030年までに太陽光発電について7.0円/kWh、陸上風力発電について8~9円/kWhまで低減させることとされている。但しこの目標は日本における過去のコスト低減トレンドを逸脱していることから、2050年に太陽光7.0円/kWh、陸上風力8.5円/kWhと想定し、また洋上風力については概ね陸上風力のコスト低減と同等の低減率でコストが低減するとした。

表4 発電コストの想定(太陽光発電・風力発電)

		標準
太陽光発電	建設単価 [千円/kW]	102
	稼働年数	30
	年経費率	0.014
陸上風力	建設単価 [千円/kW]	190
	稼働年数	30
	年経費率	0.021
洋上風力	建設単価 [千円/kW]	286
	稼働年数	30
	年経費率	0.044

太陽光・風力の最大導入可能量は、表5の通り設定した。前述の既往研究<sup>22)</sup>では太陽光・風力ともに環境省によるポテンシャルの評価値を利用したが、今回は陸上風力発電については現実的な利用制約の観点から尾羽ら(2019)<sup>24)</sup>の数値を利用した。

表5 太陽光・風力の最大導入可能量想定

単位: GW	太陽光	陸上風力	洋上風力
北海道	14.7	16.4	177.1
東北	24.8	2.8	33.9
東京	54.4	0.6	38.8
北陸	9.3	0.2	0.1
中部	35.5	0.5	23.3
関西	26.0	0.6	0.04
中国	24.2	0.8	0.1
四国	13.1	0.5	1.9
九州	37.5	2.2	2.0
合計	239.3	24.6	277.2

### (3) 蓄電池

蓄電池コストについてはリチウムイオン電池を想定し、標準ケースとして National Renewable Energy Laboratory<sup>25)</sup>の中位ケースである150米ドル/kWhを設定した(表6)。なお前述の既往研究<sup>22)</sup>に従い、別途、既存設備相当の揚水発電(163GWh)の利用を想定している。

表6 蓄電池のコスト想定

	標準
蓄電池 [米ドル/kWh]	150

#### (4) 火力発電

本研究では、水素発電や CCS 付き火力等は考慮せず、既存の石炭火力・ガス火力のみ使用される前提で検討を行った。火力発電設備の想定を表7に示す。

表7 発電コストの想定(石炭火力・ガス火力)

	石炭	ガス
建設単価 [千円/kW]	250	120
稼働年数	40	40
年経費率	0.037	0.024
熱効率	0.48	0.57
自家消費率	0.06	0.02
燃料費	(表8)	(表8)
出力増加率上限	0.26	0.44
出力減少率上限	0.31	0.31
季節内設備利用率上限	0.90	0.95
年間設備利用率上限	0.80	0.80
DSS 運転比率	0.00	0.50
最小出力レベル	0.30	0.30

燃料費については、表8のとおり、日本エネルギー経済研究所(2019)<sup>26)</sup>の想定値を利用した。

表8 燃料費想定

	標準
石炭 [米ドル/t]	123
LNG [米ドル/MMBtu]	10.5

### 3. 評価結果

#### 3.1 OPGM モデルによる発送電費用最小の電源構成

OPGM モデルを用いた最適電源構成および発送電総費用の値は表9のとおり。

炭素税の多寡が石炭火力発電に与える影響は大きく、現状の石油石炭税程度の課税水準が継続するケース（ケース①、②参照）では、既設の石炭火力の発電容量が最大限維持される。一方で、再生可能エネルギー発電設備の導入については、コスト競争力に優れる石炭火力発電所に押し出される形で他のケースと比べ大幅に縮小する。

一方で、炭素税の課税水準が大幅に増加したケース（\$120/t-CO<sub>2</sub>: ケース③～⑥）における最適電源構成は前者とは大幅に異なる形態を示し、炭素税による負担が大きい石炭火力発電所の設備容量は完全に消失する。他方、石炭火力による発電を代替する形で、他の発電設備の設備容量が増加し、ガス火力・太陽光・陸上および洋上風力発電の各容量は大幅な増加を示す。

原子力発電については、コスト競争力の高さから、ケース間の相違に関わらず、原則として、導入可能容量の上限値に近い容量が導入される。ただし、炭素税制が現行水準のケース（ケース①）においては、さらに高い競争力を有する石炭火力に押し出される形で、原子力発電の新設容量は2GW程度の減少を示す。

