

# エネルギー経済

第48巻・第3号 通巻398号

2050年に向けた最適電源構成の検討

共食い効果を考慮した太陽光・風力発電の導入評価モデルの検討

航空分野の脱炭素

アセアンのカーボンニュートラルに向けたロードマップについて

直近数年間のLNG輸入にかかる状況

ロシア/ウクライナ紛争がもたらし得る新たな分析

エネルギー安全保障強化と脱炭素化に向けた最新エネルギー情勢

## 目 次

---

2050 年に向けた最適電源構成の検討 －原子力と水素価格のマクロ経済影響を加味した定量分析－ 岡林 秀明 太田 啓介 松尾 雄司	1
共食い効果を考慮した太陽光・風力発電の導入評価モデルの検討 尾羽 秀晃 遠藤 聖也 松尾 雄司 玄海 亨 長尾 吉輝	14
航空分野の脱炭素 －現状と課題、今後の展望－ 吉田 昌登	30
アセアンのカーボンニュートラルに向けたロードマップについて 坂本 敏幸	43
直近数年間の LNG 輸入にかかる状況 森本 大樹	46
ロシア/ウクライナ紛争がもたらし得る新たな分断 久谷 一郎	50
<b>エネルギー安全保障強化と脱炭素化に向けた最新エネルギー情勢</b>	
化石燃料（石油/LNG/石炭）市場動向・見通し 森川 哲男 橋本 裕 佐川 篤男	52
ウクライナ危機を踏まえたエネルギー安全保障強化に向けた欧米の動向 下郡 けい	54
カーボンプライシング～内外の制度設計を巡る現状と課題措置を巡る動向 小川 順子	56
再生可能エネルギー普及に向けた内外の最新動向と課題 二宮 康司	58
原子力をめぐる国内外の最新情勢 木村 謙仁	60

---

## 2020年に向けた最適電源構成の検討◆

## —原子力と水素価格のマクロ経済影響を加味した定量分析—

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

## - Considering Macroeconomic Effects of Nuclear Power Generation and Hydrogen Price -

岡林 秀明\* 太田 啓介\* 松尾 雄司\*\*

**Abstract**

In this study, assuming the power supply portfolio in Japan in 2050, we conducted a model analysis to achieve carbon neutrality while supplying the required amount of power. The energy model developed in this paper is an integrated model which combines an optimal power generation mix model and an econometric model. The results show considerable discrepancies between the “optimal” power generation mix in terms of total power system cost and that in terms of GDP. For example, in cases with possible new construction of nuclear power plants, the total system cost increases by JPY 1.6 trillion from a case with the hydrogen price at JPY 20/Nm<sup>3</sup> to a case with the price at JPY 40/Nm<sup>3</sup>, while GDP decreases by JPY 0.9 trillion. This implies that low prices of imported fuels may result in the loss of national welfare, if they lead directly to increased imports of power generation fuels and declines in energy self-sufficiency.

**Key words** : Hydrogen price, Nuclear power generation, Macro economy, Power generation mix.

**1. 序論**

世界的に気候変動への危機感が急速に高まっている。気候変動に関する政府間パネル(IPCC)が2021年8月に公表した第6次評価報告書<sup>1)</sup>では、大気、海洋、陸域の温暖化に対する人間の影響は「疑う余地がない」と不確実性を取り除き初めて断言するに至った。また、温暖化を予測する気候モデルを開発し大気中の二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)濃度と気温の関係性を世界で初めて明らかにした眞鍋淑郎他が、2021年10月、気候研究で初のノーベル物理学賞(2021)を受賞したこと<sup>2)</sup>も、気候変動への関心の高まりを象徴する出来事と言えよう。こうした危機感から2019年6月、英国で2050年の温室効果ガス(GHG)排出実質ゼロを求める法律が可決したこと<sup>3)</sup>を皮切りに、2050年までの「カーボンニュートラル(CN)」を表明する国が相次ぎ、2021年10月26日現在で、136ヶ国と1地域(欧州連合(EU))にまで増加<sup>4)</sup>している。

我が国でも、2020年10月の菅前内閣総理大臣の所信表明演説において、「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。<sup>5)</sup>その後、基本政策分科会における議論等を経て、2021年10月に閣議決定された「第6次エネルギー基本計画」<sup>6)</sup>には、経済産業省が策定した「グリーン成長戦略」<sup>7)</sup>が盛り込まれた。この戦略は、2050年CNへの挑戦を、経済と環境の好循環につなげるための産業政策である。

また、CNに向けた国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が、内外で活発に行われており、日本を対象として同様の評価を行った文献も複数存在する。例えば Ram et al. (2017)<sup>8)</sup>や WWF ジャパン(2017)<sup>9)</sup>などは、2050年に変動性再生可能エネルギー(VRE)で日本の全電力を供給しても、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、Matsuo et al.(2018)<sup>10)</sup>、Matsuo et al.(2020)<sup>11)</sup>では2050年に火力発電が利用できない場合、電力システム費用は大幅に上昇し、VREのみでなく原子力を利用すればコス

◆ 本論文は、第38回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス(エネルギー・資源学会主催)の内容を基に作成され、転載許可を得て掲載している。

\* 元 (一財)日本エネルギー経済研究所

\*\* (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

ト上昇を抑制できるとし、荻本他(2018)<sup>12)</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遥かに高くなる結果を示した。

CN 宣言以降も、水素などの新技術を含む同様の分析として、経済産業省の基本政策分科会第 43 回(2021)<sup>13)</sup>で地球環境産業技術研究機構(RITE)が、第 44 回(2021)<sup>14)</sup>で国立環境研究所、自然エネルギー財団、RITE、デロイトトーマツコンサルティング、日本エネルギー経済研究所が、各機関の保有するモデルを用いて、電力システムを中心に経済性の評価を行い、各々で異なった電源構成が提言された。

ただ、文献 8)~14)までに共通点するのは、いずれも「エネルギーシステムの整備や維持管理の総コストが安価なほど経済性を有する」と評価している点である。遡って 2009 年には、2020 年のいわゆる「中期目標」を検討するためにエネルギー技術モデルの結果に経済モデルを接合し、温室効果ガス削減目標に応じた経済影響が複数のモデルで分析されたことがあった<sup>15)</sup>。しかし、その後の分析ではこのような評価は行われていない。これは、2009 年当時の中期目標検討時とは異なり、今検討されている 2050 年目標では削減目標(2050 年 CN) 自体は既に定められていることも関係していると思われる。今回の日本の 2050 年目標について、水素などの新技術のコストの変化やエネルギーシステムの選択によって生じる設備投資が誘発するマクロ経済への波及効果などを定量的に検討した研究事例は筆者らの知る限りは存在しない。なお、前述の「グリーン成長戦略」<sup>7)</sup>は、エネルギーシステムが総コストの最大限抑制を目指し計画された上で、それらを所与のものとして、経済を好循環・成長させるためのアクションプランを示したものと整理され、複合的に検討されてはいないと言える。

本研究では、現時点で我が国の一次エネルギー国内供給の 46%程度<sup>16)</sup>を占め、CN 達成のために重要な 2050 年の我が国の発電部門において、水素火力・二酸化炭素回収・貯留(CCS)付きガス火力などの新技術と原子力、再生可能エネルギーや蓄電池等により CN が達成する状態を想定する。その上で、原子力の社会的許容度や水素価格が変化した場合に、「送電総費用」と「国内総生産(GDP)等マクロ経済」がどのように変化するかを、線形計画法を用いた最適電源構成モデルと計量経済モデルを統合して作成した統合型エネルギー経済モデルにより分析する。

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を記し、電源構成と経済成長の関係性について考察を加えた上で、第 4 章において本研究から得られる結論と政策的な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

発電部門の CN 達成を制約とした場合、原子力発電、水素価格などに係る前提条件の変化が、送電総費用の高低と経済成長(規模)の高低に与える影響を併せて評価するため、本研究では、コスト最小化型最適電源構成モデルと計量経済モデルを組み合わせた「統合型エネルギー経済モデル」を採用している。

コスト最小化型最適電源構成モデルは、日本の電源構成を線形計画法でモデル化し、Fuji and Komiyama (2017)<sup>17)</sup>を基に、松尾他(2019)<sup>18)</sup>、Matsuo et al.(2020)<sup>11)</sup>、岡林他(2021)<sup>19)</sup>が改良したモデルであり、電力の需給に応じてコスト最小となる設備・技術の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、制約式として、資源量制約、電力需給バランス制約等を考慮している。地域区分は、旧一般電気事業者の供給区域で九州と沖縄を統合した 9 地域とし、地域間は直流または交流の連系線で繋がれている。年間の電力需給を 1 時間刻み(365×24=8,760 分割)の粒度で計算している。

計量経済モデルは、室田他(2005)<sup>20)</sup>が開発し、柳澤(2008)<sup>21)</sup>、小宮山他(2012)<sup>22)</sup>、岡林他(2021)<sup>19)</sup>が改良したモデルである。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し、GDP やそれを構成する投資、輸出入等の動きに着目して、国民経済の感度分析も可能である。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、労働モジュールで構成され、各種外生変数の変化が経済全体に与える影響を推計できる。モデルの詳細については、小宮山他(2012)<sup>22)</sup>、岡林他(2021)<sup>19)</sup>を参照されたい。なお、2009 年の中期目標検討委員会<sup>15)</sup>で用いられたモデルの多くと同様、ここではエネルギー価格の変化等に伴う海外への輸出競争力の変化を明示的に考慮していない点について

は注意が必要であり、この点を更に精緻化することは今後の課題である。

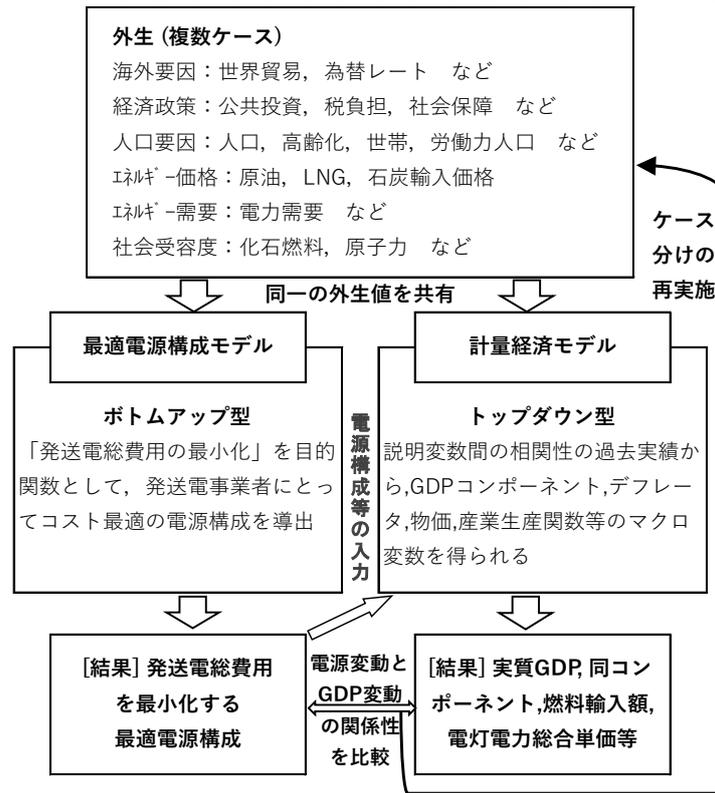


図1 統合型エネルギー経済モデル

表1 試算ケース番号ごとの比較

グループ	ケース番号	原子力		水素価格 (円/Nm <sup>3</sup> )
		既設	新設	
(a) 原子力 廃止 ケース	①	×	×	12
	②	×	×	20
	③	×	×	30
	④	×	×	40
(b) 原子力 既設許容 ケース	⑤	○	×	12
	⑥	○	×	20
	⑦	○	×	30
	⑧	○	×	40
(c) 原子力 新增設許容 ケース	⑨	○	○	12
	⑩	○	○	20
	⑪	○	○	30
	⑫	○	○	40

## 2-2. 試算ケース

本研究では、化石燃料の燃焼 CO<sub>2</sub> の大気放散を前提とした従来の石炭・ガス・石油火力等の火力発電を採用しない。代わりに、CN 対応の CCS 付きガス火力を採用している。2050 年時点の想定として、表1の通り、原子力発電所の社会的許容性に応じ(a)廃止ケース、(b)既設許容ケース、(c)新增設許容ケースのグループに分け、それぞれに水素火力の燃料コストが 2018 年実質価格で 12 円～40 円/Nm<sup>3</sup> の各 4 ケース計 12 ケースを示す。なお、以下、価格はすべて 2018 年実質価格である。

### 2-3. 前提条件

すべてのケースにおいて、松尾他(2019)<sup>18)</sup>に従い、2050年の日本におけるCN状態のエネルギーミックスを想定した上で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) 電力需要

電力需要は、IEEJ Outlook2021(2020)<sup>23)</sup>の日本の技術進展シナリオ(2050年 907TWh/年)程度と想定したが、再生可能エネルギーの出力抑制の発生などで電力市場に供給されない発生分も含んだ発電量が増減することから、後述の結果(表8)で示す。

#### (2) 原子力発電

表2の通り、現行並みの既存大型炉の発電コスト・性能を前提とした。これらのデータは文献10)の想定に準じているが、元は発電コスト検証ワーキンググループ(2015)<sup>24)</sup>の値に準じており、運転維持費(年経費率としてモデル化)の中に廃止措置や高レベル放射性廃棄物処分等の費用も繰り込んでいる。なお、原子力発電の出力増加率・減少率は1~5%/分程度が可能ではあるが<sup>25)</sup>、日本では現状で負荷追従運転が実施されていないこと、他方で出力変動をゼロとすることはモデル解の安定性上望ましくないという理由から、便宜上、最大2%/時で変動し得ると設定している。

また、現行の制度上では原子力発電所に最大60年までの寿命延長が認められており、文献13)や14)等に見られる試算(の少なくとも一部)では既設炉の60年までの寿命延長を見込んでいると推定されることから、ここでもそれに従って2050年の既存設備容量を設定した。但し、本研究では既設炉のコストは2050年のエネルギーミックスによって増減することがないものと想定し、今回の分析の対象外とした。実際には寿命延長のためには幾分の追加投資が必要となる可能性はあるが、その必要投資額は現状では判明しておらず、本試算では計上していない。他方で、新設炉については文献24)の標準的な試算例と対応するために寿命を40年とした。

2050年の原子力発電容量の最大導入可能量は、2021年10月時点で廃炉未表明の既設炉と建設中の原子炉の容量の合計値42.5GWとした。60年運転を前提とすると、2050年までに、既設炉の内17GWが廃炉に移行するが、新設炉の採算が得られ、かつ社会的に新增設が許容される場合においては、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、許容されなければ廃止される想定とした。

表2 発電コスト・性能想定(原子力発電)

建設単価	[千円/kW]	420
稼働年数(既設)	[年]	60
稼働年数(新設)	[年]	40
年経費率	[%]	4.5
自家消費率	[%]	4
燃料費	[円/kWh]	1.8
出力増加率上限	[%/時]	2
出力減少率上限	[%/時]	2
年間設備利用率上限	[%]	80
最小出力レベル	[%]	80

(出所) Matsuo et al. (2018)<sup>10)</sup>

#### (3) 再生可能エネルギー発電

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(2021)<sup>26)</sup>や発電コスト検証ワーキンググループ報告書(2015)<sup>24)</sup>の2030年のコスト想定を参考に、2050年断面においては、想定された単価幅の下限程度に達するものと想定し、太陽光7.0円/kWh、陸上風力8.5円/kWh、洋上風力10.0円/kWhとし、建設単価・稼働年数などについては、表3の通りと想定した。

表3 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 [年]	30
	年経費率 [%]	1.4
陸上風力	建設単価 [千円/kW]	190
	稼働年数 [年]	30
	年経費率 [%]	2.1
洋上風力	建設単価 [千円/kW]	286
	稼働年数 [年]	30
	年経費率 [%]	4.4

表4 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	14.6	16.4	207.2
東北	32.0	2.8	88.3
東京	60.1	0.6	45.4
北陸	7.8	0.2	3.5
中部	33.2	0.5	35.5
関西	28.8	0.6	7.4
中国	17.2	0.8	4.2
四国	10.7	0.5	14.7
九州・沖縄	31.0	2.2	54.0
合計	235.1	24.6	460.3

太陽光・風力の最大導入可能量は、表4の通り設定した。太陽光・風力ともに環境省によるポテンシャルの評価値の最新版(2021)<sup>27)</sup>を用いているが、陸上風力についてのみ、現実的な土地利用の制約の観点から、尾羽他(2019)<sup>28)</sup>の数値を利用している。

(4) 蓄電池

蓄電池コストはリチウムイオン電池における Cole and Frazier(2019)<sup>29)</sup>の中位ケース 150 米ドル/kWh を設定した(表5)。なお、前述の既往研究<sup>18)</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5 蓄電池のコスト想定

蓄電池 [米ドル/kWh]	150
[円/kWh] ※110円/ドルと想定	16,500

(5) CN 対応の火力発電

本研究では、CN に対応する形で、燃焼 CO<sub>2</sub> の大気放散を前提とした石炭・ガス・石油火力等は全廃されることとし、引き続き重要な調整電源となる火力発電に関しては、水素発電および CCS 付きガス火力のみが利用できる前提で検討を行った。新技術である水素火力発電の想定は文献 10) に準じているが、ここでは既存の LNG 火力と同等の建設単価等をもつ設備を想定し、燃料費については日本政府の目標値などを参考に値を設定している。

表6 発電コストの想定(水素火力・CCS付きガス火力)

	水素火力	CCS付ガス火力
建設単価 [千円/kW]	128	159.5
稼働年数 [年]	40	40
年経費率 [%]	2.4	2.4
熱効率 [%]	57	47 ※
自家消費率 [%]	2	2
燃料費	(表7)	(表7)
出力増加率上限 [%]	26	44
出力減少率上限 [%]	31	31
季節内設備利用率上限[%]	95	95
年間設備利用率上限[%]	80	80
DSS 運転比率 [%]	50	50
最小出力レベル [%]	30	30
CO <sub>2</sub> 回収率 [%]	—	95

※CCS用エネルギー消費控除後

なお、火力用の水素とガスは全量を輸入するとし、CCSの方法は、日本国内の地下深部への圧入のみでなく、回収したCO<sub>2</sub>液をLNGとの折り返し等で海外に転送し圧入する場合も含み、水素火力・CCS付きガス火力共に、発電所の設置容量上限を設けていない。また、CCS付ガス火力は、IEA(2020)30)を基に、従来のガス火力からの効率悪化を織り込んでいる。発電設備の想定は表6の通り。なお、CCS付ガス火力発電は一般的には100%の回収率をもって運転はされないと考えられるため、別途ネガティブ・エミッション技術によって相殺されない限り、厳密にはCO<sub>2</sub>排出量がゼロとはならない点には留意されたい。

また、3. 評価結果の燃料輸入は水素とガスの合計値であり、原子力とCCSは燃料輸入に含まない。

表7 火力コストの想定および水素価格のケース分け

CCS価格 [千円/t-CO <sub>2</sub> ]	10
CCS付ガス火力LCOE [円/kWh]	16
水素価格 [円/Nm <sup>3</sup> ]	12, 20, 30, 40

### (6) その他の前提条件

発電・送配電関連設備投資の国産化率は、NEDO(2014)<sup>32)</sup>、石井(2014)<sup>33)</sup>、東京電力(2020)<sup>34)</sup>、三菱総合研究所(2020)<sup>35)</sup>、調達価格等算定委員会(2021)<sup>26)</sup>、基本政策分科会第43回会合(2021)(RITE)<sup>14)</sup>を参考に、設備費・工事費の投資総額に対する国産化率を原子力95%、水素火力CCS付きガス火力80%、蓄電池40%、太陽光発電27%、陸上風力23%、洋上風力22%とした。また、炭素税はCN下の電源選択には影響しないことから考慮していない。他国との環境政策の差異による輸出入品の国際競争力の変化も考慮していない。

## 3. 評価結果

### 3-1. 統合型エネルギー経済モデルによる評価結果

統合型エネルギー経済モデルにより、発送電総費用が最小となる電源構成を導き出した上で、当該の電源構成がマクロ経済の諸指標に与える影響について、以下の表8に整理し比較する。

表8 発送電総費用最小の電源構成とマクロ経済

グループ ケース番号 水素 (円/Nm <sup>3</sup> )	(a) 原子力廃止ケース			
	① 12	② 20	③ 30	④ 40
原子力既設 (GW)	—	—	—	—
原子力新設 (GW)	—	—	—	—
原子力計 (GW)	—	—	—	—
水素火力 (GW)	162	161	121	—
CCS付ガス火力 (GW)	—	—	—	99
火力計 (GW)	162	161	121	99
太陽光 (GW)	79	194	165	182
陸上風力 (GW)	12	17	25	25
洋上風力 (GW)	—	—	156	186
地熱・バイオマス (GW)	16	16	16	16
水力 (GW)	20	20	20	20
再エネ計 (GW)	127	246	382	428
発電容量 (GW)	289	407	503	528
蓄電池 (GWh)	0.2	0.5	58	93
発電量 (TWh)	1,009	1,013	1,026	1,031
発送電総費用 (兆円)	10.65	12.39	14.34	15.00
同上 (円/kWh)	10.55	12.22	13.98	14.55
同上順位 ( )内は全体	1 (4)	2 (8)	3 (11)	4 (12)
実質GDP (兆円)	628.0	628.8	629.2	628.4
同上順位 ( )内は全体	4 (12)	2 (10)	1 (8)	3 (11)
民間消費支出 (兆円)	318.9	319.2	319.3	319.1
政府消費支出 (兆円)	76.7	76.7	76.7	76.7
民間設備投資 (兆円)	84.7	86.1	89.1	88.9
燃料輸入 (兆円)	28.9	27.2	24.0	23.2
電力単価総合単価 (円/kWh)	23.64	25.67	30.21	30.75

グループ ケース番号 水素 (円/Nm <sup>3</sup> )	(b) 原子力既設許容ケース			
	⑤ 12	⑥ 20	⑦ 30	⑧ 40
原子力既設 (GW)	26	26	26	26
原子力新設 (GW)	—	—	—	—
原子力計 (GW)	26	26	26	26
水素火力 (GW)	137	137	101	—
CCS付ガス火力 (GW)	—	—	—	83
火力計 (GW)	137	137	101	83
太陽光 (GW)	67	168	145	161
陸上風力 (GW)	10	12	25	25
洋上風力 (GW)	—	—	120	135
地熱・バイオマス (GW)	16	16	16	16
水力 (GW)	20	20	20	20
再エネ計 (GW)	112	216	326	357
発電容量 (GW)	275	379	452	466
蓄電池 (GWh)	0.2	0.3	56	84
発電量 (TWh)	1,009	1,014	1,026	1,029
発送電総費用 (兆円)	9.84	11.15	12.55	12.99
同上 (円/kWh)	9.75	11.00	12.23	12.62
同上順位 ( )内は全体	1 (2)	2 (5)	3 (9)	4 (10)
実質GDP (兆円)	629.1	630.0	630.2	629.6
同上順位 ( )内は全体	4 (9)	2 (6)	1 (4)	3 (7)
民間消費支出 (兆円)	319.8	320.2	320.3	320.1
政府消費支出 (兆円)	76.7	76.7	76.7	76.7
民間設備投資 (兆円)	84.9	86.2	88.5	88.0
燃料輸入 (兆円)	27.5	25.8	23.3	22.8
電力単価総合単価 (円/kWh)	23.60	25.06	28.47	28.49