発送電総費用の最小化を目的関数とする OPGM モデルにおいては、ケース①が、最適な（費用最小を実現する）電源構成を示す。一方、発送電総費用の水準は、原子力発電の新設制限、炭素税の課税額が高いケース、ガスを含む化石燃料の使用制限等、特定の発電技術に賦課される制約の増加とともに上昇し、最も制限が厳しいケース⑥において最大（18.96兆円：評価としては最下位）となる。

表9 最適電源構成と発送電総費用の順位

OPGM モデル	(単位: GW)					
	①	②	③	④	⑤	⑥
石炭既設	40	40	-	-	-	-
ガス火力	82	97	120	137	-	-
火力計	122	137	120	137	-	-
原子力既設	26	26	26	26	26	26
原子力新設	15	-	17	-	17	-
原子力計	41	26	43	26	43	26
太陽光	-	171	171	188	239	231
陸上風力	2.5	11	11	12	25	25
洋上風力	-	-	-	-	155	250
地熱・イマス	16	16	16	16	16	16
再エ計	18	197	197	215	435	521
水力	20	20	20	20	20	20
発電容量	201	380	380	398	497	567
蓄電池(GWh)	0.2	0.1	0.2	0.3	173	150
発電量(GWh)	1,010	1,009	1,017	1,016	1,043	1,043
炭素税 賦課	現状維持		\$120/t-CO <sub>2</sub>			
発送電総費用 (兆円)	8.68	8.74	10.30	10.78	16.07	18.96
同上(円/kWh)	8.59	8.66	10.13	10.61	15.41	18.18
同上コスト順位	1	2	3	4	5	6

#### 3.2 計量経済モデルによる実質 GDP 最大の電源構成

一方で、トップダウン型の日本エネルギー経済研究所が開発した計量経済モデルに各ケースの電源構成を投入した場合、表10の結果となった。ケース③が最適な(日本の実質GDPを最大化する)電源構成となり、OPGM モデルでコスト最小の1位・2位であったケース①・②が、計量経済モデルでは5位・6位の最下位グループとなる。

表 10 表 9 同一ケースに対する実質 GDP の順位

計量経済モデル		(単位:兆円)					
	①	②	③	④	⑤	⑥	
実質 GDP	812.6	810.5	814.0	813.7	813.9	812.9	
GDP 順位	5	6	1	3	2	4	
民間消費支出	413.6	413.8	415.8	415.4	414.9	413.9	
政府消費支出	99.7	99.7	100.8	101.1	99.7	99.7	
民間設備投資	104.8	107.5	108.5	108.2	114.9	117.0	
化石燃料輸入	35.1	31.7	30.7	31.7	27.6	27.6	
電力電灯総合単価 (円/kWh)	24.72	37.60	37.96	38.28	44.43	47.59	

### 3.3 OPGM モデルと計量経済モデルの比較

表 9 と表 10 を比較し OPGM モデルの発送電総費用のコスト順位と計量経済モデルの GDP 順位を抽出し比較したものが表 11 であり、2 つのモデル間で結果に明確な差異が生じる。

表 11 発送電総費用対実質 GDP 順位

OPGM モデル		①	②	③	④	⑤	⑥
炭素税 賦課	現状維持	\$120/t-CO <sub>2</sub>					
発送電総費用 (兆円)	8.68	8.74	10.30	10.78	16.07	18.96	
同上(円/kWh)	8.59	8.66	10.13	10.61	15.41	18.18	
同上コスト順位	1	2	3	4	5	6	
計量経済モデル		①	②	③	④	⑤	⑥
実質 GDP	812.6	810.5	814.0	813.7	813.9	812.9	
GDP 順位	5	6	1	3	2	4	

#### (1) ケース①・② 対 ケース③～⑥の比較

石炭火力は OPGM モデルにおいて、炭素税が現行水準ならば非常に競争力が高く、ケース①で太陽光発電ゼロ・原子力発電新設抑制など、有望な電源に見える。しかし、計量経済モデルでは、ケース①と②において炭素税収からの政府消費支出の還流がなく、石炭火力の安価な建設投資単価と既設石炭火力の多さから民間設備投資が伸びず、国富の流出たる化石燃料輸入も大規模であり、GDP の押し上げ効果に乏しいため、結果的に計量経済モデルでは評価は低くなり、温暖化対策の潮流にも逆行する。

#### (2) ケース①対②, ③対④, ⑤対⑥の比較

原子力発電は、すべてのケースにおいて既設炉(26GW)利用のみよりも新設リプレース(17GW)を加えた方が、OPGM モデルにおける発送電総原価が小さく(評価が高く)なる。加えて、計量経済モデルでも大規模な建設投資、資機材の国産化率の高さ、化石燃料輸入の抑制などを通じて GDP を確実に押し上げるため、両モデルで新設炉の評価は高い。