グループ ケース番号 水素 (円/Nm <sup>3</sup> )	(c) 原子力新增設許容ケース			
	⑨ 12	⑩ 20	⑪ 30	⑫ 40
原子力既設 (GW)	26	26	26	26
原子力新設 (GW)	16	17	17	17
原子力計 (GW)	42	43	43	43
水素火力 (GW)	120	120	88	—
CCS 付ガス火力 (GW)	—	—	—	69
火力計 (GW)	120	120	88	69
太陽光 (GW)	53	147	168	194
陸上風力 (GW)	9	12	25	25
洋上風力 (GW)	—	—	66	76
地熱・バイオマス (GW)	16	16	16	16
水力 (GW)	20	20	20	20
再エネ計 (GW)	99	194	290	330
発電容量 (GW)	261	357	421	441
蓄電池 (GWh)	0.1	0.2	51	84
発電量 (TWh)	1,009	1,014	1,025	1,030
発電総費用 (兆円)	9.60	10.63	11.79	12.23
同上 (円/kWh)	9.51	10.48	11.51	11.88
同上順位 ( )内は全体	1 (1)	2 (3)	3 (6)	4 (7)
実質 GDP (兆円)	630.0	631.2	631.0	630.3
同上順位 ( )内は全体	4 (5)	1 (1)	2 (2)	3 (3)
民間消費支出 (兆円)	320.4	321.0	320.9	320.7
政府消費支出 (兆円)	76.7	76.7	76.7	76.7
民間設備投資 (兆円)	85.0	86.2	87.7	87.3
燃料輸入 (兆円)	26.7	25.0	23.1	22.6
電力単価 (円/kWh)	22.91	24.15	26.64	26.80

(1) 原子力は発電総費用の減と実質 GDP の増に寄与

図 2 の通り、上段にある発電総費用のグラフでは、(c) < (b) < (a) となり、原子力の設備容量が大きいほど安価となり、評価(順位)は高くなった。一方で、下段にある実質 GDP のグラフでは、(a) < (b) < (c) となり、原子力の設備容量が大きいほど絶対額が大きくなり、評価(順位)は高くなった。(a)と(c)を比較すると、おおよそ発電総費用・実質 GDP 共に 2~3 兆円規模の乖離が見受けられる。

原子力は、従来から強みとされて来た発電総費用の低コスト以外にも、大規模な建設投資と資機材の国産化率の高さから設備投資への波及効果が高く(民間設備投資の増)、雇用者所得の増加等から消費も刺激し(民間消費支出の増)、水素などの燃料の輸入額も抑制することで(燃料輸入の減)、GDP の押し上げ効果が見込まれるためである。

(2) 水素価格は「安ければ安いほど経済合理的」とは限らない

一般的には、「水素を含む燃料の価格は安ければ安いほど電気事業者にも日本経済にも経済合理的であろう」と考えられるが、本計算においては異なる結果を得られた。

まず、図 2 の上段グラフで左右方向に目を動かすと確認できるように、電気事業者の発電総費用は「水素価格は安いほど経済合理的」が当てはまる。上段グラフの破線のすべての系列が、水素価格低下が発電総費用低下をもたらすことを示す。なお、ここには示されていないものの、水素価格が高くなれば、同じく「調整力の高い電源」(以下、「調整電源」)である CCS 付ガス火力に完全代替されるため、④・⑧・⑫近傍より右側で横ばいに至る(45 円/Nm<sup>3</sup>や 50 円/Nm<sup>3</sup>でも発電総費用は増減しない)ことを別途確認している。

しかし、下段グラフの実質 GDP は同様ではなく、カーブが上に凸を描く形となる。弧の頂点である③・⑦・⑩付近よりも右側では、発電総費用の減と実質 GDP の増が両立し、「燃料価格は安いほど経済合理的」を実現しているが、頂点の左側では「燃料価格は安いほど経済不合理的」と逆になっている。

まず、頂点よりも右側においては、水素火力(水素価格が 40 円/Nm<sup>3</sup>の場合は CCS 付きガス火力)が「調整電源」として扱われ、大量導入された再生可能エネルギーや原子力で発電し切れない不足する電力量を補う形となる。再生可能エネルギーおよび蓄電池の大量導入および設備投資や消費の刺激等による実質 GDP の「押し上げ」以上に水素価格の高騰による燃料輸入増大の「押し下げ」が強く作用する。このため、水素価格が高くなれば(安くすれば)なるほど、実質 GDP を減少(増加)させ、「燃料価格は安いほど経済合理的」という結論となる。

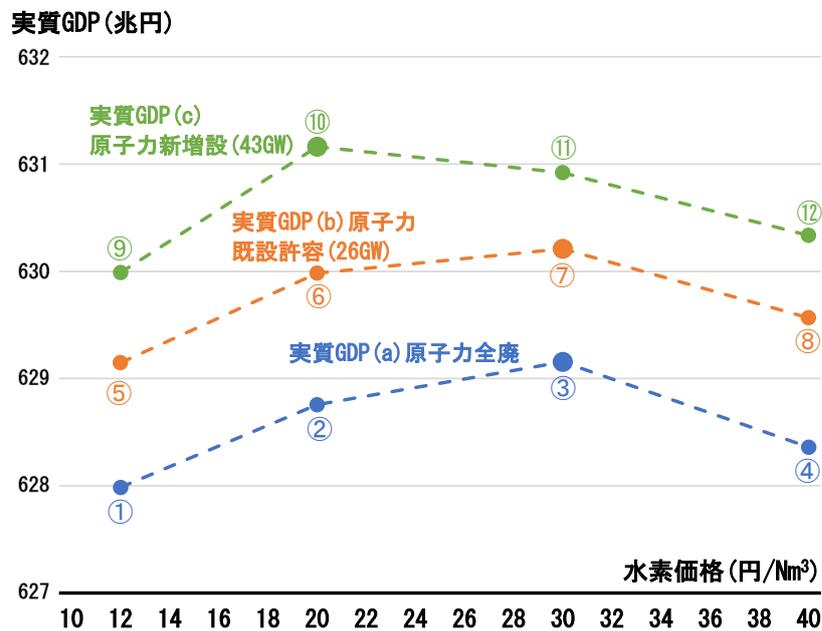
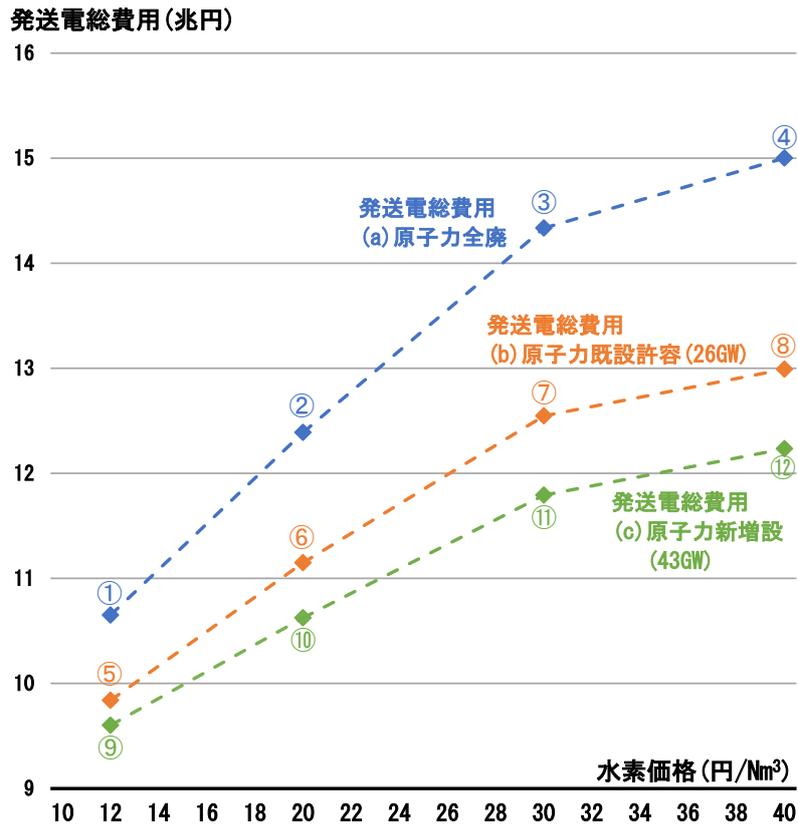


図2 水素価格と発送電総費用・実質GDP との関係性

一方で、図2の下段グラフの頂点よりも左側においては、水素火力の設備容量が大きくなることで、再生可能エネルギーの大部分を市場から退出させ、表8の⑨のケースなど一部では、原子力をも退出させ始めてしまう。この時、実質GDPは、(a)~(c)の各グループケース①・⑤・⑨すべてが各グループの最下位(4位)に沈み、原子力を廃止するケース①は当然に全体最下位(12位)となった。その原因の1つ目は、再生可能エネルギー、特に太陽光発電は天候による発電量の増減が大きい(相対的に調整力の低い)電源であり、発電量が天候の影響を受けづらく

機動的に発電が可能な(相対的に調整力の高い)水素火力が②から①に、⑥から⑤に、⑩から⑨にかけて、ほぼ同じ設備容量であっても稼働率を高めて電力需要に対応するためである。結果的に、水素火力に追加的な投資がほぼなされない中で、再生可能エネルギーへの投資額が減少し、実質 GDP が減少することになる。2つ目は、燃料の必要のない再生可能エネルギーに替わって導入される水素火力は継続的な燃料の輸入を必要とするためである。

### (3) 水素火力と CCS 付ガス火力の代替性

水素価格 40 円/Nm<sup>3</sup> のケース④・⑧・⑫では、水素火力は、同じ調整電源の CCS 付ガス火力に代替され退出する一方で、水素価格 30 円/Nm<sup>3</sup> のケース③・⑦・⑪では、逆に水素火力のシェアが 100%となる。水素価格 30 円/Nm<sup>3</sup> 台後半で、水素火力と CCS 付ガス火力がシェアを 100-0 で奪い合う結果となる。同じ調整電源として価格次第で完全代替する前提では、このような極端な結果が導かれるが、設備・技術選択の最適化分析の悩ましい問題を惹起する。実際には、2050 年頃の水素価格を価格変動等も踏まえて予め予測した上で、水素火力または CCS 付きガス火力を事前に建設するのは困難である。設備容量の即時変更が難しいことに加えて、燃料契約の調達量の柔軟性と安定性を同時に確保することの難航も予想されるため、実際には両火力が混在せざるを得ない可能性もあり得る。

### (4) 統合エネルギーモデルにおける評価結果

今回例示した 12 ケースの算定結果のみ比較すれば、発送電総費用の最小化(全体 1 位)は、ケース⑨(原子力新增設許容、12 円/Nm<sup>3</sup> で実質 GDP 5 位)であり、電源構成の日本経済全体への波及による実質 GDP の最大化(全体 1 位)は、ケース⑩(原子力新增設許容、20 円/Nm<sup>3</sup>・発送電総費用全体 3 位)付近と、分析対象としたケースの中では、発送電総費用最小ケースと実質 GDP 最大ケースが異なる結果となった。

ただし、基本的には、発送電総費用最小化よりも日本のマクロ経済全体の向上を目指す方が上位課題であり、水素火力頼みで再生可能エネルギーを排する選択は、電力の安定供給の視点からは、CN 下でも、ベースロードの原子力、ピーク対応の水素火力または CCS 付ガス火力、CO<sub>2</sub> 削減に寄与する再生可能エネルギーがバランスよく揃うケース⑩の状態が、即ち、水素が一定の価格水準にあることの方が望ましい状況も考えられ得る。一般的な議論として、原油価格が数ドルバレルなど安過ぎる場合に、原油依存が進む一方で、大半のエネルギー源の上流投資が抑制され、世界全体の経済規模やエネルギー供給量の減少につながることに似て、原油価格が価格安定を目指した政治的な合意がなされるのと同様、CN 実現の状況下では、水素価格もある程度の政策的な安定が必要な可能性がある。

## 4. 結論

本研究では 2050 年の日本の電力部門を対象として、12 のシナリオ想定から、原子力・水素火力・CCS 付ガス火力・再生可能エネルギー・蓄電池等の電源構成に関し、2 つの異なるモデルを組み合わせた統合型エネルギー経済モデルを繰り返し扱い、CN 下の厳しい制約下でも、電気事業者の発送電総費用の最小化が、必ずしも日本経済の実質 GDP を最大化するものではない事実を確認した。ただし本研究は日本のマクロ経済について 1 つの計量経済モデルを作成し、分析を行ったものであり、実際の GDP 影響の金額値や正確な順序等は、様々な前提条件やモデルの構成等によって変化し得ることは言うまでもない。

あくまで、算定結果からの結果論であり、前提条件次第で結果も異なるが、ケース⑨と⑩の間には発送電総費用の差が 1.0 兆円、実質 GDP の差が 1.2 兆円と、約 2 千億円のギャップがあり、ケース⑩の方が経済全体の合理性はより高い可能性が考えられ得ることと、ある一つの熱源(ケース⑨の場合は水素)への極端な依存による電源構成のバリエーション不足は、エネルギー安全保障の観点からも望ましくないと考えられる。このことから、我が国が CN を目指すにあたり、電源構成に関して一般的な発送電総費用の最小化に加えて、マクロ経済への影響度合いを一定程度考慮することは、エネルギーミックス・エネルギー価格の想定において、新たな判断軸を提供することとなり得る。

昨今、国内外で電源構成がガス火力に偏った場合の電力の安定供給リスクの議論<sup>36)</sup>が見受けられる。繰り返しとはなるが、今後、何らかの電源一本研究では水素火力一のみ発電量が増加し、他電源の発電量を減少させ

ていくような状態は、マクロ経済の見地からすれば必ずしも合理的でない可能性があると同時に、電源構成の幅を狭めることで安定供給に支障が出るリスクを高める点も、認識されなければならない。

逆說的に言えば、政策主体と電気事業者が緊密に連携し、エネルギー・経済政策が適切に執り行われることで、CNを達成しながら、発送電総費用に配慮しつつ、日本経済を成長させる1つの可能性を示せたとも言えよう。

今回は、現在推定が可能な技術・コストを前提として、CNを達成する2050年の断面に向けて、電源構成や燃料価格の変化がマクロ経済に与える影響に係る提言を意図した。

実体経済では、水素・ガス価格やCCS価格に作用するCO<sub>2</sub>処分費用などは市場取引等で絶えず変化するであろうこと、電源の建設開始時には燃料の将来価格を見通すことが難しいこと、電源の建設には数年間の工事期間を要し一朝一夕には設備容量を変更できないこと等の状況がモデルでは反映し切れない。

前提条件の設定に関しても、ガス・水素などの燃料価格の高騰・暴落、各電源や蓄電池の建設投資額、資機材の国産化率、設備効率・稼働率などの変化、無風・無日照期間の連続的な発生、エネルギーやCO<sub>2</sub>価格に依拠した国境間調整措置の発生と国際競争力の変化などの前提条件の変化によって、評価結果は変わり得ることに注意が必要である。

CN制約下の燃料価格の変化や各電源の社会的許容度に着目した上で、発送電総費用と各種経済指標との関係について、具体的な数値で網羅的に論じた。本研究が政策主体と電気事業者の双方に有益な方向性を示す端緒となることを期待している。

## 謝辞

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

## 参考文献

- 1) IPCC; Climate Change 2021: The Physical Science Basis, (2021). <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-i/>(アクセス日 2021.11.16)
- 2) The Nobel Prize outreach ; The Nobel Prize in Physics 2021,(2021). <https://www.nobelprize.org/prizes/physics/2021/summary/>(アクセス日 2021.11.16)
- 3) 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 2021.11.16)
- 4) The Global Climate Action Portal UNFCCC; Climate Ambition Alliance. <https://climateaction.unfccc.int/views/cooperative-initiative-details.html?id=94>(アクセス日 2021.11.16)
- 5) 首相官邸 ; 第二百三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/2020/1026shoshinhyomei.html](https://www.kantei.go.jp/jp/99_suga/statement/2020/1026shoshinhyomei.html)(アクセス日 2021.11.16)
- 6) 経済産業省;エネルギー基本計画、令和3年10月、(2021). <https://www.meti.go.jp/press/2021/10/20211022005/20211022005-1.pdf>(アクセス日 2021.11.16)
- 7) 経済産業省、2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略、令和2年12月25日、(2020). <https://www.meti.go.jp/press/2020/12/20201225012/20201225012-2.pdf>(アクセス日 2021.11.16)
- 8) 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). [https://www.researchgate.net/publication/320934766\\_Global\\_Energy\\_System\\_based\\_on\\_100\\_Renewable\\_Energy\\_-\\_Power\\_Sector](https://www.researchgate.net/publication/320934766_Global_Energy_System_based_on_100_Renewable_Energy_-_Power_Sector) (アクセス日 2021.11.16)
- 9) 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 2021.11.16)
- 10) 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.
- 11) 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.
  - 12) 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), pp.697-702.
  - 13) 経済産業省；総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会(第43回会合)配布資料  
[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/2021/043/](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/043/)(アクセス日 2021.11.16)
  - 14) 経済産業省；総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会(第44回会合)配布資料  
[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/2021/044/](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/044/)(アクセス日 2021.11.16)
  - 15) 福井俊彦；地球温暖化対策中期目標の解説、(2009)、ぎょうせい。
  - 16) 経済産業省；総合エネルギー統計 令和元年度(2019年度)エネルギー需給実績(確報)、(2020).  
[https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total\\_energy/pdf/honbun2019fyr2.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/pdf/honbun2019fyr2.pdf)(アクセス日 2021.11.16)
  - 17) R. Komiyama and Y. Fujii; Assessment of post-Fukushima renewable energy policy in Japan's nationwide power grid, *Energy Policy*, 101, (2017), pp.594-611.
  - 18) 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.
  - 19) 岡林秀明、柴田智文、松尾雄司；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—、『エネルギー・資源学会論文誌』、42-4 (2021), pp.215-223.
  - 20) 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
  - 21) 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), pp.13-17.
  - 22) 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/journal201203\\_5.pdf](http://www.jsr.gr.jp/journal/journal_pdf/2012/journal201203_5.pdf)(アクセス日 2021.11.16)
  - 23) 日本エネルギー経済研究所；IEEJ Outlook 2021,(2020). <https://eneken.ieej.or.jp/data/9170.pdf> (アクセス日 2021.11.16)
  - 24) 経済産業省、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](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_01.pdf) (アクセス日 2021.11.16)
  - 25) OECD/NEA; Nuclear energy and renewables system effects in low-carbon electricity systems, (2012), OECD/NEA Publishing.
  - 26) 経済産業省、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、(2021).  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/santei/20210127\\_report.html](https://www.meti.go.jp/shingikai/santei/20210127_report.html) (アクセス日 2021.11.16)
  - 27) 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(令和3年1月修正)、(2021).  
<https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/report/r01.html> (アクセス日 2021.11.16)
  - 28) 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>(アクセス日 2021.11.16)
- 29) W. Cole and A.W. Frazier; Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage, (2019).  
<https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf> (アクセス日 2021.11.16)
- 30) International Energy Agency ; Projected Costs of Generating Electricity 2020, (2020).  
<https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020> (アクセス日 2021.10.26)
- 31) 経済産業省; 水素・燃料電池戦略ロードマップ、(2019).  
<https://www.meti.go.jp/press/2018/03/20190312001/20190312001-1.pdf> (アクセス日 2021.11.16)
- 32) NEDO ; NEDO 再生可能エネルギー技術白書第2版、(2014).  
[https://www.nedo.go.jp/library/ne\\_hakusyo\\_index.html](https://www.nedo.go.jp/library/ne_hakusyo_index.html) (アクセス日 2021.11.16)
- 33) 石井晋 ; 原子力発電の効率化と産業政策 ―国産化と改良標準化―、(2014), pp.28.  
<https://www.rieti.go.jp/jp/publications/summary/14050002.html> (アクセス日 2021.11.16)
- 34) 東京電力 ; 数表で見る東京電力 原子力 各号機の概要(2020).  
<https://www.tepco.co.jp/corporateinfo/illustrated/nuclear-power/nuclear-plants-j.html> (アクセス日 2021.11.16)
- 35) 三菱総合研究所 ; 経済産業省第1回定置用蓄電システム普及拡大検討会『蓄電システムをめぐる現状認識』(2020).  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/energy\\_environment/storage\\_system/pdf/001\\_05\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/storage_system/pdf/001_05_00.pdf) (アクセス日 2021.11.16)
- 36) 経済産業省 ; 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会(第40回)配布資料(2021).  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/pdf/040\\_03\\_02.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/040_03_02.pdf) (アクセス日 2021.11.16)

# 共食い効果を考慮した太陽光・風力発電の導入評価モデルの検討◆

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

尾羽 秀晃\* 遠藤 聖也\* 松尾 雄司\*\* 玄海 亨\*\*\* 長尾 吉輝\*\*\*

### Abstract

Increasing variable renewable energies with zero marginal cost cause the decline of wholesale electricity prices and undermine their own value by “cannibalization effect”. While capital costs of renewable energies are expected to decline, their income is also to decrease because of declined wholesale electricity prices. This study integrated GIS (geographic information system) model that assesses business feasibility into an optimal power generation mix model that assess wholesale electricity prices. By developing an integrated model, it is possible to assess potential installation capacity of solar and wind energy by considering both economic rationality and land use restrictions. In the case of Japan, this study revealed that increasing solar and wind energies cause the significant decline of wholesale electricity prices in specific electric network area such as Hokkaido. Even if capital costs of these energies decrease through learning effect, economic potential of installed renewable capacities is significantly limited if business feasibility is considered. Thus, the decline of electricity prices by cannibalization effect can seriously stagnate installation of both solar and wind energies. This study implies that further cost reduction faster than previous trend is needed to realize “subsidy-free” energy sources when cannibalization effect is considered.

**Key words:** Renewable energy, Solar energy, Wind energy, Energy model, Cannibalization effect.

### 1. まえがき

現在、温室効果ガスの大規模削減に向けて、太陽光発電と風力発電の活用が期待されている。今後の太陽光発電と風力発電の活用に向けた方策について検討する上では、経済合理性や土地利用制約などを考慮した上で、各電源の導入可能性を評価することが重要である。

現在、我が国では2012年7月から固定価格買取制度（FIT）が導入されているが、2022年4月からは卸電力価格を基準に参照価格を定め、参照価格と基準価格の差分をプレミアムとして発電事業者に支払うフィードインプレミアム（FIP）へ移行される。また、中長期的には太陽光発電と風力発電のコストダウンによって、補助金に依存しない「自立電源」を目指すとしている。そのため、今後の太陽光発電と風力発電の事業性を評価する上では、時間や電源構成などによって変動する卸電力価格を考慮する必要性が増すことが予想される。

他方で、国内外の多数の既往研究<sup>1)4)</sup>によれば、太陽光発電と風力発電の大量導入が行われた場合、発電量を増やすほど発電している時間帯の卸電力価格を低下させ、自らのkWhの価値を低下させる「共食い効果」が生じることが示唆されている。太陽光発電の導入初期段階では、電力需要のピーク抑制に一定の寄与をし、燃料費が高いガス火力などの燃料費を削減する効果があるが、太陽光発電の導入量が增大すると燃料費が割安な石炭火力等を代替するようになるため、燃料費の削減効果は小さくなる。そのため、2050年に向けた長期的な時間軸において、経済合理性を考慮した太陽光発電と風力発電の導入可能性を評価する上では、「共食い効果」の影響を考慮することが重要である。

◆ 本論文は、第38回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（エネルギー・資源学会主催）の内容を基に作成され、エネルギー・資源学会より転載許可を得て掲載している。

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット

\*\* （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

\*\*\* 株式会社JERA

これまで、経済合理性を考慮して太陽光発電や風力発電の導入可能性を評価した研究は多数存在する<sup>5)8)</sup>。一例として、米国を対象とした研究<sup>9)</sup>では、地理情報システム (GIS)を用いることによって、各電源の均等化発電原価 (LCOE) と均等化発電回避コスト (LACE) の差分から、各地点における経済ポテンシャルを評価している。また、MacDougall らの研究<sup>9)</sup>では、GIS を用いることによって、政策支援のレベルに応じた内部収益率 (Internal Rate of Return: IRR) の評価を行っている。

日本においても、特定年を対象に、一定の売電価格に関するシナリオの下、再生可能エネルギーの経済合理性などを評価した研究が多く行われている<sup>10)12)</sup>。例えば、環境省の調査<sup>10)</sup>では、FIT による固定価格で売電される前提で、再生可能エネルギーの経済ポテンシャルを評価している。また、初期投資に影響する送電線からの距離を考慮して太陽光発電のポテンシャル評価を行った研究<sup>13)</sup>や、FIT 制度の下での住宅用太陽光発電設置に関する経済性評価<sup>14)</sup>なども行われている。

このように太陽光発電や風力発電の経済合理性を考慮した導入可能性の評価に関する研究は豊富に行われているが、各電源の大量導入時に生じ得る共食い効果の影響を考慮した上で、時系列的に変化する各電源の導入可能性を詳細に評価した研究は行われていない。特に、日本においては、FIT によって卸電力価格を基準とした売電へ移行するため、各電源の導入可能性を評価する上で、共食い効果の影響を時系列的に考慮することの重要性が一層増している。

そこで本研究では、このような問題の解決に向けて、電源構成モデルと各立地場所の経済合理性を空間的に評価する GIS モデルを統合させることにより、共食い効果を考慮した太陽光発電と風力発電の導入評価モデルの検討を行うことを目的とする。このモデルを用いることによって、各電源の大量導入時における卸電力価格低下の影響を反映させ、経済合理性を考慮した太陽光発電と風力発電の導入可能性をより明確に評価することが可能となる。

## 2. 共食い効果を考慮した導入評価モデル

### 2-1. 導入評価モデルの概要

本研究で提案する導入評価モデルは、各電源の導入量や設備容量などを入力値として、8760 時間毎の卸電力価格を出力する電源構成モデルと、卸電力価格や各電源の資本費を入力値とし、100-500 m メッシュ毎の IRR を空間的に評価する GIS モデルを統合したモデルである (図 1)。

本モデルにおいて、特定年における太陽光発電と風力発電の設備容量を初期値として与えた場合、まず電源構成モデルによって 8760 時間毎の卸電力価格が出力される。次に、GIS 評価モデルによって、卸電力価格などを入力値として、指定の IRR を満たす設備容量が出力される。この設備容量に一定の導入率を考慮することによって得られる追加的な設備容量は、**前年までに導入された既存の設備容量と合わせて再び電源構成モデルの入力値として用いられる**。このように、本モデルでは毎年のループ計算を行うことによって、中長期における卸電力価格の推移と、経済合理性を満たす太陽光発電と風力発電の設備容量の推移を評価する構成となっている。なお、本モデルを用いて複数回の計算を繰り返した結果、モデル解は収束することを確認している。

太陽光発電と風力発電の導入が進むにつれ、共食い効果によって各電源が発電している時間帯の kWh の価値は減少するが、卸電力価格をベースに売電価格が決定される場合には、各電源の発電事業の IRR は減少する方向に寄与する。他方で、発電設備の学習効果などによって資本費が減少した場合には、IRR の増大に寄与することとなる。本モデルではこれらの相互的な影響を考慮し、各電源の大量導入が行われた際の影響をより明確に評価することが可能となる。

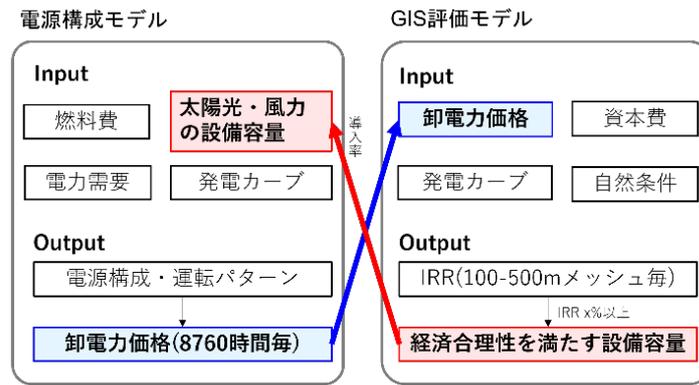


図 1 導入評価モデルの概要

## 2-2. 電源構成モデル

本研究で用いる電源構成モデルは、藤井・小宮山研究室<sup>15)</sup>によって開発され、Komiyama et al (2014)<sup>16)</sup>、Komiyama et al (2017)<sup>17)</sup>、Matsuo et al (2018)<sup>18)</sup>、永富ら<sup>19)</sup>、Matsuo et al (2020)<sup>20)</sup>などによって改良されたモデルである。本モデルは、各発電設備の設備容量や燃料費などを入力値として、電力システム全体における資本費と変動費の和が最小となる場合における、8760 時間毎の卸電力価格や各電源の運用パターンなどを出力するものであり、目的関数は式(1)によって与えられる。

$$\min. TC = \sum_i \left( g_i \cdot pf_i \cdot K_i + \sum_{d,t} pv_i \cdot X_{i,d,t} \right) + \sum_j CS_j \quad (1)$$

$$CS_j = gs1_j \cdot pfs1_j \cdot KSI_j + gs2_j \cdot pfs2_j \cdot KS2_j + pf s3_j \frac{TCha_j}{cycle_j} \quad (2)$$

$$TCha_j = \sum_{d,t} Cha_{j,d,t} \quad (3)$$

ここで、 $g_i$ : 発電機  $i$  の年間固定費係数、 $pf_i$ : 発電機  $i$  の初期投資費用、 $K_i$ : 発電機  $i$  の定格出力[GW]、 $pv_i$ : 発電機  $i$  の変動費、 $X_{i,d,t}$ : 発電機  $i$  の日  $d$ 、時間  $t$  における出力[GW]、 $gs1_j$ : 蓄電池  $j$  の定格出力あたりの固定費係数、 $pfs1_j$ : 蓄電池  $j$  の出力あたりの初期投資費用[円/GWh]、 $KSI_j$ : 蓄電池の定格出力[GW]、 $gs2_j$ : 蓄電池  $j$  の蓄電容量あたりの固定費係数、 $pfs2_j$ : 蓄電池  $j$  の蓄電容量あたりの初期投資費用[円/GWh]、 $KS2_j$ : 蓄電池の蓄電容量[GWh]、 $pfs3_j$ : 蓄電池の劣化に伴う外部費用[円]、 $cycle_i$ : 蓄電池の充放電の最大回数、 $Cha$ : 蓄電池へ充電される電力[GW]とする。

制約条件としては、各時間における電力需給制約、予備力制約、エネルギー貯蔵設備のバランス制約などを与えている。本研究においては、Python のライブラリである Pyomo によって線形計画問題を記述し、ソルバーである Xpress を用いることによって解を得た。

電源構成モデルの対象地域は、一般送配電事業者が管轄している北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州、沖縄の 10 エリアとした。各エリアは地域間連系線によって接続されており、地域間連系線は電力広域的運営推進機関 (OCCTO) の「電源偏在シナリオ (30GW)<sup>21)</sup>」に基づき増強されることを想定した。また、各エリアの卸電力価格は、双対問題の最適解として得られる各エリアの需給バランス制約式の潜在価格 (シャドウプライス) として扱った。なお、沖縄エリアでは、実際に卸電力市場は存在しないが、潜在価格を基準に売電が行われるとして扱った。

太陽光発電と風力発電の発電量は、川上・松尾 (2020)<sup>24)</sup>と同様に、各エリアにおける地域気象観測システム (AMeDAS) のデータに基づき正規化した発電パターンと、エリア別の設備容量に基づき 8760 時間の値を事前計算した値を用いた。ただし、実際には多様な場所に発電設備の設置が進むことによって、各電源の発電パター

ンは次第に変化するが、本モデルでは簡略化のため発電パターンは一定としている。

### 2-3. GIS 評価モデル

GIS 評価モデルは、土地利用や海域利用に関わるメッシュ情報を基に、発電設備の資本費や卸電力価格などを入力としてメッシュ毎の IRR を評価するモデルである。この IRR に対して一定の下限制約を与えることによって、経済合理性を満たす発電設備の設備容量が評価される。本モデルでは、既往研究<sup>25)・27)</sup>と同様に、ArcGIS を用いることによって日本の領土を 100 m メッシュ、日本の領海を 500 m メッシュに分割し、各メッシュに土地や海域利用に関わる各種データを格納した。この整備したデータを基に、太陽光発電と風力発電が物理的に設置可能な場所を事前に抽出した上で、日射量や風速などのデータから、各地点における IRR を評価した。

IRR は式 (4)における  $r$  によって与えられ、初期投資額  $CI$  [円]と年間キャッシュフロー  $CF_t$  [円]によって決定される。初期投資額は主に設置した年における発電設備の資本費に相当する。また、キャッシュフローは、発電量  $E_i$  [kWh]と卸電力価格  $W_i$  [円/kWh]に依存する売電収益と、FIP 基準価格  $FIP_{base}$  [円/kWh]と、FIP 参照価格  $FIP_{ref}$  [円/kWh]の差分である FIT プレミアム価格、および年間維持費  $OM$  [円/kWh]によって決定され、式(5)の通り示される。

$$\sum_{t=1}^{30} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - CI = 0 \quad (4)$$

$$CF_t = \sum_{i=1}^{8760} \left( E_i \cdot W_i + E_i (FIP_{base} - FIP_{ref}) \right) - OM \quad (5)$$

この算出した IRR を基に、一般送配電事業者の管轄エリア別に経済合理性を満たす設備容量を推計し、2.2 節で示した電源構成モデルの入力値とした。

## 3. 前提条件

### 3-1. 対象とする期間と電源

太陽光発電と風力発電の 2030 年までの累積導入量は、建設のリードタイムや環境アセスメントの実施状況に基づき、基本政策分科会 (2020/4/13)<sup>22)</sup>などで導入量の見通しが示されている。そのため、本研究では 2030 年を評価の起点とし、2050 年までを本評価の対象期間とした。

本研究で対象とする電源は、地上設置型太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電の 3 種類とした。建物設置型太陽光発電については、自家消費や太陽光発電設置の義務化なども導入インセンティブに影響すると考えられるため、本研究では評価の対象外とした。なお、これらの電源の運転期間は 20-30 年程度であり、2030 年以降に設置される設備は 2050 年以降も残存する可能性が高いことと、2030 年以前に設置された設備であってもリパワリングなどが行われる可能性があることから、本評価では簡略化上、廃止される設備については考慮していない。

初期値として与える 2030 年の各電源の導入量は、基本政策分科会で示された導入量見通し<sup>22)</sup>を参考とし、地上設置型太陽光 41.6 GW、陸上風力 15.3 GW、着床式洋上風力 3.7 GW、浮体式洋上風力 0.02 GW、建物設置型太陽光 (戸建住宅) 19.3 GW、建物設置型太陽光 (戸建住宅以外) 26.7 GW とした。2030 年における電力エリア別の導入量は、2021 年 6 月時点で FIT 認定を受けた設備容量と、環境アセスメントの配慮書、方法書が提出された案件の設備容量をエリア別に推計し、2030 年の全エリア合計の導入量見通しから按分することによって推定した (図 2)。

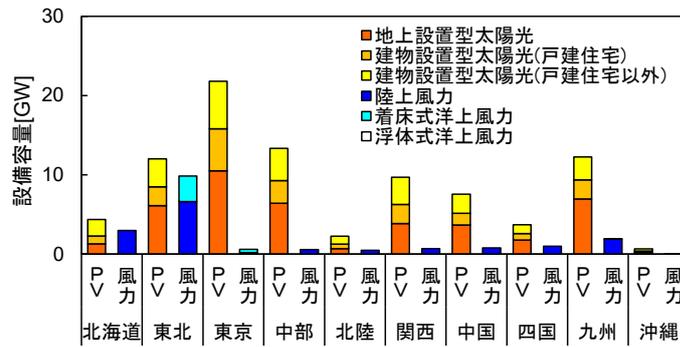


図2 2030年における電力エリア別導入量の想定[GW]  
(PVは太陽光発電を示す)

2030年以降に導入される設備容量については、施工能力などの制約などから、経済合理性を満たす設備容量の全てが必ずしも導入に至る保証はないため、本研究では、経済合理性を満たす設備容量のうち5%が実際に導入されるとした。この導入率の設定は、直近年(2017-2020年)のFIT買取価格などの条件下における、後述する手法によって得られる地上設置型太陽光発電の経済合理性を満たす設備容量(約65GW)と、当該期間の太陽光発電(10kW以上)年間導入量(約4.7GW)の比率(約7%)を参考とした。

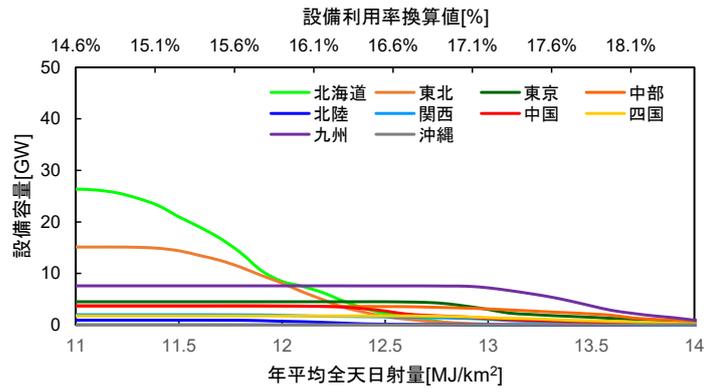
建物設置型太陽光発電については、自家消費や太陽光発電設置の義務化などによっても導入が進むことを想定し、モデル内では外生的に導入量を与えた。本研究においては、電力中央研究所<sup>23)</sup>の「受容性重視シナリオ」を参考に、2050年断面における累積導入量が、戸建住宅に設置される太陽光発電45GW、戸建住宅以外に設置される太陽光発電62GWに達するとした。

### 3-2. 自然条件と設備容量の関係性

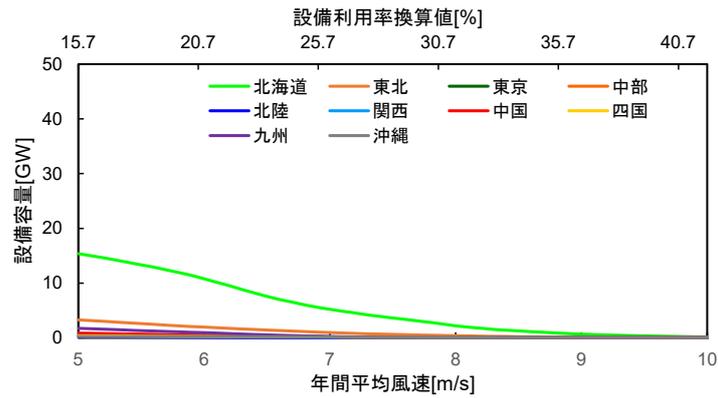
地上設置型太陽光発電と陸上風力の設置対象場所は、H.Obane et al<sup>25)</sup>および尾羽他<sup>26)</sup>と同様に、各電源の土地利用競合や自然環境影響を考慮し、雑草地、しの地、裸地、再生困難な荒廃農地の4種類の土地区分のうち、自然公園と自然環境保全区域、鳥獣保護区(普通・特別保護)を除いた場所に設置されるとした。この考え方を基に、日本の全国土を100mメッシュに分割し、2021年4月時点で得られる最新のGISデータを用いて設置対象場所を抽出すると、面積は3,321km<sup>2</sup>と推計された。なお、太陽光発電と風力発電の大量導入が行われることを想定した場合、地上設置型太陽光発電と陸上風力で土地利用競合が生じることが想定されるため、設置対象場所のうち、年間平均風速5.0m/s未満の場所(980km<sup>2</sup>)に地上設置型太陽光発電、同風速5.0m/s以上の場所(2,341km<sup>2</sup>)に陸上風力を設置するとした。これらの場所において、地上設置型太陽光発電65.7GW、陸上風力23.4GWが最大で設置可能とした。

洋上風力の設置対象場所は、法制約と社会的受容性を考慮したH.Obane et al<sup>27)</sup>のModerate conflictシナリオを参考に、再エネ海域利用法で規定される「促進区域」の指定要件を満たす海域のうち、離岸距離5-22.2km(領海内)、自動船舶識別装置搭載船の通行量21隻/月未満、漁業権が設定されていない海域の全てを満たす海域に設置するとした。同文献に倣って、2021年4月時点で最新のGISデータを用いて同海域を抽出すると、面積は28,865km<sup>2</sup>と推計された。そのうち、水深60m未満の海域(5,137km<sup>2</sup>)に着床式洋上風力、同60m以深200m未満の海域(23,728km<sup>2</sup>)に浮体式洋上風力を設置するとした場合、設置可能な最大の設備容量は着床式洋上風力30.8GW、浮体式洋上風力142.3GWとなる。

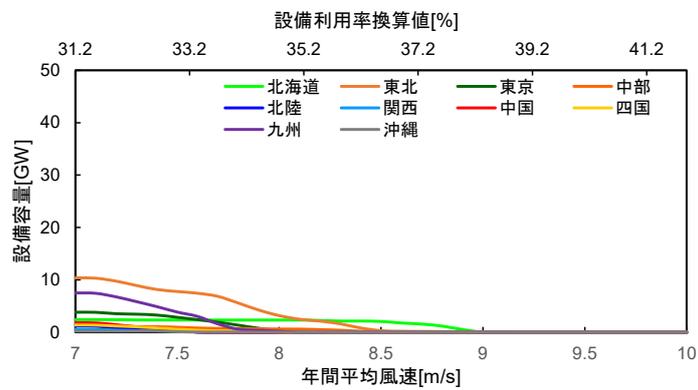
以上の想定に基づき、各電力エリアにおける自然条件と設備容量の関係を示したものを図3に示す。設備利用率は、各文献<sup>25)-27)</sup>と同様に、年間平均風速や年平均全天日射量から簡易的に換算したものであり、地上設置型太陽光発電については過積載が行われることを想定している。



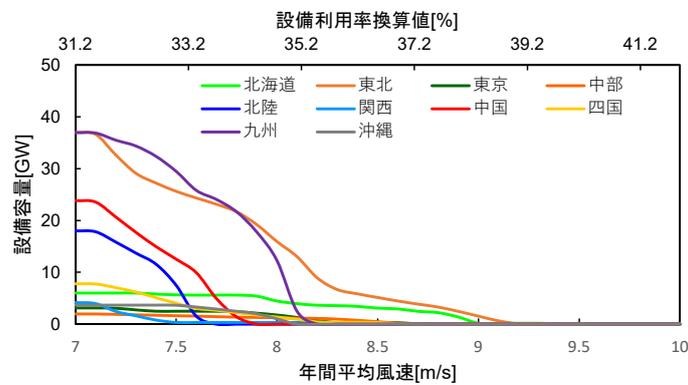
(A) 地上設置型太陽光発電



(B) 陸上風力



(C) 着床式洋上風力



(D) 浮体式洋上風力

図3 自然条件と設備容量の関係性

図3(A)、(B)より、地上設置型太陽光発電と陸上風力の設置対象場所は、主に北海道エリアに集中している。北海道エリアは風況条件も良いため、発電設備の資本費の低下に伴い、優先的に陸上風力が導入されることとなる。他方で、北海道エリアは日射量が低いため、他エリアと比較して地上設置型太陽光発電は遅れて導入されることとなる。

図3(C)、(D)にて示される着床式洋上風力と浮体式洋上風力については、東北と九州に設置対象場所が多く存在する。特に、東北は風況条件が良いため、優先的に洋上風力が導入されることとなる。

**3-3. 資本費・必要 IRR の想定**

本研究における設備費、O&M 費、および必要 IRR は、調達価格等算定委員会 28)を基に想定した。図4に想定した資本費の2050年までの推移、表1に前提条件の要約を示す。

設備費は学習曲線に基づいてコストが減少する想定を置いた。なお、学習率は各文献で示された推計値レンジ<sup>29)</sup>のうち中間に相当する値を適用し、学習曲線の推計で用いる2050年までの導入量はIEA WEO 2020<sup>30)</sup>の Stated Energy Policies Scenario(STEPS)における世界全体の導入量とした。

2019年度における設備費の実績値は、調達価格等算定委員会<sup>28)</sup>で示された太陽光発電250-500kWの設備の平均値(20.4万円/kW)、FIT買取価格算定における陸上風力の設備費の想定値(26.9万円/kW)、「促進区域」における洋上風力の発電設備の想定費(51.2万円/kW)を参照した。浮体式洋上風力については、国内の実績がないため、Stehly et al<sup>31)</sup>を参考に、着床式洋上風力の資本費の1.3倍とし、学習率などは着床式洋上風力と同じと仮定した。なお、本研究においては、価格などは全て2019年の実質価格として扱った。

各電源が経済合理性を得るために必要なIRRは、調達価格等算定委員会<sup>28)</sup>で示された想定値を参考に、地上設置型太陽光発電5%、陸上風力7%、着床式洋上風力10%、浮体式洋上風力10%とした。

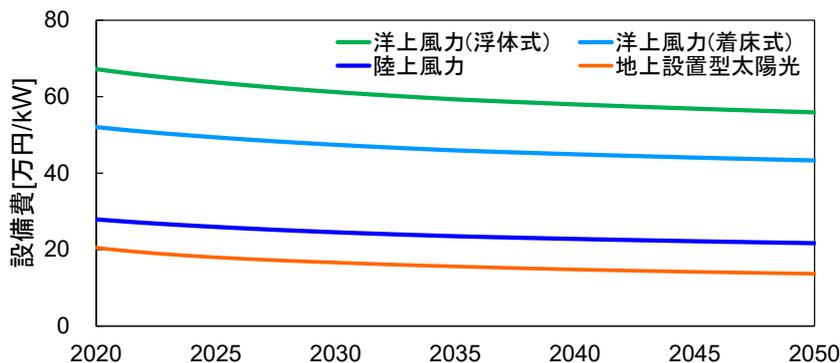


図4 設備費の想定[万円/kW]

表1 資本費および必要 IRR の想定

	地上設置型太陽光	陸上風力	洋上風力(着床式)	洋上風力(浮体式)
設備費(2019) [円/kW]	204,000	269,000	512,000	665,600
O&M 費 [円/kW/年]	4,900	9,300	18,400	18,400
学習率 (設備費)	15%	7%	10%	10%
必要 IRR	5%	7%	10%	10%

### 3-4. 火力発電・原子力発電と電力需要の想定

電源構成モデルにおける石炭火力発電とガス火力発電の設備容量は、40年間の運転を仮定した際に2050年に残存する既設設備の容量を基に、下限値を石炭火力: 13.7 GW、ガス火力: 24.7 GWとした。原子力発電については、IEEJ Outlook 2021<sup>32)</sup>の技術進展シナリオを参考とし、30.6 GWを固定値として設定した。

火力発電で用いられる石炭・LNG 価格は、IEA WEO 2020 の STEPS (2040年) を参照し、石炭: 77 USD<sub>2019</sub>/t、LNG: 9 USD<sub>2019</sub>/MMBtu とした。また、CO<sub>2</sub> 排出については炭素価格で考慮することとし、STEPS (2040年) の 52 USD<sub>2019</sub>/t-CO<sub>2</sub> を用いた。

電源構成モデル内における年間電力需要は、長期エネルギー需給見通しにおける2030年の発電量から、所内消費率3.5%を控除した1,027 TWhとした。なお、燃料価格や炭素価格、電力需要は年により変動するが、本研究では太陽光・風力発電の資本費の減少と卸電力価格低下による売電収入の減少を明確に評価するため、これらについては時間に依らず一定とした。

### 3-5. FIP の想定

我が国においては、卸電力価格を基準に参照価格を定め、参照価格と基準価格の差分をプレミアムとして発電事業者を支払うフィードインプレミアム (FIP) へ移行される。そのため、本研究ではFIP基準価格とFIP参照価格の差分で決定されるFIPプレミアム価格について、4種類のケースの想定を行った(表2)。なお、実際の売電はFIP基準価格をベースに行われるが、基準価格は算定方法や算定期間などにも依存するため、ここではFIPプレミアム価格を変数としている。