#### (3) ケース③～⑥の 4 ケース間比較

炭素税の賦課の条件を同一に揃えれば、ガス火力は、

OPGM モデルで資源エネルギー庁の電力調査統計(2020)<sup>27)</sup>の既設 83GW を超え新設するケース③(ガス火力・大量 120GW 規模)が発送電総費用最小で、他ケース比較で火力の調整力の重要性が際立つ。また、炭素税の賦課下において、OPGM モデルの電気事業者のコスト最小と計量経済モデルの GDP 最大化が同時に達成されるケースは③であるように見える。

### 3.4 ケース分けの追加による最終結果の導出

しかしながら、計量経済モデルにおいて、火力発電の評価は、建設投資が安価であり、化石燃料の輸入を発生させるため、GDP への波及効果が他電源よりも相対的に小さいと考えられる。このため、ケース③で GDP が最大化するかは、追加的な検証が必要と考えた。そこで、GDP 順位が表 11 で 1 位と 2 位であったケース③(火力 120GW)とケース⑤(火力なし)との間に、火力 20GW 刻みで以下 5 ケースを新設し、再度 OPGM モデルと計量経済モデルに投入することで、追加の試算を行った結果が表 12 である。

表 12 最終結果

	再掲 ③	新規 ③-1	新規 ③-2	新規 ③-3	新規 ③-4	新規 ③-5	再掲 ⑤
石炭既設	-	-	-	-	-	-	-
ガス火力	120	100	80	60	40	20	-
火力 計	120	100	80	60	40	20	-
原子力既設	26	26	26	26	26	26	26
原子力新設	17	17	17	17	17	17	17
原子力 計	43	43	43	43	43	43	43
太陽光	171	189	197	209	208	239	239
陸上風力	11	11	12	14	19	25	25
洋上風力	-	-	-	21	60	103	155
地熱・バイオ	16	16	16	16	16	16	16
再エネ 計	197	215	224	260	303	382	435
水力	20	20	20	20	20	20	20
発電容量	380	378	367	383	406	465	497
蓄電池(GWh)	0.2	24	44	72	110	160	173
発電量(GWh)	1,017	1,018	1,020	1,024	1,030	1,039	1,043
発送電総費用 (兆円)	10.30	10.37	10.48	10.68	11.27	12.83	16.07
同上(円/kWh)	10.13	10.18	10.27	10.43	10.95	12.35	15.41
同上コスト順位	1	2	3	4	5	6	7
実質 GDP	814.0	814.4	814.6	814.2	813.7	813.6	813.9
GDP 順位	4	2	1	3	6	7	5
民間消費支出	415.8	416.0	416.1	415.9	415.4	415.2	414.9
政府消費支出	100.8	100.7	100.7	100.5	100.1	99.8	99.7
民間設備投資	108.5	108.7	108.8	109.7	111.1	113.1	114.9
化石燃料輸入	30.7	30.3	30.2	29.3	28.2	27.8	27.6
電力電灯総合単価 (円/kWh)	37.96	38.10	38.03	39.50	41.36	43.19	44.43

ケース③～⑤の 7 ケース間比較の結果、③-2 において、既設 83GW に近い 80GW 程度のガス火力を確保しつつ再生可能エネルギーや蓄電池をバランス良く導入することで、

電気事業者の発送電総費用の上昇を相当抑制しながらも、GDPを最大化できるとの解を得た。電気事業者のコスト最小(ケース③)と日本経済におけるGDP最大(ケース③-2)は火力発電・再エネ・蓄電池等の電源構成のバランスが異なるとの結果が導き出された。

ガス火力を80GW程度とする状態(③-2)がGDPを最大化させる理由に関しては、③-2より右方との比較では、ガス火力は「無風・無日照期間」における電力供給を維持する役割を果たすことが大きい。特に、ガス火力を40GW以下に設置を抑制した場合、急激に再エネ・蓄電池の導入量が増加し、所謂「出力抑制」が頻発する計算結果が得られており、コストアップで電気事業者の経営に支障が生じやすいとの試算である。また、③-2より左方との比較では、先述の通り、ガス火力は建設投資が安価であり、化石燃料の輸入を増加させるため、GDPへの波及効果が他電源よりも相対的に小さいこと等が挙げられる。よって、再エネ・蓄電池の普及を促進しつつも「出力抑制」による無為な電気料金の上昇を招かないケース③-2が、日本経済に対するベストミックスの1つの最適解と言えよう。