まず、2021年時点のFIT買取価格と回避可能費用(8円/kWhと想定)の差分を参考とし、FIPプレミアム価格が地上設置型太陽光発電3円/kWh、陸上風力9円/kWh、着床式洋上風力24円/kWh、浮体式洋上風力28円/kWhとなるケースを「(1) 現状FIT水準ケース」とした。

次に、これらのプレミアム価格が2/3となるケースを「(2) 2/3水準ケース」、同価格が1/2となるケースを「(3) 1/2水準ケース」とした。また、将来的に各電源が補助制度に依存しない「自立電源」となることを想定し、各電源のプレミアム価格が0円/kWhとなるケースを「(4) FIPなしケース」とした。

なお、我が国において、洋上風力は導入初期期であるため、洋上風力のプレミアム価格は太陽光発電や陸上風力と比較して高額な想定を置いていることに留意する必要がある。

表2 FIPプレミアム価格の想定[円/kWh]

(FIP基準価格と参照価格の差分)

	地上設置 型太陽光	陸上風力	着床式 洋上風力	浮体式 洋上風力
現状FIT 水準	3	9	24	28
2/3水準	2	6	16	18
1/2水準	1.5	4.5	12	14
FIPなし	0	0	0	0

## 4. モデルによる計算結果

### 4-1. 2030年を対象とした単年評価

2030年におけるFIPプレミアム単価に応じた経済合理性を満たす発電設備の設備容量を評価するために、まず電源構成モデルのみによって得られる途中の計算結果として、各電力エリアの卸電力価格を図5に示す。なお、太陽光発電と風力発電は変動性の電源であるため、各時間で変動する卸電力価格に対して、各時間で発電している発電量でウェイトを与え、1年間における加重平均卸電力価格を算定している。

その結果、対象とした10の電力エリアのうち、北海道エリアと九州エリアでは相対的に加重平均卸電力価格が低くなる傾向が示された。これは、これらの電力エリア内の電力需要に対して、太陽光発電や風力発電による発電量の比率が高いことが一つの要因となっている。特に、九州エリアにおいては、2030年時点で13GWの太陽光発電が導入されることとしているため、太陽光発電が発電している昼間の時間帯における卸電力価格が特に低くなる。

次に、各電力エリアの各年における卸電力価格から、GIS評価モデルによって、2030年において表1中のIRRを満たす発電設備の設備容量（以下、経済合理性を満たす設備容量）を評価した結果を示す（図6）。本結果は、導入評価モデルによる、2030年時点の収束後の結果を示している。同図において、一番右の棒グラフ（灰色）は、3-2節で想定した立地制約のみで決定される導入量の最大値を示し、経済性を考慮しないものである。また、一番左の棒グラフ（灰斜線）は、初期値として与えた2030年時点の導入量を参考として示している。2030年時点の導入量は、FIT導入初期の高額なFIT価格の下で導入された設備が多く含まれるため、FIPによる補助を現状水準としたケースよりも多い導入量となっている。

地上設置型太陽光発電については、FIPプレミアム価格が現状の補助水準の3円/kWhのまま維持された場合、経済合理性を満たす設備容量は6.5GWとなる。これまでは、FIT買取価格11円/kWh（補助水準3円/kWh相当）の下において、一定の設備が入札によってFIT認定を受けているが、今後卸電力価格が低下した場合には、日射条件が良い場所を除いた多くの場所で経済合理性が得られなくなる。

他方、洋上風力については、FIPのプレミアム価格が現状の補助水準に相当する24円/kWh（着床式）、28円/kWh（浮体式）で維持された場合、経済合理性を満たす設備容量は、立地制約によって決定される導入量上限と等しくなる。しかし、これは2020年のFITの補助水準が高額に設定されているためであり、2030年以降においても必ずしも同じ水準が維持される保証はない。このFIPプレミアム価格が、現状の補助水準の半分である12円/kWh（着床式）、14円/kWh（浮体式）に相当する条件となった場合には、経済合理性を満たす設備はほとんど存在しないこととなる。そのため、日本において洋上風力の自立的な導入を図る上では、大幅なコストダウンが必要となる。

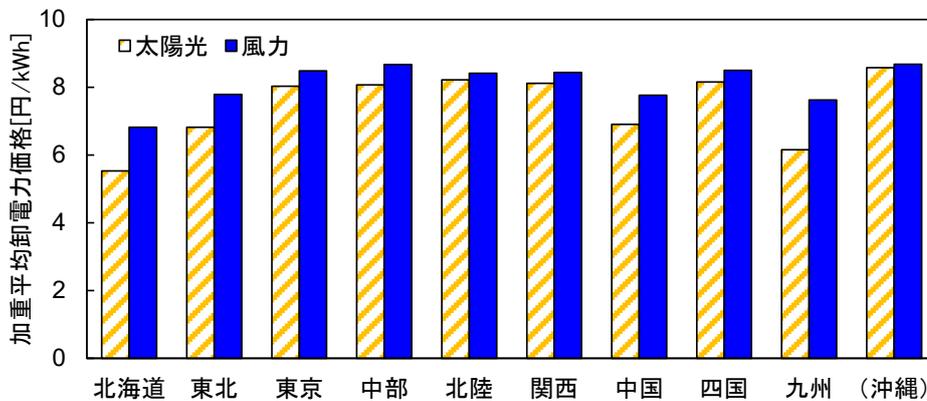


図5 2030年における加重平均卸電力価格  
 (電源構成モデルによる途中計算結果) [円/kWh]  
 ※ 沖縄エリアは潜在価格の加重平均値を示す

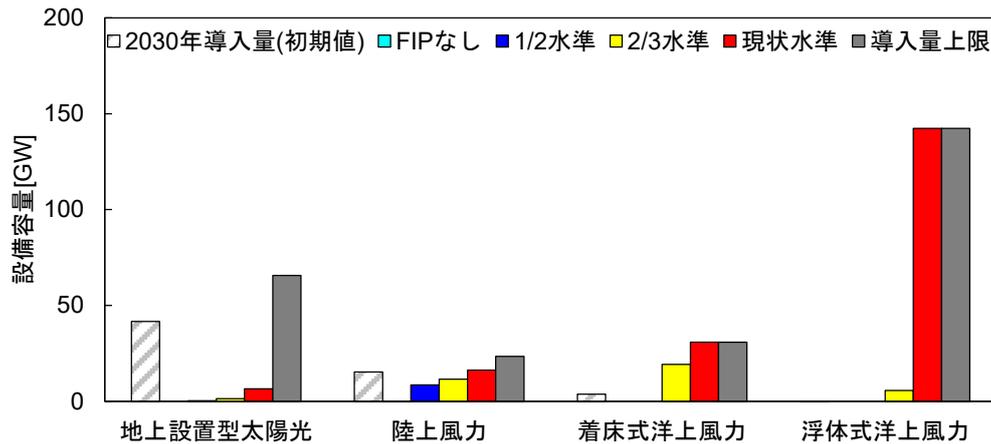


図6 2030年におけるFIPプレミアム単価に応じた  
経済合理性を満たす発電設備の設備容量[GW]

なお、全ての電源において、FIPによる補助がない場合、想定した各種条件の下では、経済合理性を満たす設備容量はほぼゼロとなる。そのため、これまでの傾向より推計された学習率に基づいてコスト低減が進んだ場合、2030年時点ではFIPなどの補助政策からの脱却は困難であることが示唆される。

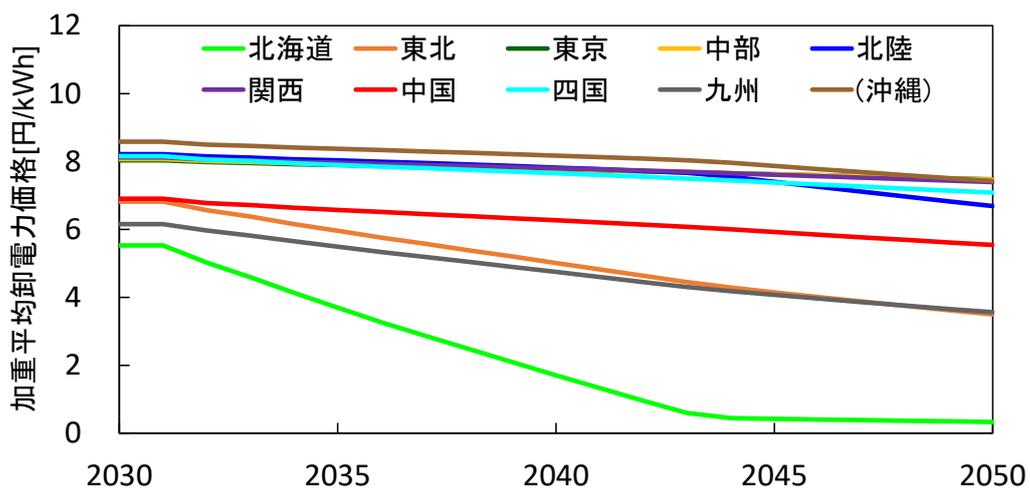
#### 4-2. 2050年までの時系列評価

2030年を対象とした評価では、FIPなどの補助なしに各電源の導入が進むことが困難であることが示された。そこで、太陽光発電と風力発電の普及に向けて2030年以降もFIPによる支援が継続することを想定し、現状の補助水準の2/3に相当するプレミアム単価が設定される仮定の下、2050年までの卸電力価格と経済合理性を満たす設備容量の推移を評価した。ここで想定するFIPのプレミアム単価は、地上設置型太陽光発電2円/kWh、陸上風力6円/kWh、着床式洋上風力16円/kWh、浮体式洋上風力18円/kWhであり、特に洋上風力については非常に高いFIPプレミアム単価を想定していることについて留意する必要がある。

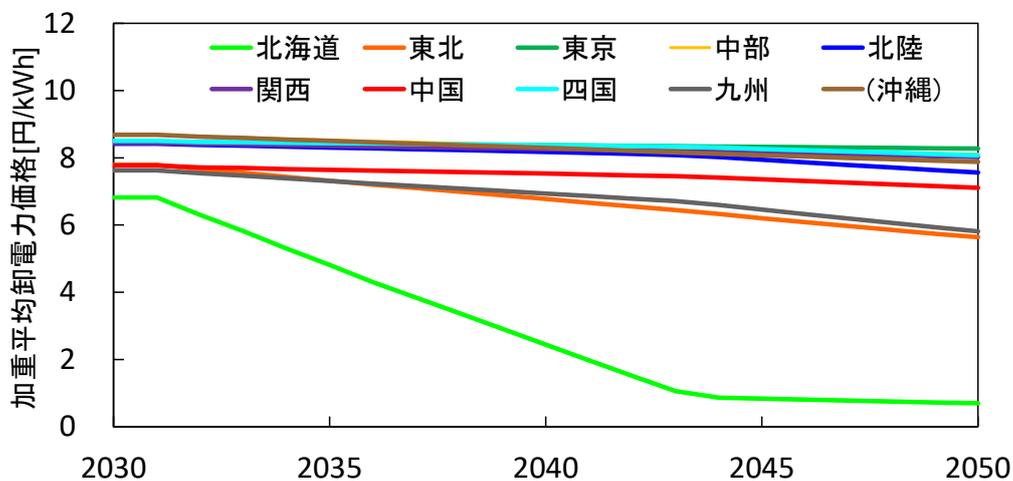
まず、陸上風力に着目した場合、モデル上では主に北海道エリアから優先的に陸上風力が導入されることとなるため、電力需要が少ない北海道エリア内の卸電力価格は次第に低下する(図7(A))。ここで、表1中のIRRを満たす設備容量を推計すると(図8)、卸電力価格の低下によって売電収入が低下し、風況などが悪い場所では十分なIRRに達しないため、経済合理性を満たす陸上風力や着床式洋上風力の設備容量も減少する(図8(A))。すなわち、今回想定した条件の下においては、卸電力価格の低下に伴う売電収入減少の影響が発電設備の資本費の低下を上回るため、特定の年を境に経済合理性が得られなくなる。ここで、北海道エリアにおける設備容量と累積導入量の関係性(図9)に着目すると、2035年で累積導入量が経済合理性を満たす設備容量に達するため、2035年以降は陸上風力の導入が停滞することが示されている。

また、北海道エリアで太陽光発電が発電している時間帯の卸電力価格についても、同エリア内における風力発電の導入などによって、次第に減少する傾向が示されている。風力発電は、太陽光発電が発電する昼間にも発電するため、太陽光発電が発電している時間帯における卸電力価格の低下にも影響する。

次に、全国において、経済合理性を満たす発電設備の設備容量(図8(B))に着目すると、時間の経過に伴い陸上風力の設備容量が減少する。これは先ほど示した通り、北海道エリアにおける卸電力価格の低下に主に起因する。

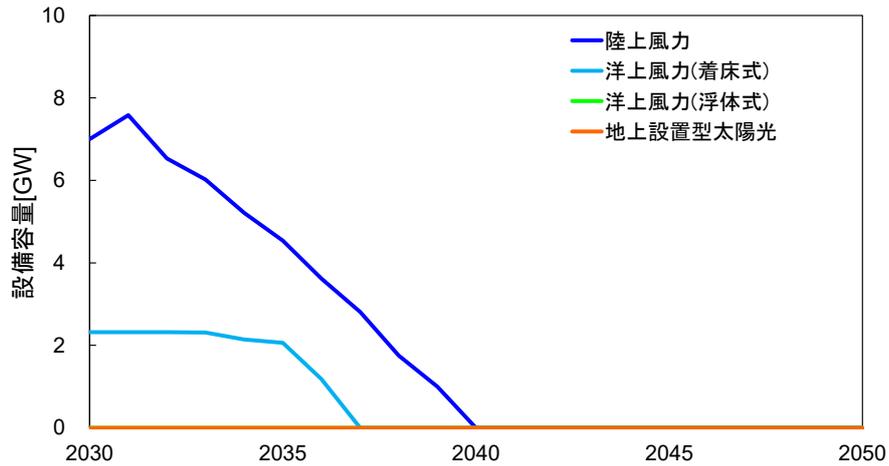


(A) 太陽光発電

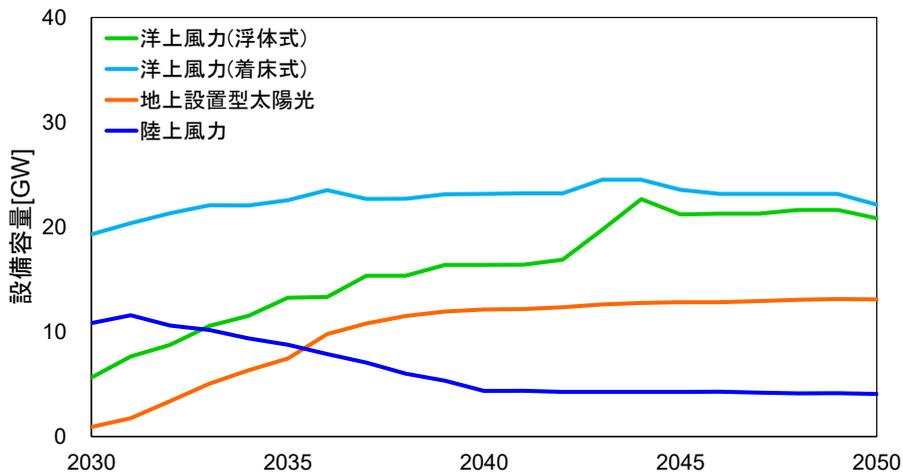


(B) 風力発電

図7 2050年までの加重平均卸電力価格[円/kWh]  
(FIP プレミアム単価:現状の2/3水準ケース)



(A) 北海道エリア



(B) 全国

図8 経済合理性を満たす発電設備の設備容量[GW]  
(FIP プレミアム単価:現状補助水準の 2/3 ケース)

一方で、地上設置型太陽光発電と浮体式洋上風力については、卸電力価格の低下に伴う売電収入の減少より、資本費の低下の影響の方が上回るため、経済合理性を満たす発電設備の設備容量は増大する傾向が示された。ただし、資本費の減少によって同設備容量は増大するものの、2040年付近で増大の伸びは頭打ちとなる。立地制約のみを考慮した地上設置型太陽光発電の導入量の上限は65.7GWであるが、2050年時点で経済合理性を満たす発電設備の設備容量は14.6GWに留まる。これは、地上設置型太陽光発電の設置対象場所は、日射条件が悪くかつ卸電力価格が低下する北海道エリアに多く存在しているため、多くの発電設備が経済合理性を満たさないことに起因する。

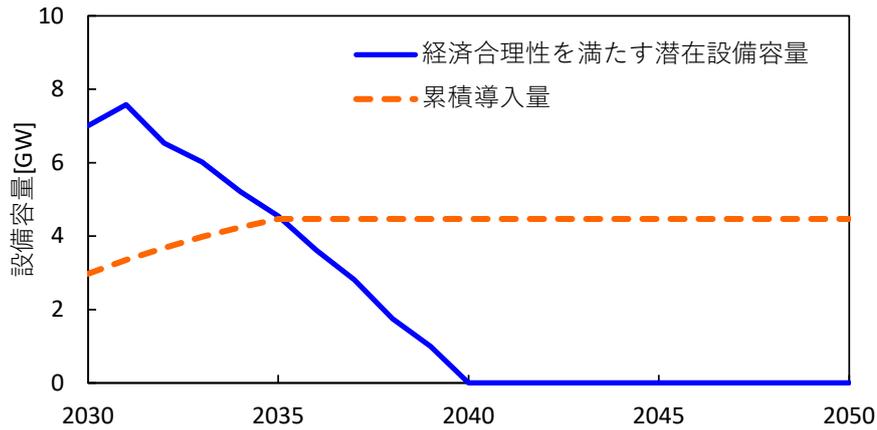


図9 北海道エリアにおける経済合理性を満たす陸上風力の設備容量と累積導入量の関係性[GW]

4-3. 2050年における単年評価

評価期間の最終年である2050年に着目し、4-1.節と同様にFIPのプレミアム単価に応じた経済合理性を満たす設備容量の評価を行った(図10)。

まず、地上設置型太陽光発電と陸上風力の設備容量に着目すると、FIPのプレミアム単価を現状水準の1/2としたケースと比較して、同水準を2/3にまで引き上げたケースの設備容量がわずかに下回る結果が示された。これは、現状水準の2/3ケースでは洋上風力が優先的に導入されることによって卸電力価格が低下し、地上設置型太陽光発電と陸上風力の売電収入が減少するためである。このように、特定の電源が集中的に導入された場合、他の電源の経済性にも大きな影響を及ぼす場合がある。

次に、各電源のFIPによる補助が行われないケースに着目すると、2050年に向けて発電設備の資本費が低下したとしても、経済合理性を満たす発電設備の設備容量は限られる結果が示された。ここで、FIPのプレミアム単価を現状FITの補助水準の2/3にまで引き上げたとしても、卸電力価格の減少に伴う売電収入低下の影響が大きいため、経済合理性を満たす設備容量は2030年と比較して大きくは増大しない。このように、2050年までに太陽光発電と風力発電の導入が促されるためには、これまでの学習効果を大幅に上回るペースでのコストダウンが必要となる。

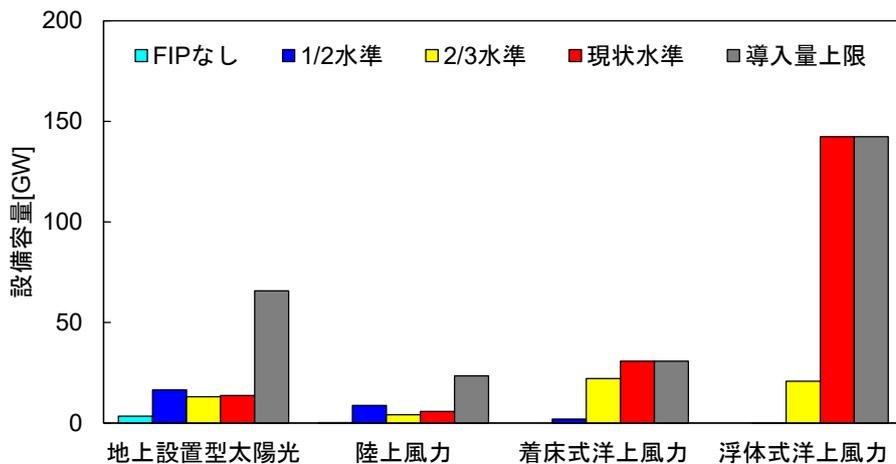


図10 2050年におけるFIPのプレミアム単価に応じた経済合理性を満たす発電設備の設備容量[GW]

## 5. 結論

本研究では、電源構成モデルと各立地場所の経済合理性を空間的に評価する GIS モデルを統合させることにより、共食い効果を考慮した太陽光発電と風力発電の導入評価モデルの検討を行った。その結果、太陽光発電と風力発電の導入拡大による卸電力価格の減少を時系列に評価し、各電源の経済合理性へ与える影響を定量的に評価可能なことが示された。

本モデルの課題としては、水深などの地理的要因によって異なる発電設備の資本費の考慮や、自家消費が行われた際の影響の考慮などが挙げられる。特に自家消費が行われた場合には、卸電力価格が低下している時間帯においても、小売電気料金で購入する電力を太陽光発電などで発電した電力でオフセットできるため、このオフセット分の電力を考慮すると発電事業の実質的な事業収入は増大することも生じ得る。また、資本費や燃料費、経済合理性を満たす設備容量のうち実際に導入される設備容量の割合などの前提条件についても、今後の動向を踏まえつつ、適宜見直されることが望まれる。これらの課題については、今後の改善でより実用的な評価が行われることが期待される。

従来の太陽光発電や風力発電の導入可能性を評価するモデルにおいては、FIT などによる固定価格での売電を想定した評価が行われていた。しかし、共食い効果の影響を考慮することによって、本研究で想定した条件の下では、経済合理性を満たす発電設備の設備容量は限られており、導入の停滞が引き起こされる可能性が示唆された。このように、導入評価モデルを用いることによって、各電源の導入可能性を過大に評価してしまうリスクを低減できることが期待される。

我が国においては、中長期的に太陽光発電と風力発電が補助制度に依存しない「自立電源」となることが期待されている。しかし、各電源を「自立電源」とし、各電源の導入可能性を高める上では、従来の学習効果を上回るコストダウンが必要であり、それに向けた技術発展が不可欠である。

本研究で検討した導入評価モデルは、中長期視点における太陽光発電や風力発電の経済合理性の評価に有効であり、今後の太陽光発電や風力発電の普及に向けたあり方の検討において貢献することが期待される。

## 謝辞

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

## 参考文献

- 1) L. Hirth, A. Radebach; The Market Value of Wind and Solar Power: An Analytical Approach, USAEE Working Paper, No.16-241 (2015), pp.1-18.
- 2) T. Brown, L.Reichenberg; Decreasing market value of variable renewables can be avoided by policy action, Energy Economics, 100(2021), pp.1-26.
- 3) W.Antweiler, F.Muesgens; On the long-term merit order effect of renewable energies, Energy Economics, 99 (2021), pp.1-19.
- 4) 朝野賢司、岡田健司、永井雄宇、丸山真弘; 欧州における再生可能エネルギー普及政策と電力市場統合に関する動向と課題、(2016.5)、 pp.1-48、電力中央研究所報告(Y15022)。
- 5) A.Brown, et al; Estimating Renewable Energy Economic Potential in the United States: Methodology and Initial Results, Technical Report NREL/TP-6A20-64503 (2016).
- 6) Y.Himri, M.Mezouk, N.K. Merzouk, S.Himri, Potential and economic feasibility of wind energy in south West region of Algeria, Sustainable Energy Technologies and Assessments, 38 (2020).
- 7) R. Deshmukh, G.C. Wu, D.S. Callaway, A. Phadke, Geospatial and technoeconomic analysis of wind and solar resources in India, Renewable Energy 134 (2019), pp.947-960.
- 8) L.Castro-Santos, D.Silva, A.R. Bento, N.Salvacao, C.G.Soares; Economic feasibility of floating offshore

- wind farms in Portugal, *Ocean Engineering*, 207-1 (2020).
- 9) H.MacDougall, S.Tomosk, D.Wright; Geographic maps of the impact of government incentives on the economic viability of solar power, *Renewable Energy*, 122 (2018), pp.497-506.
  - 10) 環境省; 令和2年度再生可能エネルギー導入ポテンシャルに関する調査委託業務報告書.  
<https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/report/r02.html>  
(アクセス日 2022年5月25日)
  - 11) 永富悠; 電力市場と設備投資の相互影響を踏まえた将来の電源構成の課題、*スマートグリッド:技術雑誌*, 11-2 (2021)、 pp.26-29.
  - 12) 岡島敬一、大石叡人; 立地制約を考慮した風力発電の導入および事業性に関する評価、*エネルギー資源学会誌*、 96 (2017)、 pp.493-502.
  - 13) Y.Shimasaki, *Agrivoltaic Potential of Abandoned Farmlands in the National Capital Region of Japan*, *Journal of Japan Society of Energy and Resources*, 42-2 (2021), pp.93-97.
  - 14) 藤本卓也、山口容平、岡村朋、下田吉之; 余剰電力固定価格買取・全量買取のもとでの太陽光発電の経済性比較と普及影響評価、*エネルギー・資源学会誌*、 32 (2011)、 pp.1-8.
  - 15) 東京大学 大学院工学系研究科 藤井・小宮山研究室; 産業経済研究委託事業調査(電力需給モデルを活用したシミュレーション調査)調査報告書、(2016);
  - 16) R.Komiyama, Y.Fujii; Assessment of massive integration of photovoltaic system considering rechargeable battery in Japan with high time-resolution optimal power generation mix model, *Energy Policy*, 60(2014), pp.73-89.
  - 17) R. Komiyama, Y.Fujii; Assessment of post-Fukushima renewable energy policy in Japan's nation-wide power grid; *Energy Policy*, 101(2017), pp.594-611.
  - 18) Y.Matsuo, S.Endo, Y.Nagatomi, Y.Shibata, R.Komiyama, 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.
  - 19) 永富悠、松尾雄司、小笠原潤一; LFC 調整力を考慮した電源構成モデルによる 2040 年の電源構成の分析と政策課題に関する検討、*エネルギー・資源学会論文誌*、 40 (2019)、 pp.8-20.
  - 20) Y.Matsuo, S.Endo, Y.Nagatomi, Y.Shibata, R.Komiyama, Y.Fujii; A Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies, *Applied Energy*, 267 (2020), pp.1-18.
  - 21) 広域連系システムのマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会事務局; マスタープラン検討に関わる中間整理、 2021年5月20日.  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuram/2021/files/masuta\\_chukan.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuram/2021/files/masuta_chukan.pdf)  
(アクセス日 2022年5月25日)
  - 22) 経済産業省 資源エネルギー庁; 2030年に向けたエネルギー政策の在り方、(資料2) 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 (第40回会合) .  
[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/2021/040/](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/040/)  
(アクセス日 2022年5月25日)
  - 23) 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](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/034/034_007.pdf)  
(アクセス日 2022年5月25日)
  - 24) 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 (2020)、 pp.68-76.
  - 25) H.Obane, Y.Nagai, K.Asano; Assessing land use and potential conflict in solar and onshore wind energy in Japan, *Renewable Energy*, 160 (2020), pp842-851.
  - 26) 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
- 27) 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*, 129 (2021).
  - 28) 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、2021年1月27日。  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/20210127\\_report.html](https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/20210127_report.html) (アクセス日 2022年5月25日)
  - 29) 尾羽秀晃、朝野賢司、永井雄宇; 2050年までの太陽光発電・風力発電の将来コストに関する考察、社会経済研究所 研究資料(Y17501).
  - 30) International Energy Agency; *World Energy Outlook 2020*.
  - 31) T.Stehly, P.Beiter, P.Duffy; 2019 Cost of Wind Energy Review, Technical Report NREL/TP-5000-78471 (2020). <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78471.pdf> (アクセス日 2022年5月25日)
  - 32) 日本エネルギー経済研究所; IEEJ Outlook 2021 ポストコロナのエネルギー変革。  
<https://eneken.ieej.or.jp/data/9170.pdf> (アクセス日 2022年5月25日)

# 航空分野の脱炭素 —現状と課題、今後の展望—

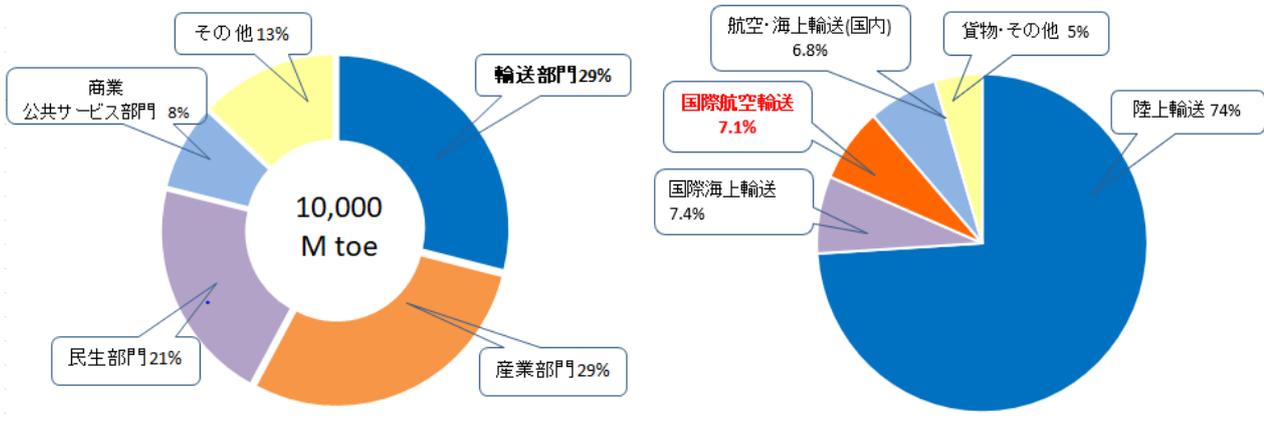
吉田 昌登\*

## はじめに

航空分野は鉄鋼や重工業等とならび「脱炭素が困難な産業分野(Hard-to-Abate Sectors)」の1つに挙げられる。各国政府は自らのGHG排出量削減目標の達成に向けて様々な産業分野の脱炭素化に取り組んできている。しかし、国際航空分野に関しては、国境を跨ぐことによる複雑さ、国際協調の枠組み構築の困難さ、および、選択可能な対策オプションが限定的であること等により、取り組みは遅れていた。このような状況のなか、昨今、「持続可能な航空燃料」の導入が世界規模で急拡大しており、多くの注目を集めている。本稿は、持続可能な航空燃料を取り巻く現状を概説したうえで、普及拡大に向けての課題や今後の展望について考察を行う。

## 1. 「航空分野の脱炭素」の現状

まず、空の脱炭素の現状を確認したい。下図1は世界全体の最終エネルギー消費量と部門別シェアを、下図2は輸送部門における最終エネルギー消費の内訳を示している。2019年の世界全体の最終エネルギー消費量は石油換算100億トンであり、そのうち輸送部門は29%を占める。さらに、輸送部門における最大のエネルギー消費先は陸上輸送(74%)であり、国際航空輸送は7.1%である。つまり、世界全体で見た場合、航空輸送の最終エネルギー消費量のシェアは約2.0%とインパクトは比較的小さい。



(出所) IEA World Energy Statistics and Balances (July 2021)を基に筆者作成

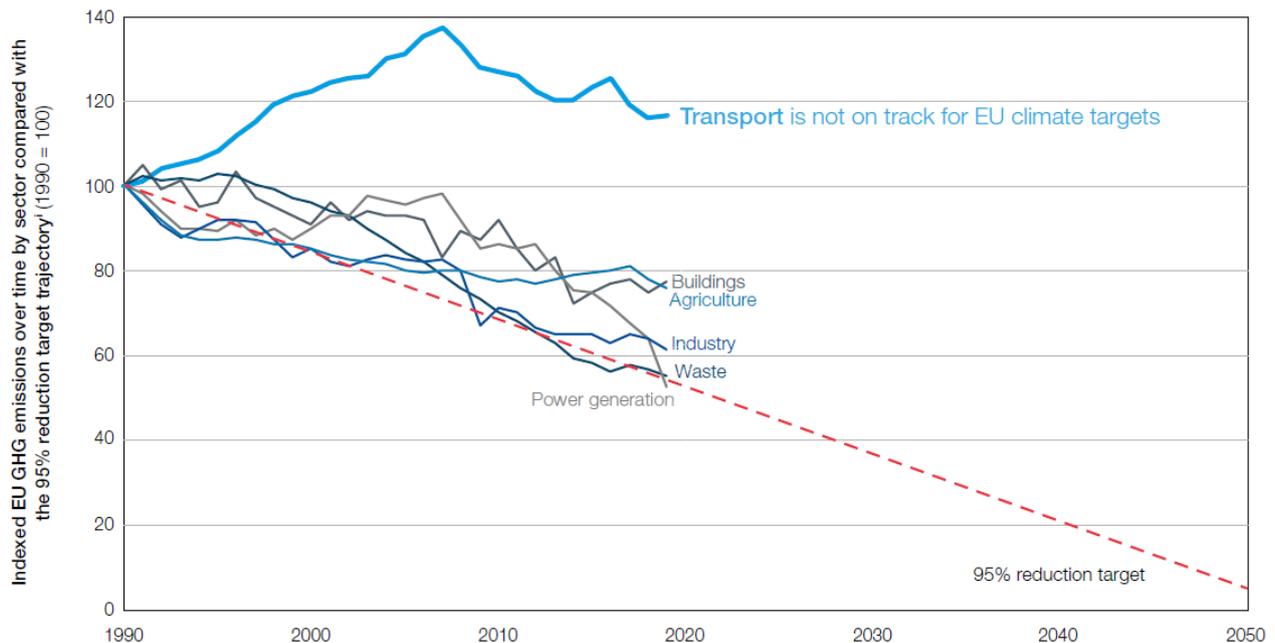
図1 部門別最終エネルギー消費(2019年)

図2 輸送部門の最終エネルギー消費の内訳(2019年)

それにも関わらず、いま航空分野の脱炭素化に注目が集まるのは、GHG排出量の削減が極めて困難なためだ。下図3は、欧州連合(European Union, EU)の部門別GHG排出量の推移を、EUのGHG排出量削減目標(2050年時点までに95%削減)実現への軌道と比較したものである。発電・産業・農業・民生部門のGHG排出削減は順調に進展している反面、輸送部門は理想的な軌道から大きく乖離している。厳しいガイドラインを自ら導入し、

\* (一財) 日本エネルギー経済研究所 電力・新エネルギーユニット次世代エネルギーシステムグループ 研究主幹

いち早く取り組みを進めてきた EU でさえも、輸送分野の脱炭素化には苦勞している現実が窺える。



(出所) World Economic Forum, Clean Skies for Tomorrow Sustainable Aviation Fuels as a Pathway to Net-Zero Aviation<sup>1</sup> (November 2020) (原典 : European Federation for Transport and Environment)

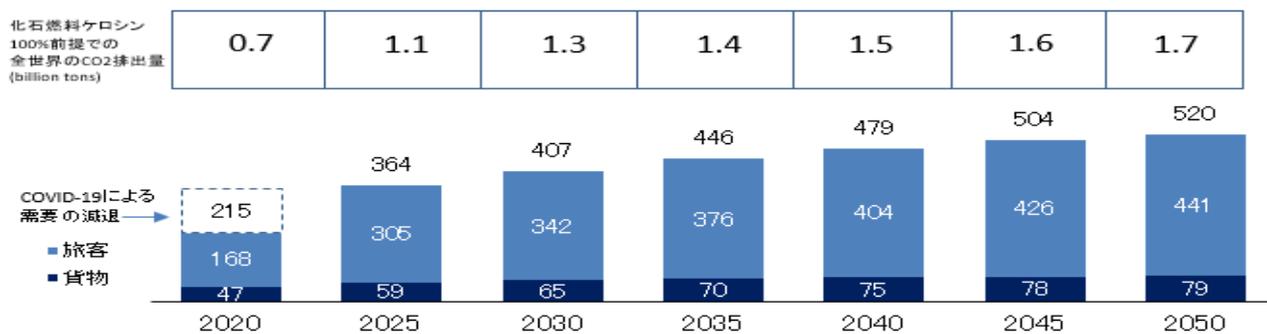
図3 EUの部門別GHG排出量の推移(2050年目標実現軌道との比較、1990年=100)

そのため、欧州各国の脱炭素への取り組みの軸足はすでに航空分野に移行している。それには、COVID-19の影響で一時的に需要は落ち込んだものの、航空産業は世界全体の経済成長に伴い高成長が続くことが予想され、それに伴いCO<sub>2</sub>排出量の増加も予想されること<sup>2</sup> (図4)、他の産業と比べて対策が後回しになっていたこともありGHG排出量の削減ポテンシャルが非常に大きい反面、航空分野をはじめとした輸送部門は、他の産業に比べて脱炭素に要するコストが高いと見積もられている<sup>3</sup> こと(図5)、国際的な協調による法的枠組みが不可欠であるが調整には時間を要すること、加えて、旅客機の更新サイクルは25年程度とロングスパンであり、GHG排出削減に資する革新的な技術が開発され航空機に導入されたとしても、市場に投入されて効果が発現するまでにはかなりの年月を要することなどが主な理由となっている。

<sup>1</sup> World Economic Forum (in collaboration with Mckinsey & Company) (November 2020), *Clean Skies for Tomorrow Sustainable Aviation Fuels as a Pathway to Net-Zero Aviation*, World Economic Forum, p.7

<sup>2</sup> *Ibid.*, p.8

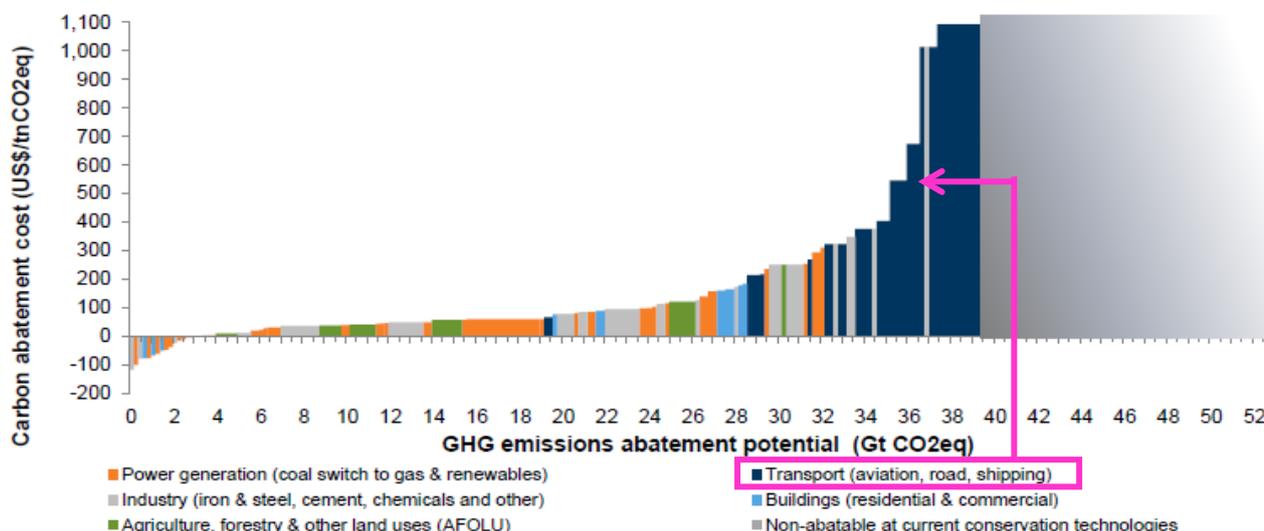
<sup>3</sup> 航空分野のGHG排出削減ポテンシャルは大きいですが、脱炭素に要するコストは発電・農業の5倍以上と指摘されている、Goldman Sachs Global Investment Research (December 11, 2019), "Carbonomics: The Future of Energy in the Age of Climate Change," <https://www.goldmansachs.com/insights/pages/gi-research/carbonomics-f/report.pdf>



(注) 化石燃料由来ケロシン1トンあたり3.15 ton-CO<sub>2</sub>排出と仮定

(出所) World Economic Forum, Clean Skies for Tomorrow Sustainable Aviation Fuels as a Pathway to Net-Zero Aviation<sup>4</sup> (November 2020) (原典: Energy Insight's Global Energy Perspective, Reference Case A3 October 2020; IATA:ICAO)を基に筆者作成

図4 全世界の航空燃料需要見通し (~2050年、単位: 100万トン/年)

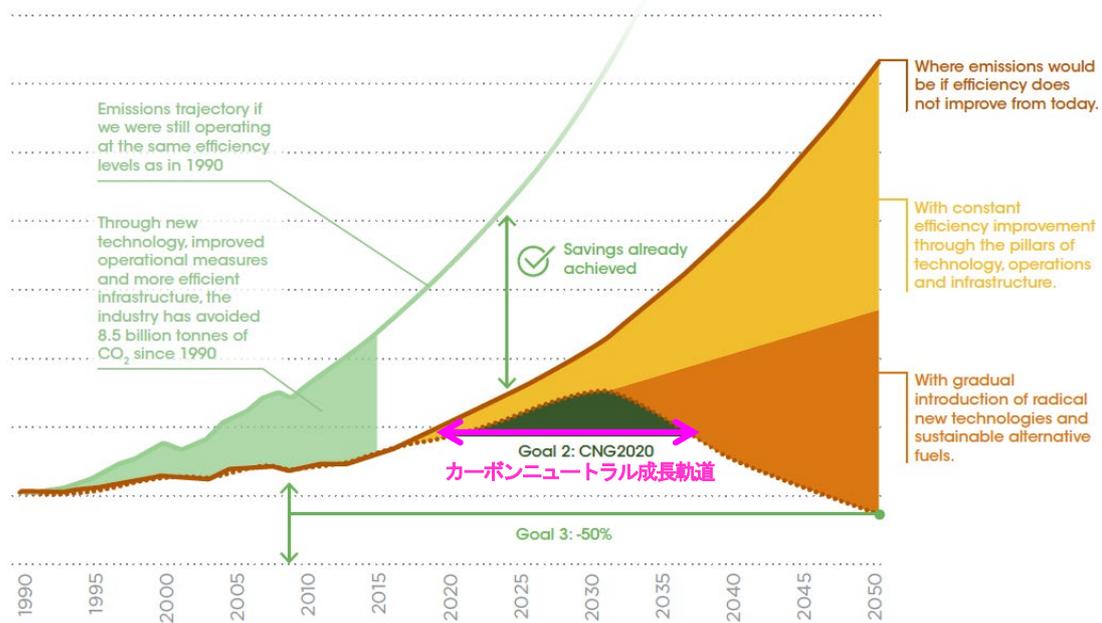


(出所) Goldman Sachs Global Investment Research (December 11, 2019)

図5 GHG 排出削減ポテンシャルと CO<sub>2</sub> 排出削減コスト(現時点で利用可能な技術に基づく)

航空業界は GHG 排出削減に向けた自主的な取り組みを進めている。国際航空はパリ協定の対象ではないものの、International Civil Aviation Organization (ICAO)の加盟国は「国際民間航空のためのカーボン・オフセット及び削減スキーム(The Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation, CORSIA)」を批准しており、2020年以降のカーボンニュートラル成長軌道(図6)の実現を目指している。

<sup>4</sup> World Economic Forum (in collaboration with Mckinsey & Company) (November 2020), Clean Skies for Tomorrow Sustainable Aviation Fuels as a Pathway to Net-Zero Aviation, Swiss: World Economic Forum, p.7

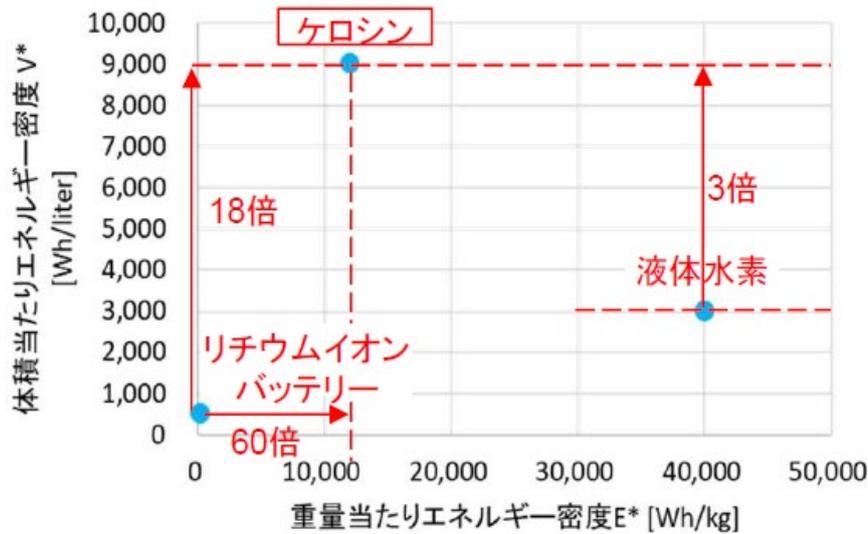


(出所) IRENA (July 2021)<sup>5</sup> に筆者加筆

図6 航空業界のGHG 排出削減ロードマップ

CORSIA に適合する GHG 排出量削減手法として、いま注目を集めるのが持続可能な航空燃料(Sustainable Aviation Fuels, SAF)である。航空燃料として現在利用される化石燃料由来のケロシン(通称：ジェット燃料)は、体積エネルギー密度・重量エネルギー密度ともに非常に優れた燃料(図 7)である。航空分野の脱炭素化のためには、ジェット燃料を同じ特性を有する液体燃料で代替する、あるいは、動力源の電動化や燃料電池・水素エンジンの利用(図 7)が必要になるが、後者に関しては実用化に向けて解決すべき課題がある。まず、動力源の電動化に関して、航空分野からの GHG 排出量の 80%以上は 1,500km 超の長距離飛行であり、このカテゴリーへの導入が不可欠であり、それにはエネルギー密度の非常に高いバッテリーが必要となる。しかし、現在利用可能な技術によればバッテリーのエネルギー密度の大幅な向上は難しく、動力源の電動化が導入されたとしても当初は対象が短・中距離(~1,000km)に限定される見通しにある。液化水素は重量エネルギー密度がジェット燃料の 3 倍程度と非常に高いことから、燃料電池や水素直接燃焼エンジンでの水素利用が期待されているが、飛行距離 2,000km 超に対応した燃料電池の商用化は 2040 年代となる見通しである。フランス Airbus は 2,000km を超える長距離飛行が可能な水素直接燃焼エンジン航空機を開発中だが、商用化は早くても 2035 年頃になる見通しにある。つまり、向こう 10-15 年といったスパンで見ただけの場合には、ジェット燃料を代替可能なほどエネルギー効率に優れた現実的な打手は SAF くらいしか存在しない状況といえる(図 8)。

<sup>5</sup> IRENA (July 2021), *Reaching Zero wWith Renewables: Biojet Fuels*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, p.19



(出所) 国土交通省 (原典: Electric Flight - Potential and Limitations, Institute of Aerodynamics and Flow Technology, Martin Hepperle, German Aerospace Center) <sup>6</sup>