#### 4. 結論

本研究では2050年の日本の電力部門を対象として、最終的に11のシナリオ想定のもと、石炭火力・ガス火力・原子力・再エネ・蓄電池等の電源構成のベストミックスに関し、電気事業者が採用する「OPGMモデル」とエネルギー政策の検討に広く用いられる「計量経済モデル」の2つの異なるモデルを統合型エネルギー経済モデルとして同条件で繰り返し扱い、「電気事業者の発送電コスト最小」と「日本経済全体が目指す実質GDP最大化」の最適解は異なる事実を定量的に示すことができた。

表12下部の太枠囲いを比較すると、③から③-2への移行で、日本の実質GDPが約6千億円浮揚する一方、電気事業者は約2千億円の発送電コストを負担することにつながる。逆もしかりで、電気事業者が約2千億円のコストを削減することで、実質GDPが約6千億円縮小する。すなわち、電源構成の最適解が異なる政策主体と電気事業者が連携し、エネルギー・経済政策が適切に執り行われることで、日本経済の好循環につながるとも言えよう。

なお、今回は、現在推定可能な技術・コストを前提のベースとして、2050年断面に向けて、今、現段階から、どの電源に重点投資を行っていくべきかの提言を意図している。このため、今回対象とした発電・技術の他に、水素・アンモニア発電やCCS・CCUS等の新技術の導入も考えられるが、本研究では敢えて算入・検討を見送っている。現在、これらの新技術は実証段階で商用段階になく、2050年までに商業化が間に合うか、電気事業者でどの程度の規模とコス

トで導入できるか、日本経済にどの程度の波及効果があるか金額に大きな幅と不確実性があり過ぎ、算出の攪乱要因となるためである。新技術の実証段階のコストを前提におけば、高い炭素税を与える場合の石炭火力と同様、モデルの計算上で採用される容量はゼロとなってしまう。無論、直近の首相の所信表明演説<sup>4)</sup>の通り、日本が“低炭素社会”から“脱炭素社会”へ目標の舵を切る中では、これらの新技術も将来の電源構成を検討する上では重要な要素となることから、商用利用の規模やコストの見通しや目標値が明らかになり次第、比較の対象に加えて再度検討したい。

著者の知る限りにおいて、電気事業者の電源構成コスト最適化と、実質GDPをはじめとした各種経済指標との相関性に関して、具体的な数値で網羅的に論じた先行研究はないものと認識しており、電気事業者と日本経済の双方にとって有益になる1つの方向性を示す端緒となることを期待している。今後も引き続き、電源構成と経済活動との関係性に関して、あらゆる切り口から検討を続けていく。

#### 参考文献

- 1) Gov.UK; UK becomes first major economy to pass net zero emissions law,(2019).  
<https://www.gov.uk/government/news/uk-becomes-first-major-economy-to-pass-net-zero-emissions-law>(アクセス日 2020.11.30)
- 2) République française Direction de l'information légale et administrative; Loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat,(2019). <https://www.vie-publique.fr/loi/23814-loi-energie-et-climat-du-8-novembre-2019>(アクセス日 2020.11.30)
- 3) 首相官邸, パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略, 令和元年6月11日,(2019).  
<https://www.kantei.go.jp/jp/singi/ondanka/kaisai/dai40/pdf/senryaku.pdf>(アクセス日 2020.11.30)
- 4) 首相官邸, 第二十三回国会における菅内閣総理大臣所信表明演説, 令和2年10月26日, (2020) .  
[https://www.kantei.go.jp/jp/99\\_suga/statement/2020/1026s/hoshinhyomei.html](https://www.kantei.go.jp/jp/99_suga/statement/2020/1026s/hoshinhyomei.html)(アクセス日 2020.11.30)
- 5) (一社) 日本経済団体連合会; カーボンプライシングに対する意見, 2017年10月13日,(2017).  
[http://www.env.go.jp/earth/ondanka/cp/arikata/conf05/cp05\\_mat\\_keidanren.pdf](http://www.env.go.jp/earth/ondanka/cp/arikata/conf05/cp05_mat_keidanren.pdf)(アクセス日 2020.11.30)
- 6) Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)/Nuclear Energy Agency (NEA); Nuclear energy and renewables system effects in low-carbon electricity systems, (2012), OECD/NEA, Paris.