図7 航空燃料の体積・重量エネルギー密度の比較

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
<b>Commuter</b> ▶ 9-19 seats ▶ < 60 minute flights ▶ <1% of industry CO <sub>2</sub>	SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	短距離輸送用機・小型機 2030年以降 電動化、水素の導入の可能性
<b>Regional</b> ▶ 50-100 seats ▶ 30-90 minute flights ▶ ~3% of industry CO <sub>2</sub>	SAF	SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	Electric or Hydrogen fuel cell and/or SAF	
<b>Short haul</b> ▶ 100-150 seats ▶ 45-120 minute flights ▶ ~24% of industry CO <sub>2</sub>	SAF	SAF	SAF	SAF potentially some Hydrogen	Hydrogen and/or SAF	Hydrogen and/or SAF	Hydrogen and/or SAF	中型機・大型機 2050年まで、殆どのケースで SAF以外に選択肢がない
<b>Medium haul</b> ▶ 100-250 seats ▶ 60-150 minute flights ▶ ~43% of industry CO <sub>2</sub>	SAF	SAF	SAF	SAF	SAF potentially some Hydrogen	SAF potentially some Hydrogen	SAF potentially some Hydrogen	
<b>Long haul</b> ▶ 250+ seats ▶ 150 minute + flights ▶ ~30% of industry CO <sub>2</sub>	SAF	SAF	SAF	SAF	SAF	SAF	SAF	

(出所) Waypoint 2050 (ATAG, September 2021)<sup>7</sup> に筆者加筆

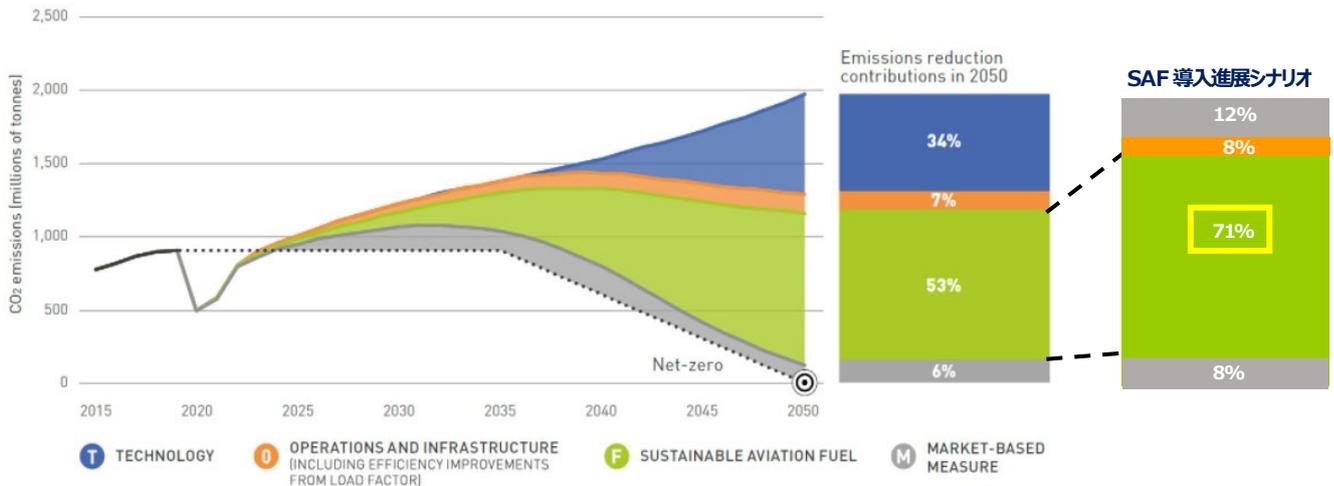
図8 航空機への脱炭素技術導入の展望

Air Transport Action Group (ATAG)は、航空分野の2050年ネットゼロ実現へのシナリオを複数検討している。そのなかで、2050年断面でのGHG排出量削減におけるSAFの貢献度について、技術進展シナリオでは

<sup>6</sup> 国土交通省航空局 (2021年3月22日)、「航空機運航分野におけるCO<sub>2</sub>削減に関する検討会 (第1回)」

<sup>7</sup> ATAG(September 2021), Waypoint 2050, Swiss: Air Transport Action Group, p.54

53%、SAF 導入進展シナリオではさらに大きく 71%が SAF による貢献と予想している(図9)。



(出所) Waypoint 2050 (ATAG), p.26 に筆者加筆

図9 航空分野におけるGHG削減ロードマップ

先行する欧州諸国や米国はすでに政策目標を設定し SAF の導入促進を後押ししている(表1)。日本においても、2030年までに航空燃料需要の10%を SAF に置き換える導入目標が検討されている<sup>8</sup>。

表1 各国・地域政府のSAF導入目標

対象国・地域	SAF導入目標・義務量
	ReFuelEU Aviation Initiativeを通じたSAF導入の推進 (EU域内の空港におけるSAF混合義務量を提案：2030年5%、2040年38%、2050年63%)
	SAF導入促進のためのロードマップ策定(2025年2%、2030年5%) * advanced feedstocksにフォーカス
	SAF0.5%混入義務開始(2020年)。2030年目標として30%を検討中
	2030年30%まで、SAF混合義務量を段階的に増加させる方針
	SAF混入率を段階的に上昇させ、2030年30%とする法案を提出
	2030年に2%のSAF割当義務量を見込む * Power-to-Liquidケロセンのみが対象
	混合義務量を含めたSAFロードマップを策定中 * advanced feedstocksにフォーカス
	2025年にSAF混入義務量2%(Climate Change Law) * wastesおよびresiduesにフォーカス
	2050年までに航空部門(軍事・非軍事双方含む)の燃料を全てSAFに置き換える 2030年までの航空分野のCO <sub>2</sub> 排出量20%削減、2年間30億ガロンのSAFの生産・供給を目指す これら目標の達成のため、SAF混入事業者に対する税控除の導入を表明

(出所) 各国・地域政府プレスリリース等<sup>9</sup>に基づき筆者作成

<sup>8</sup> 日本経済新聞(2022年2月15日)、「「空の脱炭素」へ再生燃料推進 政府、30年に1割目標」、<https://www.nikkei.com/article/DGXZQOUA089TK0Y2A200C2000000/>

<sup>9</sup> 米国における SAF 混入事業者に対する税控除導入は、Reuters(April 14, 2022), “Biden renews push for sustainable aviation fuel tax credit,” <https://www.reuters.com/business/energy/biden-renews-push-sustainable-aviation-fuel-tax-credit-2022-04-12/>

ここまで空の脱炭素を取り巻く現状について概説してきた。次章では、航空分野の脱炭素化に向けて世界中で導入が進む SAF について、基本特性、製造技術・原料、ならびに、需供の現状と将来見通しを確認したい。

## 2. 持続可能な航空燃料(SAF)

### 2-1. SAF とは何か？

SAF は、バイオマス、廃食油・都市ゴミなどの廃棄物、排ガス中の炭素と水素等を原料に製造される航空燃料である。ケロシンと同じ機能を有するが、化石燃料由来のものを使用した場合と比較して約 60~80%の CO<sub>2</sub> 削減効果があるとされている。International Air Transport Association (IATA)は「化石燃料由来ではない航空燃料。持続可能であり、原油を代替する原料から製造される航空燃料」<sup>10</sup> と定義している。また、ICAO は「化石燃料由来のケロシンよりライフサイクルで低 CO<sub>2</sub> 排出を実現するポテンシャルを有する燃料」と定義している<sup>11</sup>。本稿では、ICAO の定義を採用し論考を進めたい。

### 2-2. SAF の国際標準規格と CORSIA の持続可能性基準

ASTM インターナショナルは、ASTM D7566 の Annex 1~6 として製造技術・原料別に SAF の国際標準規格を整理・認証している(下表 2)。対象となる製造技術により製造された SAF が ASTM の性状を充足する場合、ジェット燃料と SAF との混合燃料(混合上限は最大 50%)もジェット燃料の国際標準規格(ASTM D1655)を充足することになり、追加の安全対策やインフラの変更が不要という扱いになる。

表 2 SAF の国際標準規格 (ASTM D7566 Annex)

D7566	製造技術・概要		原料	混合上限
Annex 1	FT SPK	ガス化、FT合成 (+ Upgrading)	有機物全般	50%
Annex 2	HEFA SPK	水素化処理 (+ Upgrading)	生物系油脂	50%
Annex 3	SIP SPK	発酵水素化処理	バイオマス糖	10%
Annex 4	SPK/A	非化石資源由来の芳香族のアルキル化	有機物全般	50%
Annex 5	ATJ	アルコール変換(iso-butanol)	バイオマス糖	50%
		アルコール変換(ethanol)	バイオマス糖 紙ごみ	
Annex 6	CHJ	水熱処理による改質+水素化処理	生物系油脂	50%
Annex 7	HC-HEFA	炭化水素の水素化+脱酸素処理	微細藻類	10%

(出所) IEA Bioenergy<sup>12</sup> 等を基に筆者作成

ASTM 規格のみならず、国際航空燃料として SAF が利用されるためには、SAF の製造事業者は ICAO の「持続可能性認証スキーム(Sustainable Certification Schemes, SCS)」で承認されたトレーサビリティ認証、および、CORSIA の「SAF の持続可能性基準」の認証を取得する必要がある(下表 3)。

<sup>10</sup> IATA, “What is SAF?,” <https://www.iata.org/contentassets/d13875e9ed784f75bac90f000760e998/saf-what-is-saf.pdf>

<sup>11</sup> ICAO, “Alternative Fuels: Questions and Answers,” <https://www.icao.int/environmental-protection/Pages/AltFuel-SustainableAltFuels.aspx#:~:text=WHAT%20ARE%20SUSTAINABLE%20ALTERNATIVE%20JET,on%20a%20life%20cycle%20basis.>

<sup>12</sup> IEA Bioenergy (May 2021), *Progress in Commercialization of Biojet/Sustainable Aviation Fuel (SAF): Technologies, potential and challenges*, IEA Bioenergy Task 39, France: International Energy Agency, pp.13-16.

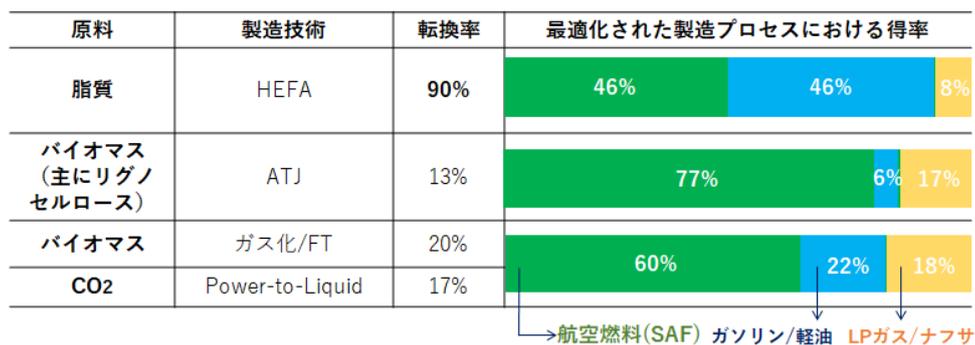
表3 CORSIAにおけるSAFの持続可能性基準

温室効果ガス	原則	ライフサイクルベースで炭素排出量を削減
	基準	航空燃料のベースラインの値と比較して、ライフサイクルベース（間接的土地利用の変化を含む）で少なくとも10%正味の温室効果ガス削減を実現
炭素ストック	原則	高い炭素ストックを有する土地から得られるバイオマスから製造されていない
	基準1	かつて原生林、湿地帯、泥炭地であった土地から2018年1月1日以降に転換された土地、および/または、原生林、湿地帯、泥炭地における炭素ストックの減少を引き起こすような土地から得られたバイオマスから製造されていない
	基準2	・2018年1月1日以降の土地変化利用を伴う場合には、IPCCの土地区分を用いて直接的土地利用変化による排出量を算定 ・直接的土地利用変化による排出量が間接的土地利用による排出量のデフォルト値を超える場合、直接的土地利用変化による排出量で間接的土地利用変化のデフォルト値を置き換える

(出所) CORSIA Sustainability Criteria for CORSIA Eligible Fuels (ICAO)<sup>13</sup> を基に筆者作成

2-3. 製造技術 —技術成熟度・原料・得率—

前掲表2のとおり、これまでに7種類のSAFの製造技術がASTMの認証を取得している。Annex2のHydrotreated Esters and Fatty Acids - Synthesized Paraffinic Kerosene (HEFA-SPK)は生物系油脂を原料に水素化処理を行う製造技術であり、技術的成熟度が最も高く既に商用化されている。SAFの得率が最大となるよう製造プロセスを最適化した場合、原料投入量の最大46%程度のSAFを製造することが可能である(図10)。



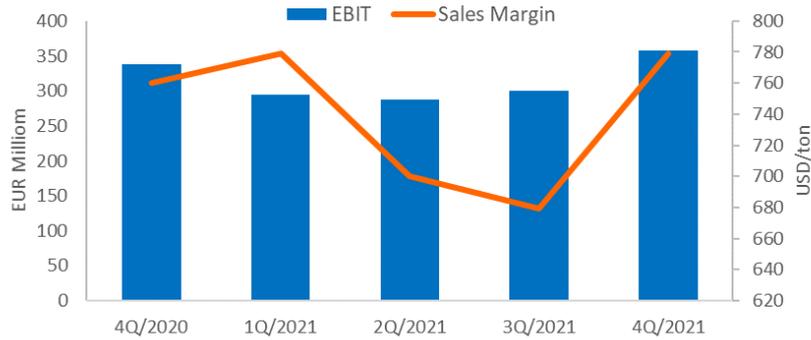
(出所) World Economic Forum, Clean Skies for Tomorrow Sustainable Aviation Fuels as a Pathway to Net-Zero Aviation (November 2020) (原典: McKinsey Global Energy Practice; ICCT; IRENA 等)を基に筆者作成

図10 SAFの製品得率比較(技術別)

2-4. 需要と供給 —現状および将来の見通し—

2020年の世界全体のSAFの供給量は5万トン未満と、全世界の航空燃料需要の0.03%程度とみられている。一方、旺盛な需要を背景に、世界中で数多くのSAF製造・能力拡張プロジェクトが進められており、数年以内にSAF製造量は急増する見通しにある。なかでも、フィンランドNESTEはシンガポールのSAF製造プラント(100万トン/年)の稼働を2023年第一四半期に見込むなど、世界有数のSAF供給能力を有している(表4)。また、Renewable Dieselを含むRenewable Productsセグメントは四半期あたりの営業利益(EBIT)で3億ユーロ、製品販売マージンで700~800米ドル/トンを実定的に稼ぎ出す高付加価値事業となっている(図11)。

<sup>13</sup> ICAO (June 2019), CORSIA Sustainability Criteria for CORSIA Eligible Fuels, CANADA: International Civil Aviation Organization



(注) NESTE の Renewable Products セグメント： 同社独自の特許技術に基づく Renewable Diesel, SAF, Renewable Solvents および Bioplastics 原料の製造と国内市場および国際卸売市場への販売  
 (出典) NESTE Annual Report 2021<sup>14</sup> および四半期決算資料<sup>15</sup> を基に筆者作成

図 11 NESTE の Renewable Products 部門の四半期営業利益(EBIT)と製品販売マージン推移

表 4 は、SAF の製造事業者・ロケーション・製造技術・原料・キャパシティを整理したものである。一部の製造事業者のキャパシティは Renewable Diesel 等と合算のため正確な分析は困難だが、現在の全世界のジェット燃料需要(約 1.67 億トン)の 10%を SAF に置き換える場合には、1,600 万トンの SAF が必要であり、依然として供給能力は圧倒的に不足している。現在商用化されている SAF 製造技術は実質的に HEFA-SPK のみであり、商用生産を行っている SAF 製造事業者の殆どが HEFA-SPK を採用している。FT-SPK や ATJ といった製造技術による SAF 製造の実証事業が世界中で進められているが、商用化には未だ数年を要するものと見られている。そのため、SAF 原料の安定確保を前提として、向こう 5-10 年での供給面のボトルネックの解消には、さらなるプロセスの最適化や技術的ブレイクスルーによる HEFA-SPK の SAF 製造量の増強が鍵となる。また、SAF 向けの原料は世界各地に遍在しており、世界各地における SAF 生産量は小規模とならざるを得ない。そのため、SAF の安定供給に向けては小規模・分散型の供給体制の整備が必要な点に留意する必要がある。SAF の製造・供給面に関して、これまでは World Energy などの独立系事業者や、いち早く Renewable Products 事業に注力したフィンランド NESTE などが市場を牽引してきたが、近年では、フランス TotalEnergies やイタリア ENI、スペイン Repsol といったメジャー・準メジャーの石油会社の参入もみられる。SAF はジェット燃料と混合してサプライチェーンで展開することから、石油精製技術と大型設備を有し、既に航空燃料の供給網を確立しているそれらの石油会社は既存のプレーヤーから市場シェアを奪うことも比較的容易とみられる。

<sup>14</sup> [https://www.neste.com/sites/neste.com/files/attachments/corporate/investors/corporate\\_governance/neste\\_annual\\_report\\_2021.pdf](https://www.neste.com/sites/neste.com/files/attachments/corporate/investors/corporate_governance/neste_annual_report_2021.pdf)

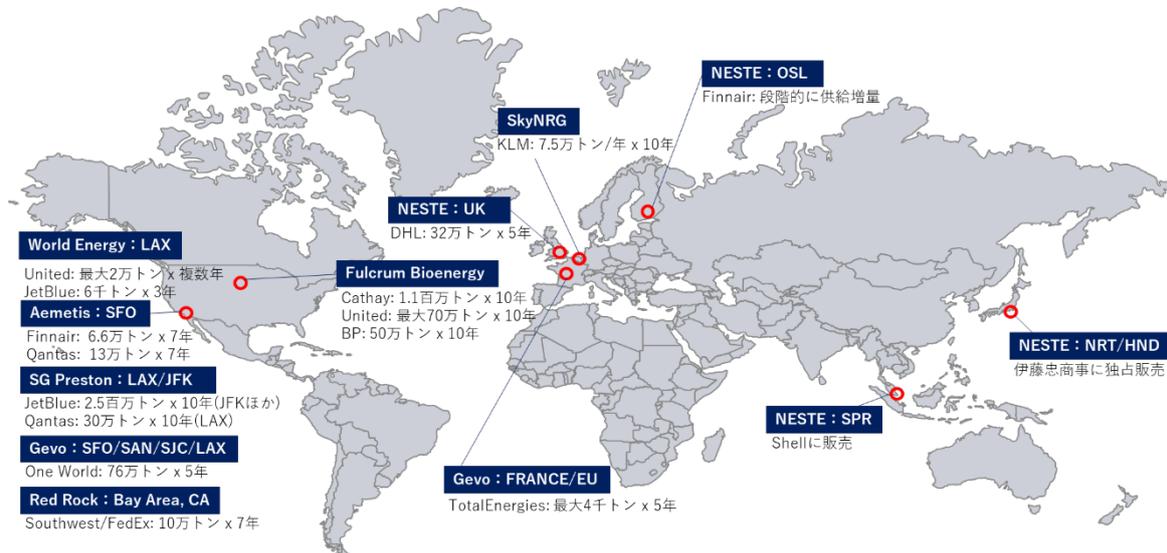
<sup>15</sup> <https://www.neste.com/investors/materials>

表4 SAF供給力サマリー

製造者	ロケーション	製造技術	原料	キャパシティ(ton/年)
NESTE	Rotterdam(オランダ)	HEFA	植物油 / 廃食油 / 獣脂	450,000
	Porvoo (フィンランド)	HEFA	植物油 / 廃食油 / 獣脂	100,000
	Delfzijl (オランダ)	HEFA	植物油 / 廃食油 / 獣脂	100,000
	Singapore (シンガポール)	HEFA	植物油 / 廃食油 / 獣脂	1,000,000(2023年1Q)
World Energy	Paramount (米国)	HEFA	非食用油 / 廃棄物	570,000(*)
Diamond Green Diesel	Norco (ルイジアナ, 米国)	HEFA	植物油 / 獣脂 / 廃食油	1,500,000(*)
	Port Arthur (テキサス, 米国)	HEFA	植物油 / 獣脂 / 廃食油	1,800,000(2023年)(*)
UPM	Lappeenranta (フィンランド)	HEFA	粗トール油	500,000(*)
Renewable Energy Group (Chevron)	Geismar (ルイジアナ, 米国)	HEFA	遊離脂肪酸	1,300,000(2023年)(*)
ST1	Gothenburg (スウェーデン)	HEFA	トール油	70,000
Preem	Gothenburg (スウェーデン)	HEFA	獣脂 / 生トール油	270,000(2024年)
TotalEnergies	La Mede (フランス)	HEFA	廃食油 / 植物油	100,000
	Granpuits (フランス)	HEFA	廃食油 / 植物油	170,000
ENI	Gela (イタリア)	Ecofining	廃食油 / 脂肪	150,000(2024年)(*)
Repsol	Cartagena (スペイン)	Co-processing	植物油	N.A.
	Purrtollano (スペイン)	Co-processing	植物油	N.A.

(注1)(\*) Renewable Diesel の生産量との合算 (注2) FT-SPK・ATJ等、実証段階は除外  
 (出所) IRENA (July 2021), Argus Mediaほか各社HP・プレスリリース等を基に筆者作成

SAF の需要を強力に牽引するのは航空会社・航空貨物会社・石油会社である。近年、世界中で数多くの SAF 引取契約が締結されており、欧州や米国を中心に SAF の供給体制が次第に整備されつつある(図 12)。



(出所) The State of Sustainable Aviation Fuel (SAF)(CAAFI)および各社プレスリリース等を基に筆者作成

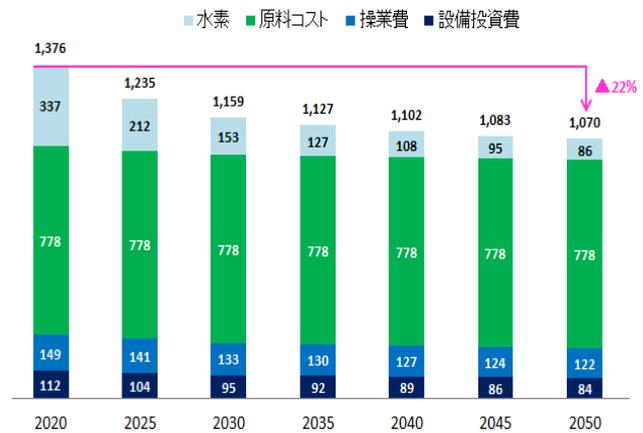
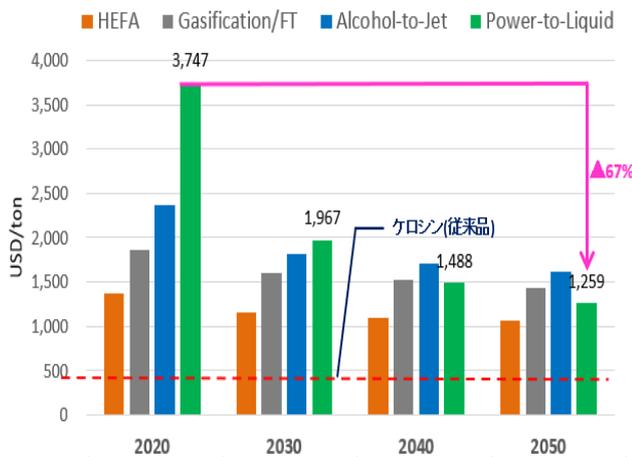
図 12 全世界の SAF 供給体制マップ

### 3. 普及拡大に向けての課題・今後の展望

前章では SAF の性状、製造技術・原料、需給の現状と見通しについて概説した。空の脱炭素の切り札として昨

今期待と注目を集める SAF であるが、将来の普及拡大に向けて乗り越えるべき課題はないのだろうか？本章では、SAF が直面する課題と今後の展望について考察する。

将来のさらなる普及拡大に向けて、SAF が乗り越えるべき最大の課題は製造コストの低減である。下図 3-1 は、2020 年現在および 2050 年に向けての SAF 製造コストを製造技術別に整理したものであるが、**2020 年現在の SAF 製造コストはジェット燃料(500 ドル/トンと仮定)の 3~7 倍程度**と非常に高い。将来のコスト低減の実現可能性については、最も技術成熟度が高く商用化されている HEFA が現在最もコスト競争力を有しており、将来にわたってもコスト競争力を維持する見通しにあるが、製造コストのうち約 60% を占める原料コストを大幅に低減させることは困難であり、2050 年に向けてのコスト低減余地は 20% 程度と予想されている(図 3-2)。一方、ドイツ等が注力する Power-to-liquid (E-Fuel) の現時点の製造コストは 3,500 ドル/トン超と他の製造技術との比較において製造コストが突出して高いものの、再生可能エネルギーの発電コストと設備投資費・操業費に中長期的に大きな低減余地があることを踏まえ、2050 年に向けては 67% 程度のコスト低減が期待されている(図 3-1)。



(出所) World Economic Forum, Clean Skies for Tomorrow Sustainable Aviation Fuels as a Pathway to Net-Zero Aviation (November 2020)を基に筆者作成

図 13 SAF 製造コストの現状と見通し

図 14 SAF 製造コストの内訳 (HEFA)

原料確保には課題がないのだろうか？World Economic Forum は、advanced feedstock や waste など食料と競合しない原料のポテンシャルを基に約 5 億トンもの SAF の製造・供給が可能と推計しており、これは 2030 年時点の航空燃料の需要 4 億トンの 120% に相当する<sup>16</sup>。供給可能量について、バイオマス・残渣・都市ゴミといった SAF 原料はそのまま燃やすことで熱エネルギーとして利用可能である。また、バイオマス発電やゴミ焼却発電にも利用されるなど 1 次エネルギー源として競合している。そのため、理論ポテンシャルほどには SAF の製造に必要な原料が確保できない可能性も否定できない。また、将来、原料の確保が難しくなるほど価格が高騰する可能性もある。すでに商用スケールで SAF を製造している、あるいは、現在実証が進められているプロジェクトは原料の確保が比較的容易なものと同推察され得る。将来、SAF 需要が高まるにつれ、それらの原料の価値が再認識されたり、都市ゴミなど回収コストの負担と引き換えにこれまでは無料で確保できてきた原料が有価で取引されたりする可能性もある。潜在的な原料価格の高騰はそのまま SAF の販売価格に転嫁されるため、普及拡大の阻害要因になるであろう。

国産 SAF 製造への取り組みは、輸送費削減の観点からも重要である(下表 5)。これまでのところ日本国内には

<sup>16</sup> World Economic Forum (in collaboration with Mckinsey & Company) (November 2020), *op.cit.*, p.27

商用の SAF 製造設備は存在しないため、当面は海外からの輸入に頼ることになる。国際市場における需給の逼迫は SAF の市場価格の高騰を招くばかりではなく、十分な量的確保が困難になる恐れがある。

表5 国産 SAF 製造事業一覧

	原料	製造技術	事業者	ステータス
油脂	廃食用油	HEFA-SPK	日揮HD・日揮、レポインターナショナル、コスモ石油、	NEDO実証中 (~2024年)
	微細藻類	HC-HEFA	IHI	NEDO実証済 国内便に供給
	ユーグレナ	HC-HEFA	ユーグレナ	NEDO実証中 (~2024年)
バイオマス	木質・パルプ	FT-SPK	JERA、三菱パワー、 東洋エンジニアリング、伊藤忠商事	NEDO実証中 (~2024年)
		ATJ	Biomaterial in Tokyo 三友プラントサービス	NEDO実証中 (~2024年)
	エタノール	ATJ	ANA、三井物産 (米LanzaJet技術を活用)	GI基金(*) 検討中
都市 排気ガス	一般廃棄物	FT-SPK	JAL、丸紅、ENEOS、日揮ほか (米Fulcrum BioEnergyの技術を活用)	実証中
	プラスチック			
	排気ガス	ATJ	N.A.	N.A.
合成燃料	CO <sub>2</sub> +グリーンH <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> 電解	ANA、東芝ES・東芝、出光興産、 東洋エンジニアリング、日本CCS調査	事業性 評価中
	CO <sub>2</sub> +H <sub>2</sub> O	共電解	成蹊大学、ENEOS、名古屋大学、横浜国立 大学、出光興産、産業総合技術研究所、石油 エネルギー技術センター	NEDO実証中 (~2024年)
	CO <sub>2</sub> +グリーンH <sub>2</sub>	直接FT合成		

(出所) 日本航空<sup>17</sup>、NEDO・各社プレスリリース、および、その他各種情報を基に筆者作成

SAF の供給量の拡大には、依然として技術的ブレイクスルーに頼る部分が少なくないことも認識しておく必要がある。前述のとおり、足元の市場は HEFA が牽引しているものの、2050 年に向けて大幅なコスト低減が期待されるのは Power-to-Liquid (E-Fuel) である。Power-to-Liquid には再エネなどのクリーン電力の供給が求められるが、世界的なカーボンニュートラルの潮流の中で再エネ電力は需給がタイトになっている。今後さまざまな用途での奪い合いが予想される中で、安価で大量のクリーン電力を確保していく必要がある。日本においては、2050 年の SAF 導入量の目安を 2,300 万 kl(1,800 万トン)と見積もられているが<sup>18</sup>、HEFA・ガス化・FT 合成・ATJ 合計の 2050 年時点の SAF 製造・供給量の見積もりとは 1,100 万 kl(800 万トン)以上もの乖離があり、藻類を原料とする SAF 製造等でこのギャップを埋めることが想定されている<sup>19</sup>。藻類からのバイオ燃料の製造開始は 2 度のオイルショックに見舞われた 1970 年代にまで遡り、2010 年前後の原油価格の高騰時には米国を中心に多くのベンチャー企業が勃興したものの、殆どの事業者は量産化を実現できず撤退している。このことを踏まえると、藻類からのバイオ燃料製造の量産化には依然として一段の技術的ブレイクスルーが求められる。国産 SAF の製造が順調に進展しなければ国外からの輸入に頼り続けることになり、高い輸送コストを負担し続けることになる。エネルギーセキュリティを向上させる観点からも、さまざまな技術に幅広く投資しておくことが重要といえるだろう。

以上の述べてきたように、日本においては現在、NEDO による研究開発資金といった政策支援の活用を中心として、早期の国産 SAF の製造体制の確立とコスト低減実現に向けたさまざまな取り組みが進められている。し

<sup>17</sup> 日本航空(2022年2月17日)、「国産 SAF の果たす役割」、<https://www.jttri.or.jp/seminar220217-05.pdf>

<sup>18</sup> 日本航空 (2021年10月8日、プレスリリース)、「ANA と JAL、2050 カーボンニュートラルに向けた SAF (持続可能な航空燃料) に関する共同レポートを策定」、<https://press.jal.co.jp/ja/release/202110/006263.html>

<sup>19</sup> 一般財団法人運輸総合研究所(2022年2月17日)、「我が国における SAF の普及促進に向けたサプライチェーン全体の課題・解決策(報告)」、<https://www.jttri.or.jp/seminar220217-06.pdf>

かし、未だ商用化された SAF 製造プロジェクトが存在しない状況のなか、短期間に製造コストを大幅に低減することは困難である。そのため、政策支援に加えて、SAF を利用することで生じるコスト上昇を社会全体で負担する仕組みも並行して検討する必要があるだろう。一例として、エールフランスや KLM といった欧州の航空会社では、SAF の利用による燃料コストの増分を **Biofuel Surcharge** として航空券代金に加算する仕組みを導入済である<sup>20</sup>。また、従業員の国際航空便を利用した出張に伴う GHG 排出量のオフセット費用を企業が自主的に負担する動きも広がりつつある<sup>21</sup>。今後の SAF のさらなる普及拡大に向けては、このような行動変容を促す民間レベルの取り組みも検討される必要があるだろう。

## おわりに

昨今、SAF に対する注目度が日増しに高まっていることが実感される様になってきている。すでに民間主導の SAF 製造・供給プロジェクトが各地で進められているが、これまでのところ世界全体での SAF の供給量は少なく、ジェット燃料と比較した場合、コストも数倍高いのが実情である。また、SAF の製造に利用される原料は持続可能であることが絶対条件であることから、中長期的には原料コストが上昇するリスクがあるといった課題もある。一方で、状況を総合的に判断した場合、有効なオプションが限定的な国際航空分野の脱炭素において、SAF が中長期にわたり重要な役割を果たす可能性は高いだろう。将来の普及拡大に必要なコスト低減に向けて、政策メニューの活用による技術的ブレイクスルーの実現と、社会全体でのコスト負担の仕組みの検討と導入が期待される。

---

<sup>20</sup> France24 (January 10, 2022), “Air France-KLM adds biofuel surcharge to plane tickets,” <https://www.france24.com/en/live-news/20220110-air-france-klm-adds-biofuel-surcharge-to-plane-tickets>

<sup>21</sup> BCG’s Net-Zero Strategy, <https://www.bcg.com/about/net-zero>

# アセアンのカーボンニュートラルに向けたロードマップについて

坂本 敏幸\*

当研究所は、東アジア・アセアン経済研究センター（ERIA）とともに昨春以来、アセアン各国のカーボンニュートラル（以下 CN）に向けたロードマップ作りを、エネルギーシステムモデルを駆使して支援してきた。アセアン各国の意見や実情を反映させるため各国政府と議論を重ね、その成果は本年4月25日に[アジアグリーン成長パートナーシップ閣僚会議（AGGPM）の官民フォーラム](#)で紹介された。また、国際エネルギー機関（IEA）は、5月17日に[東南アジア・エネルギー・アウトルック 2022](#)を発表し、アセアンの CN に向けた道筋を示した。本稿では、これらの分析を踏まえ、ウクライナ情勢も加味しつつ、途上国の視点から CN に向けた今後の取組の在り方を論じたい。

## 1. 天然ガスの重要性

まず第一に、我々も IEA も、省エネ、再エネ、最終エネルギー消費における電力化の推進などとともに、アセアンのエネルギーtransitionにおける天然ガスの重要性を強調しているという点を指摘したい。我々の分析では、アセアンの一次エネルギー供給において天然ガスは現状から2030年に倍程度増え、電源ミックスでも2030年に向けて石炭からの転換のため新規高効率ガス火力の導入が進み、その後水素混焼、さらには水素専焼と進展していくことが示されている。IEA も、天然ガスは、2020～2030年においてアセアンのエネルギー需要の増大の1/3を賄うと想定し、ガス需要は40%増えると予測している。

アセアンにとって、このような天然ガスの利用増大に向けた最大の課題はファイナンスであろう。アセアンでは、マレーシア、インドネシア、ブルネイなどにおいて天然ガスが産出されるが、IEAによると、域内の需要増大により2025年までにはネットで天然ガスは輸出から輸入に変わると見込まれている。今後は、ガス火力の新規建設に加え、LNGの受入設備の建設が重要となるが、ADBは最近改訂したEnergy Policyにおいて、天然ガス関連プロジェクトへの支援に慎重な姿勢を示している。昨年のCOP26では、化石燃料のプロジェクトに対し国際的な資金支援を今年末までに終了させる有志国宣言が発出された。国際的な影響力のあるEUタクソノミーでもガス火力は厳しい条件付きで含まれたが、その他の天然ガスの上流・下流の設備には言及がない。他方、ロシアのウクライナ侵攻により、天然ガスの新規開発・利用の重要性が一気に高まった。座礁資産への懸念については、ブルー水素の生産への利用、ガス火力における水素混焼、さらには専焼への転換など、関連技術は実証されつつある。このような中、今年のG7サミットでは、液化天然ガスへの投資については資金面の公的支援が適切としつつも、化石燃料全般については慎重な姿勢を崩していない。この点は、来年の日本議長国によるG7での議論が重要となろう。ちなみに、AGGPM官民フォーラムの場でも、アセアンの参加閣僚から、ガス火力の導入や天然ガスのインフラ整備の必要性と、それらへの国際的な資金支援への期待が表明された。

## 2. 今後の石炭火力

他方、ウクライナ情勢により今後におけるLNGの価格の高止まり、volatilityも懸念される中、アセアンを含む途上国では石炭への回帰が進む、乃至、石炭からの脱却が遅れるのではないかと見る向きも多い。実際のところ、例えば、石炭が電力需要の73%を担うインドでは、ウクライナ情勢による輸入燃料価格の高騰に猛暑も加わり、世界第二位の石炭産出国ではあるものの石炭の供給不足に陥り、今春大規模な停電が頻発したようだ。インド政府も石炭産出会社も石炭の供給能力増大に必死であり、石炭火力のphase downからは程遠い。

\* (一財) 日本エネルギー経済研究所 理事

IEAによると、アセアンにおいて現状 18GW の石炭火力が建設中であり、現役の石炭火力の平均稼働年数は約 10 年と vintage の若い設備が中心である。IEA は、現状でアセアンの合計 87GW の石炭火力のうち、26GW は早期に退役させ、50GW は CCUS 又はアンモニア混焼を導入する（内訳不明）必要があるとしている。我々の分析では、早期退役は考慮していないが、CCUS、アンモニア混焼はもとよりバイオマス混焼も導入し、対策を講ずるという結果になっている。

AGGPM 官民フォーラムで萩生田経済産業大臣からは、ウクライナ情勢により、石炭火力のアンモニア混焼、CCUS などの日本の技術への期待が世界中から高まっており、アンモニア混焼については、インドネシア、マレーシア、インドなどで日本との協力の下、導入可能性調査が進んでいることの紹介があった。アセアンのエネルギートランジションにおいて、少なくとも短期的な対策として石炭火力でのアンモニア混焼は、CCUS とともに切り札の一つであろう。今年の G7 では、ゼロエミッション火力発電のため、水素とアンモニアなどの派生物の役割を支持する旨合意された。昨年の G7 合意を踏まえ、国際的な資金支援に関する先進国間の運用では、CCS 付き石炭火力は”unabated “ではなく支援の対象となり得るとされているが、アンモニア混焼も同様の扱いが妥当であろう。

### 3. 再エネの導入量

我々と IEA の分析で違いも指摘すると、まず再エネの導入量の見込みがある。我々の分析では、2050 年において、再エネは一次エネルギー供給で 39%、電源ミックスで 62%を占めると予測しているが、IEA ではそれぞれ 2/3、85%と見込んでいる。2050 年の電源ミックスにおける 85%という再エネの比率は、昨年 5 月に公表された IEA のネットゼロロードマップにおける世界平均の比率とほぼ同等である。アセアンの場合、雨季には日射は期待できず、風況が良好なものもベトナムなど一部の国に限られており、この比率が現実的なものか議論が必要だろう。

### 4. 森林シンク

また、我々の分析では、アセアン各国の意見を踏まえ森林シンクの吸収量を CN に向けたロードマップに含めているのに対し、IEA ではエネルギー起源及び産業プロセスの CO<sub>2</sub> 及びメタン排出のみで CN への道筋を描いている。アセアン各国の半分程度は、その長期ビジョンや国連提出の NDC に森林シンクによる吸収を加味しており、これを含めるとエネルギー起源 CO<sub>2</sub> の削減率は、CN 達成時に現状比で 50%~70%減で済むこととなる。我々の試算では、対策に必要な費用の GDP 比は、森林シンクを加味することより 2060 年で 5.2%が 3.6%にまで減るとの結果が得られており、途上国における森林シンクも含めたロードマップ策定の重要性が示唆される。AGGPM 官民フォーラムでも、アセアンの参加閣僚から森林シンクのポテンシャルの大きさに言及があった。

### 5. 経済成長への影響

最後に、こうしたエネルギー分野の追加投資が、乗数効果なども含めてネットで経済成長を高めるのか、それとも下げるのかについて、触れてみたい。今回、我々も IEA もこの点に関する分析は含めていないが、昨年の IEA のネットゼロロードマップでは言及があり、2030 年にかけて毎年世界の GDP 成長率は 0.4%ポイント押し上げられ、2030 年の GDP は現状トレンドで予測される値よりも 4%だけ上昇するとされている。他方、今年 4 月に公表された IPCC の第三作業部会の報告によれば、1.5°C安定化シナリオでは緩和対策の実施により 2050 年にかけて毎年世界の GDP 成長率は 0.09%~0.14%ポイント押し下げられ、2050 年の GDP は現行政策で予測される値よりも 2.6%~4.2%だけ下がるとされている。各国の政策担当者としてはバラ色の未来を描きたいのであろうが、科学者はそうは言っていない。

特にアセアンなど、途上国の成長がどうなるかは重要な研究課題だろう。4月28日には、APERC-IEEJ 合同シンポジウムが行われたが、その中で欧米の専門家は、「今回のウクライナ侵攻により、10年後振り返ってみれば、欧州のエネルギー転換はより加速したと評価されるだろう」と見る一方で、「技術や資金の豊富な先進国では転換が進むが（ウクライナ侵攻により）さら進むが、途上国では必ずしもそうはならない」と指摘した。上述したとおり、資金、技術面の途上国支援、特に日本からアセアンへの支援が欠かせない。

## 直近数年間の LNG 輸入にかかる状況

森本 大樹\*

### 1. LNG 輸入量の動向

2022年4月のLNG（液化天然ガス）輸入量は5,574千tとなり、2020年・21年の同月を上回って新型コロナウイルス感染症以前の2019年と同程度の水準となった（図1）。直前の2021年は、1～8月は前年同月に比べて増加となることが多かった一方、9月以降は一転して同減少傾向となった。電気事業者、ガス事業者のLNG消費量推移（図2）を踏まえると、主に電気事業者の消費増減が輸入量増減にリンクしている様子がうかがえる。

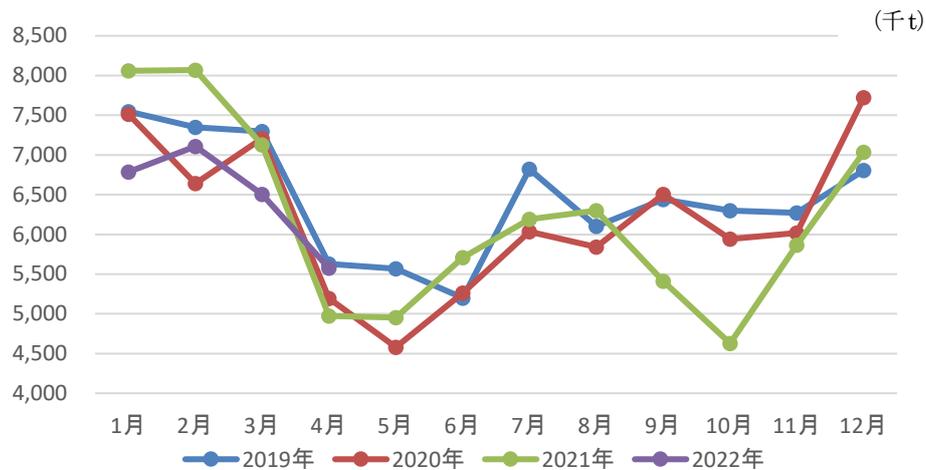


図1 LNG 輸入量の推移 (千t)

(出所：財務省 貿易統計)

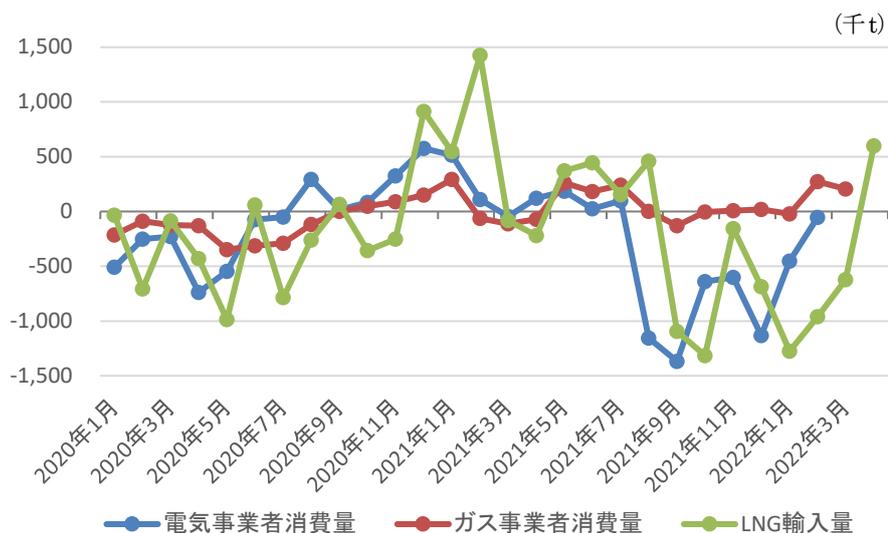


図2 電気・ガス事業者 LNG 消費量/LNG 輸入量 対前年同月増減 (千t)

(出所：財務省 貿易統計、資源エネルギー庁 電力調査統計、ガス事業生産動態統計調査)

\* (一財) 日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット エネルギー・経済分析グループ 研究員

電気事業者の LNG 消費増減には多様な影響要因があるが、大きなものの一つとして原子力発電所の発電状況（図3）が挙げられる。グラフを見ると、原子力発電所の発電状況が、電気事業者の LNG 消費増減に影響を与えていることが見てとれる。2021年、原子力発電量は初め対前年減だったものの、5月以降対前年増と逆転し、電力需要が増える8月時点で対前年3,547GWh増にあたる6,871GWhの発電量を確保した。以降もその差は拡大し、電力需要が増える12月においても対前年4,158GWh増となる6,391GWhの発電量を確保することができていた。

2020年は、テロ対策の遅れ等により複数の原子力発電所が冬季に稼働できず、供給力確保に向けて電気事業者が LNG のスポット調達をするという事態が起きた。一方、2021年は月が進むにつれて徐々に原子力発電所の稼働率が上がったことで、LNG 火力の稼働が減り、結果 LNG 輸入量の対前年減が生じた。原子力発電所の再稼働を含めた稼働状況は、LNG 輸入動向に大きな影響を与えるものと言える。

足元のロシアによるウクライナ侵攻影響で、LNG 輸入価格は上昇傾向にある。原子力発電所の稼働が増えれば、価格が高騰する LNG の発電用消費量の減少を通じて輸入支払いが減る。これにより、日本経済を下支えする効果も期待できる。

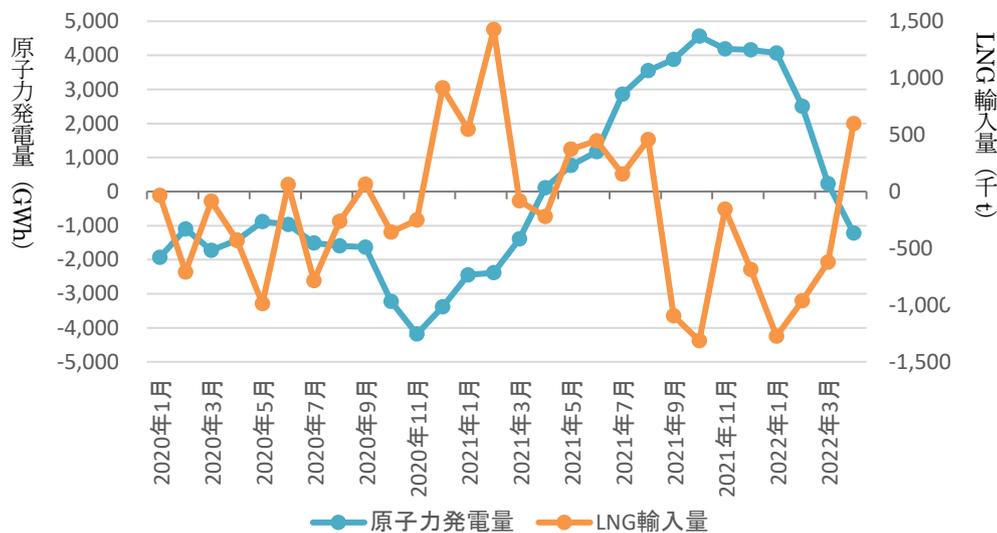


図3 原子力発電量/LNG 輸入量 対前年同月増減 (千 t/GWh)