- 7) Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)/Nuclear Energy Agency (NEA); The full costs of electricity provision, (2018), OECD/NEA, Paris.
- 8) Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)/Nuclear Energy Agency (NEA); Nuclear energy and renewables system effects in low-carbon electricity systems, (2019), OECD/NEA, Paris.
- 9) B. Van Zuijlen, W. Zappa, W. Turkenburg, G. Van der Schrier, M. Van den Broek; Cost-optimal reliable power generation in a deep decarbonisation future, Applied Energy, 253 (2019), 113587.
- 10) L. Noel, J.F. Brodie, W. Kempton, C.L. Archer, C. Budischak; Cost minimization of generation, storage, and new loads, comparing costs with and without externalities, Applied Energy, 189 (2017), pp.110-121.
- 11) M.Z. Jacobson, M.A. Delucchi, G. Bazouin, Z.A.F. Bauer, C.C. Heavey, E. Fisher, S.B. Morris, D.J.Y. Pickutowski, T.A. Vencill, T.W. Yeskoo; 100% clean and renewable wind, water, and sunlight (WWS) all-sector energy roadmaps for the 50 United States, Energy and Environmental Science, 8 (2015), pp.2093-2117.
- 12) M. Ram, D. Bogdanov, A. Aghahosseini, A.S. Oyewo, A. Gulagi, M. Child, H-J. Fell, C. Breyer; Global energy system based on 100% renewable energy – power sector, (2017). <http://energywatchgroup.orgGWp-content/uploads/2017/11/Full-Study-100-Renewable-Energy-Worldwide-Power-Sector.pdf> (アクセス日 2020.11.30)
- 13) WWF ジャパン ; 脱炭素社会に向けた長期シナリオ 2017, (2017). <https://www.wwf.or.jp/press/475.html> (アクセス日 2020.11.30)
- 14) Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama and Y. Fujii; A quantitative analysis of Japan's optimal power generation mix in 2050 and the role of CO<sub>2</sub>-free hydrogen, Energy, 165 (2018), pp.1200-1219.
- 15) Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama and Y. Fujii; Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies, Applied Energy, 267 (2020), 113956.
- 16) 荻本和彦, 占部千由, 斉藤哲夫 ; 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, 第 34 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, 31-5 (2018).
- 17) (独) 国立環境研究所 ; AIM モデルによる分析-2020 年排出量選択候補に関する検討 -, (2009). <https://www.kantei.go.jp/jp/singi/tikyuu/kaisai/dai07kankyo/03-1-1.pdf>(アクセス日 2020.11.30)
- 18) 柳澤 明;わが国の長期エネルギー需給展望—環境制約と変化するエネルギー市場の下での 2030 年までの見通し—, (2008). エネルギー・資源,29(6),pp13-17
- 19) 室田 泰弘, 越国 麻知子, 伊藤 浩吉; マクロ・産業連関分析のためのパソコンによる経済予測入門,(2005), 275,東洋経済新報社.
- 20) 小宮山 涼一,鈴木 研悟, 永富 悠,松尾 雄司,末広 茂; 統合型エネルギー経済モデルによる 2050 年までの日本のエネルギー需給の分析, 『エネルギー・資源学会論文誌』, 33-2 (2012), pp.34-43. [http://www.jsr.gr.jp/journal/journal\\_pdf/2012/journal2012\\_03\\_5.pdf](http://www.jsr.gr.jp/journal/journal_pdf/2012/journal2012_03_5.pdf)(アクセス日 2020.11.30)
- 21) 松尾雄司, 遠藤聖也, 永富悠, 柴田善朗, 小宮山涼一, 藤井康正 : 2050 年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討,(2018). <https://eneken.ieej.or.jp/data/7801.pdf>(アクセス日 2020.11.30)
- 22) 松尾雄司, 遠藤聖也, 永富悠, 柴田善朗, 小宮山涼一, 藤井康正 : 2050 年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討 (2) 気象条件の変動に関する評価, 『エネルギー・資源学会論文誌』, 40-3 (2019), pp.49-58.
- 23) 調達価格等算定委員会; 令和 2 年度の調達価格等に関する意見, (2020). [https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20200204001\\_1.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20200204001_1.pdf) (アクセス日 2020.11.30)
- 24) 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,(2019). <https://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y18003.html>(アクセス日 2020.11.30)
- 25) National Renewable Energy Laboratory; Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage,(2019), <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf> (アクセス日 2020.11.30)
- 26) 日本エネルギー経済研究所;IEEJ Outlook 2020,(2019). <https://eneken.ieej.or.jp/data/8645.pdf> (アクセス日 2020.11.30)
- 27) 資源エネルギー庁; 電力調査統計, 1-(1)電気事業者の発電所数;出力, (2020.7). [https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric\\_power/ep002/results.html](https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/results.html)(アクセス日 2020.11.30)