(出所：資源エネルギー庁 ガス事業生産動態統計調査、日本原子力産業協会データより作成)

## 2. 国別の LNG 輸入状況

2021年の日本の LNG 輸入量のうち、最大の相手国であるオーストラリアからは 26,639 千 t の LNG を輸入しており、約 36%を占める（図4）。これにマレーシア（約 14%）、カタール（約 12%）、アメリカ（約 10%）が追随しており、現在注目されているロシア産の占める割合は 9%程度であった。

2011年～2013年は原子力発電所の稼働停止に伴う LNG 火力焼き増しのため、カタール等中東から LNG をスポット調達したことで、中東からの輸入割合が一時的に増加したが、2021年時点では 16%程度にとどまっている。一方、オーストラリアは現地・輸送中の地政学的リスクの低さから、2012年以降に日本企業による LNG 生産プロジェクト（Gorgon、Ichthys 等）への参入が行われ、生産量を増やしてきた。アメリカについても、シェールガス由来の LNG が 2017年に初めて輸入されて以降、現在まで順調にシェアを伸ばしている。LNG 輸入先に関しては、総じて言えば、震災直後に比べてよりエネルギーセキュリティの高い状況にあると言える。

しかし、ロシアへの制裁措置としてロシア産 LNG の禁輸の可能性が出てきた現在において、改めてエネルギーセキュリティの在り方を見直す必要があるとも考えられる。オーストラリアへの開発投資のように、より地政学的リスクが低い場所での権益確保・開発を続けることで、エネルギーセキュリティの更なる底上げが今後必要

となってくると考えられる。

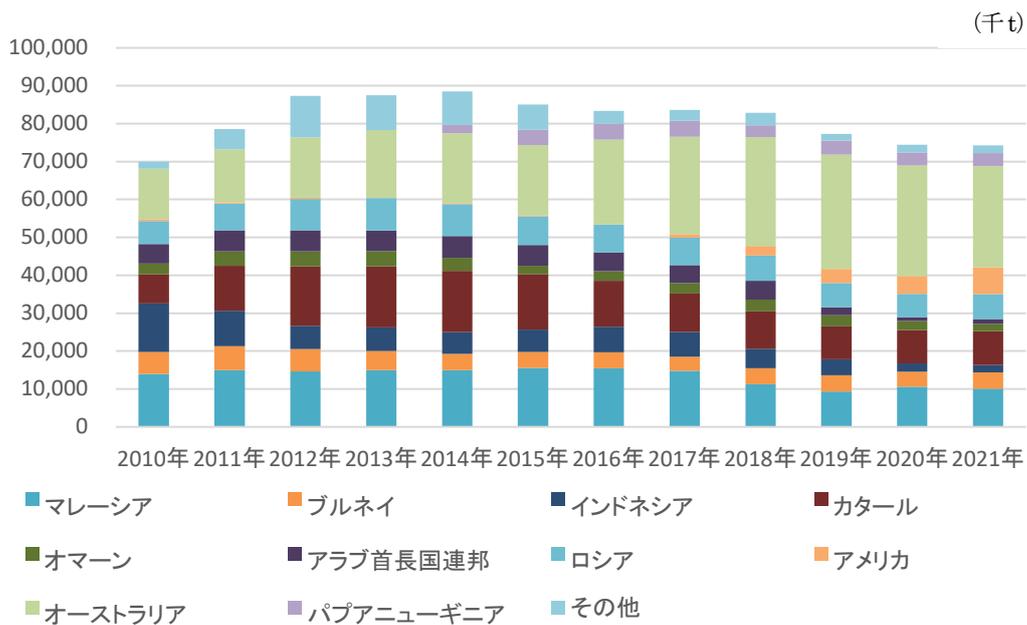


図4 LNG 国別輸入量 (千t)

(出所：財務省 貿易統計)

### 3. LNG 輸入 CIF 価格の動向

LNG の輸入 CIF 価格は、2019 年は 50,000 円/t を超える水準で推移していたものの、コロナによる世界的なエネルギー需要減の影響で原油価格が暴落したため、2020 年 5 月以降急速に下落し、2020 年 9 月には 30,370 円/t という水準まで落ち込んだ (図 5)。以降コロナ禍からの回復過程での OPEC プラスの大規模協調減産による供給過剰の払拭で原油価格が上昇基調となったこと、スポット LNG 価格も需給緩和から徐々に逼迫に向かったことなどから徐々に上昇し、さらに 2022 年 2 月 24 日に始まったロシアのウクライナ侵攻の影響も見え始めたこと、加えて円安が進行したことで、4 月の LNG 輸入価格は円建てで 99,976 円/t という史上最高値に達した。LNG 輸入の大部分を占める大手電気・ガス事業者の原油価格連動の長期契約によって、海外スポット価格に比べて穏やかな価格上昇となっているものの、ウクライナ侵攻が長期化する中、今後も上昇傾向が継続する可能性が高いと考えられる。

コロナが収束した後であっても、化石燃料の中でも低炭素という評価をされている LNG については、世界中で多く引き合いがある。一方、カーボンニュートラル推進という観点から、世界中で LNG の上流投資が縮小傾向にある現状を踏まえれば、価格は上昇継続あるいは高止まりする、といったことも考えられる。2022 年の上流投資は拡大の見込みであるものの、建設には数年かかるため、足元での値下げ効果は期待できない。

安定・安価なエネルギー供給の継続に向けては、国としての継続的な上流権益確保・開発に加え、水素やアンモニア、合成メタンといった、LNG の代替となる燃料に係る技術開発・社会実装も必要となってくる。カーボンニュートラルに向けたこうした取組が、日本のエネルギー価格低廉化や、エネルギーセキュリティ強靱化に資する可能性もあるため、引き続き注視していきたい。

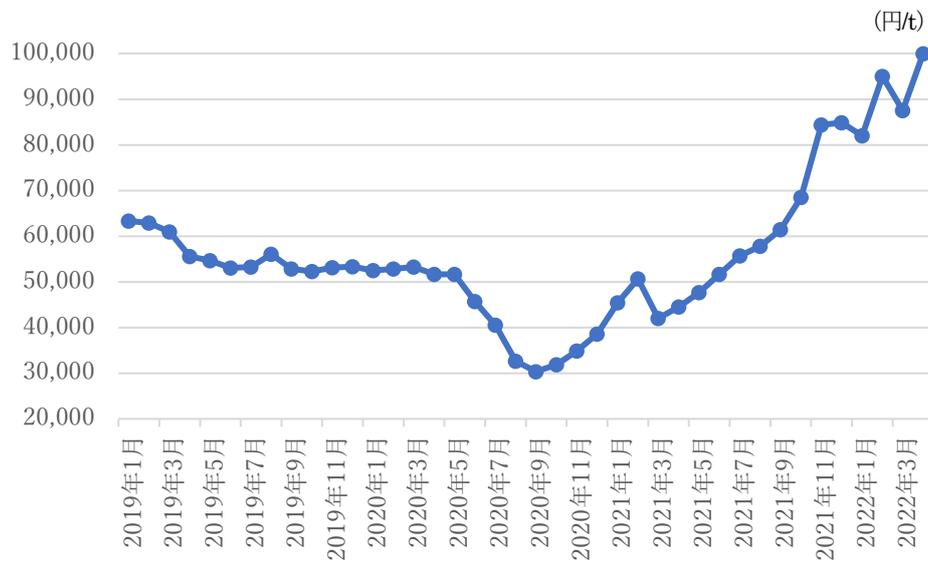


図5 LNG 輸入 CIF 価格の推移 (円/t)

(出所：財務省 貿易統計)

## ロシア/ウクライナ紛争がもたらし得る新たな分析 ◆

久谷 一朗 \*

ロシアによるウクライナ侵攻は、世界のエネルギー市場に大きな動揺をもたらしている。国や地域によって禁輸対象と禁輸時期は異なるが、経済制裁を目的として欧州やアメリカ、日本はロシアからの化石エネルギー輸入を段階的に停止していく方針を定めた。アメリカは2022年3月に大統領令を発して化石燃料の輸入を禁止し、欧州も制裁措置第5弾（2022年4月）で石炭の、第6弾（2022年6月）で石油の段階的な禁輸を決めた。日本も2022年5月に、ロシアからの石油輸入を原則禁止すると発表した。ロシアによるこれら国・地域向けの化石エネルギー輸出は、石炭、石油、天然ガスの順にそれぞれ世界の輸出の8%、7%、16%を占めており（BP、2020年）、これらの供給が無くなる影響は小さくない。物理的な供給不足への懸念に市場は敏感に反応し、コロナ禍からの景気回復にともなう需要増加も相まって、化石エネルギー価格は歴史的な高値で推移している。侵攻から4か月が経過した現在も紛争解決の道筋は見えず、西側諸国を中心とした禁輸措置の緩和は当面望めそうにない。

では、この紛争が終わらない限り世界は化石燃料需給の緩和とエネルギー価格の低下を期待することはできないのであろうか。恐らく状況は国によって異なるだろう。報道によると、2022年5月の中国のロシア産原油輸入量は前年同月比で55%の大幅増となり、サウジアラビアを抜いて、ロシアは中国の原油輸入相手国第1位となった。予想されていたこととはいえ、大量のロシア産原油が中国向けに輸出されていることが確認されたのである。西側諸国が懸命にロシア産化石エネルギーの禁輸に向けて努力をしている一方、ロシアは化石エネルギーの貿易を通じて西側諸国に対抗する国々の結束を強めようとしている。目下の情勢を受けてロシア産化石エネルギーは相対的に安価に売られているようであるが、途上国にとってエネルギーの低廉さは非常に重要であり、実利を追求する視点からはロシア産化石燃料は貴重な選択肢である。実際に、インドもロシアからの原油輸入を増やしていると伝えられており、途上国が経済的な利益を優先する姿勢がうかがえる。

こうした動きは、世界に新たな分断をもたらす可能性を示しているのではないだろうか。すなわち、対ロシアの制裁を堅持する日本を含む西側諸国と、これに対抗する、あるいは明確に対抗する意思はないものの化石エネルギーの貿易を通じて結果的にロシアを支持するグループである。前者は米国や北海を含む欧州域内、あるいは豪州などからの化石エネルギー供給への依存を高めることになる。ロシア依存のリスクを減じる一方、全体として高いエネルギーコストの負担を強いられることが考えられる。他方の後者は、西側諸国からの政治的な圧力を受けながらも、相対的に安価なロシア産化石エネルギーの利益を享受できる。なかでも中国の立場

◆ 本レポートは、2022年6月29日公表時のもので、分析と予測も当初のままである。

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 戦略研究ユニット国際情勢分析第1グループマネージャー 研究理事

は興味深く、ロシア産化石エネルギーの最大の輸入者となることで、ロシアに対して有利な立場を確保し、同時に米国からの圧力に立ち向かう仲間を得ることもできる。すなわち、ロシア・ウクライナ紛争は単に両国間の問題にとどまるものではなく、化石燃料の戦略的な取引を通じて米中関係にも影響を及ぼし得る。

このようなシナリオが本当に実現するのか、またどのような結果をもたらすかを推し量るのは容易でないが、あり得る未来の一つとして考察しておく価値はあるだろう。

## 化石燃料市場動向・見通し ◆

森川 哲男 \* 橋本 裕 \*\* 佐川 篤男 \*\*\*

### 本報告のポイント

1. 石油市場では、需要が2022年第4四半期に1億 b/d まで回復するが、備蓄放出及び米国やサウジアラビアの増産で2022年後半の需給バランスは供給超過となる。2022年後半の Brent 価格は\$105/bbl と予測する。景気後退懸念、対ロシア制裁強化の可能性、供給途絶リスクの影響で価格は不安定な状況が続く。特に、ロシアの報復的禁輸は大きな価格上昇リスクである。
2. LNG 市場では、欧州連合の脱ロシア依存取り組みに伴う米国産 LNG の欧州シフトが起きており、日本の電力・ガス会社の LNG 調達にとって需給環境は厳しい。世界 LNG 市場全体は激変の中で、2022年に5%程度拡大する。中長期的な LNG 供給確保とそれを支える投資実現が大きな課題となる。
3. 石炭市場では、2021年後半から需要が供給を超過するなか、ウクライナ侵攻、EU と日本のロシア炭禁輸表明により価格は二度高騰を繰り返した。6月に入り下落基調に転じたが、足元一般炭は\$400/t+まで再び上昇、原料炭は\$200/t 台半ばまで下落した。2022年後半の価格は、一般炭は供給国での供給回復、増産が見込まれ下落後、冬期需要により横ばい、原料炭価格は横ばいで推移すると予測。2022年後半の平均価格は、一般炭は\$360/t、原料炭は\$250/t 前後。

### 石油市場

4. 需要回復やロシア減産にもかかわらず、サウジアラビアや米国の増産および備蓄放出効果で、2022年後半は供給超過が続く。2022年後半の Brent 価格は\$105/bbl と予測する。
5. 生産目標未達国も多いものの、増産幅拡大で OPEC+ の 2022 年後半の生産量は前年同期比 200 万 b/d 増の見込み。実際の増産の大部分はサウジアラビアや UAE によって実施されるが、OPEC+ の実質的な余剰生産能力は低く、供給途絶対応能力は脆弱である。
6. 2022 年後半は、米国利上げ等の影響による景気後退がもたらす価格低下リスク、対ロシア制裁強化や中東等での供給途絶がもたらす価格上昇リスクが市場で意識されやすく、その状況次第で価格は大きく変動する。特に、制裁強化への報復策としてのロシアの禁輸は大きな価格上昇リスクである。

### LNG 市場

7. 2022 年の日本の LNG 平均輸入価格は 2021 年の \$10.13/100 万 Btu から、\$16.5 程度

◆ 本論文は、第 441 回定例研究報告会資料（2022 年 7 月 22 日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

\* (一財) 日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・国際協力ユニット 石油グループマネージャー 研究主幹

\*\* (一財) 日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・国際協力ユニット ガスグループマネージャー 研究主幹

\*\*\* (一財) 日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・国際協力ユニット 研究理事

に上昇する。北東アジア向けスポット LNG 価格は、2022 年平均\$35 周辺で高止まりする。ターム契約価格は、高止まりする原油価格に引っ張られ、年平均\$12.4 前後となる。

8. 2022 年の世界の LNG 貿易は、2021 年 3.72 億トンから 5%程度増の 3.9 億トンまで拡大する。一方、世界の天然ガス需要は、2020 年の 2%減少から回復し 2021 年は 4.5%増加したが、2022 年は横這いないし微減と見込まれる。増加ペースは、ウクライナ戦争とガス価格、Covid-19 の影響に左右され、不確実性があり、2023 年以降も従来の見通しを下回る。
9. 2021 年以降、欧州やアジアでガス価格は史上最高水準への高騰を経験している。特に同年 7 月以降は、スポットガス価格が原油等価を上回る状況が続いている。2022 年は世界情勢激動により、ガス・LNG 市場にはさらに不安定化要因が増加している。
10. 中長期的な LNG 供給確保に向け、売買契約交渉が活発化しており、新規 LNG 生産プロジェクトへの投資とそれを支える政策実現が期待される。

## 石炭市場

11. 輸入量上位 4 カ国の 2022 年上期を見ると、中国の輸入（1-5 月）は、国内生産の拡大、COVID-19 感染拡大による消費の減少等により対前年比で減少。インドでは、一般炭輸入は 1-2 月低調であったが、3 月以降発電向け需要の拡大により増加、原料炭輸入（1-5 月）は昨年とほぼ同程度を輸入。日本の一般炭輸入（1-5 月）は 220 万トン増加し、韓国の一般炭輸入（1-4 月）は 170 万トン減少した。両国の原料炭はそれぞれ前年同期とほぼ同程度であった。
12. 供給側では、インドネシアの輸出禁止令（1 月）、豪州での 2022 年に入ってからのも天候不順（豪雨）等により供給が落ち込んだ。
13. このような状況下、石炭スポット価格はウクライナ侵攻後に高騰（3 月には一時、一般炭は\$400/t に、原料炭は\$600/t 超に）し、EU と日本のロシア炭禁輸の表明後に再び上昇、5 月には一時、一般炭は\$400/t を、原料炭は\$500/t を上回った。6 月に入り一般炭、原料炭ともに価格は下落に転じが、一般炭は豪州 NSW 州での豪雨により 7 月に入り再び上昇した。一方、原料炭は供給が追い付いてきたことから急落し、7 月に入り\$200/t 台半ばまで下落した。
14. 今後、一般炭は価格高騰を背景に供給量は増加すると見込まれ、2022 年第 3 四半期は下落基調で推移し、第 4 四半期は冬期の需要期の調達により横ばいで推移する。一方、原料炭は第 3 四半期以降、需給が安定し横ばいで推移する。

## ウクライナ危機を踏まえた エネルギー安全保障強化に向けた欧米の動向 ◆

下郡 けい \*

### 欧州の動向

1. 欧州連合（以下、EU）の欧州グリーンディールは、COVID-19を経てグリーン復興計画の中核に位置付けられ、ウクライナ侵攻後も優先事項のトップに位置づけられる。2050年気候中立の方針は、ウクライナ侵攻後も堅持されているが、エネルギー安全保障（ロシア産化石燃料脱却）の重要性が高まり、その実現のため短期的にはCO<sub>2</sub>排出量の一時的な増加も容認する考え。
2. 脱ロシア依存を目指すREPowerEU計画では、Fit for 55パッケージ（2030年までに温室効果ガス排出量を1990年比で少なくとも55%削減に向けた政策パッケージ）を土台として、省エネルギー、エネルギー供給の多様化、再生可能エネルギー普及の加速を通じて2030年までに天然ガス消費量の1550億m<sup>3</sup>（2021年のロシア天然ガス輸入量相当）削減を目指す。
3. 短期的には、LNGやパイプライン輸入の多様化、脱石炭火力の遅延、既設炉の運転延長などが主要対策となる。EUによる追加的なLNG調達、国際LNG市場の需給ひっ迫を招く可能性がある。
4. 特に、米国やカタールなどからのLNG調達が見込まれているが、欧州による急速なLNG確保の動きは、日本（及びアジア市場）に供給量確保の競争激化や価格高騰といった負の影響をもたらす可能性がある。
5. 欧州では、中長期的には、エネルギー安全保障の確保と脱炭素化を結びつけ、再生可能エネルギーの拡大や省エネルギーの促進、電化の進展といった、従来の脱炭素化の流れを加速させる方向にある。仏英や東欧などでは、再生可能エネルギー拡大に加え、原子力の利用（新設）なども選択肢となる。

### 米国の動向

6. 米国・バイデン政権では、重要戦略目標としての気候変動対策強化の方針に変化は見られない。一方で、エネルギー価格高騰への対処が喫緊の重要課題となり、戦略石油備蓄の放出やエタノール15%混合ガソリンの夏季販売、連邦所有地での石油・ガス開発計画の再開などの取り組みが進められている。
7. 米国はEUと長期的な脱炭素化の方針を改めて共有しつつ、欧州の脱ロシア依存のた

◆ 本論文は、第441回定例研究報告会資料（2022年7月22日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 戦略研究ユニット 国際情勢分析第1グループ 主任研究員

めの LNG 追加調達へ協力姿勢を示している。米欧は、エネルギー安全保障に関するタスクフォースを設置し、気候変動目標に合致した LNG 供給の多様化、天然ガス需要の削減を目標としている。米国は、EU 市場向けの追加的な LNG 供給を確保すべく努力すると言及。

8. 米国は、今後の LNG 生産増加の中心を担うと期待されるが、生産拡大につながる投資決定には、長期的に確約された需要が求められる。カーボンニュートラルのような長期的な脱炭素化目標の維持と、ガス部門投資の座礁資産化の懸念が残る中で、どこまで米国および世界で LNG 生産量の増加を見込むことができるか、長期契約確保の動きや化石燃料脱炭素化の取り組みの帰趨などを注視する必要がある。

# カーボンプライシング

## ～ 内外の制度設計を巡る現状と課題 ～◆

小川 順子 \*

### 1. カーボンプライシング（Carbon Pricing: CP）制度を巡る国内外の動向

1. カーボンニュートラル（Carbon Neutral: CN）目標の世界的な潮流の下、金融部門や消費者等の多様な関係者からの企業に対する脱炭素化要請が急速に高まっており、その状況下で日本の CP 政策議論も転換期を迎えている。
2. 日本では、政府が成長に資する CP について躊躇なく取り組むとし、産業界（経団連）もキャップ&トレード型の排出量取引制度は有力な選択肢となり得るとしてこれまでよりも一歩踏み込んだ姿勢を見せている。
3. 経済産業省は、野心的な炭素削減目標を掲げる企業を評価し、削減投資を促す仕組みとして自主的な排出量の取引を取り入れる「GX リーグ」の 2023 年度稼働を準備、440 社（産業・業務・エネ転換部門の総排出量の約 38%に相当）が賛同している。

### 2. CP 制度検討において留意すべき課題

4. エネルギー安全保障・経済成長・CN 目標達成の同時達成を目指す「成長志向型 CP」の制度設計にあたり、次に掲げる様々な課題への対応が求められる。
5. 日本のエネルギー価格：世界主要先進国と比して高水準。貿易相手の約 8 割を占めるアジア太平洋地域との価格差はさらに拡大する点に留意すべき。
6. 炭素リーケージ：国際競争力を削ぐリスク、移転先次第で地球全体の排出量は増加。CP の有り方が、産業構造にも影響するため、産業戦略(育成産業と衰退産業)の事前の明確化が不可欠。
7. 逆進性：エネルギーは必要不可欠の物資。低所得や高齢者世帯、中小零細企業、エネルギー重厚長大産業で負担増加率大。
8. 削減効果：エネルギーの価格弾性値は様々な消費財の中でも最も低く、価格による削減効果は短期的には小さい。代替燃料が存在しなければ需要者の負担を増やすが、削減には寄与しない。価格転嫁の度合いもサプライチェーン構造により様々。
9. 暗示的 CP：国内では省エネ法、高度化法、エネ税制等々を既に実施。これらの既存制度の点検と相互作用の把握が無駄のない CP 制度設計には不可欠。

◆ 本論文は、第 441 回定例研究報告会資料（2022 年 7 月 22 日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 環境ユニット 気候変動グループ 研究主幹

10. 国際的取組への対応：暗示的 CP と合わせて、戦略的な制度設計が必須。

### **3. 海外 CP 制度先行事例の実態**

11. 排出量取引制度は、欧州や韓国において既に実施。割当により削減量の担保が可能であるが、制度設計が複雑。特に適切な割当設定が非常に困難かつ、排出権価格が乱高下しやすい。このため、規制当局が割当量等の事後的コントロールを行う官製市場になった。頻繁なルール変更は制度の予見性を失なわせ、早期削減・投資インセンティブを阻害する面もある。
12. 炭素税は、欧州をはじめ多くの国で導入。ターゲットを定め、負担軽減措置を行いつつ、安価な代替技術を補助金で支援するといったポリシーミックスで効果を発揮した事例もある。ただし、税（価格）効果のみで効率的な削減を担保することは困難。財源確保の意味合いが大きく一般財源化されるケースが多い。光熱費上昇を招くため、国民の受容性が低い。このため、課税が可能なセクターに影響のない範囲でのみ実施された。

### **4. 成長志向型カーボンプライシングに向けて**

13. CP 先行事例の制度設計と運用の経験は、次の課題を提示している。まず、制度設計は想定するよりも長期に渡り、制度設計・運用には莫大な調整コストが発生すること。また行政の力量が制度の安定性に大きく影響すること。そして、理論と実際の運用は異なること。これらを踏まえると、制度導入には相当の覚悟を持って臨む必要がある。その上で、日本での「成長志向型 CP」の設計の検討には特に次の3つの視点が重要となる。
14. 第一に、費用最小で削減最大化する視点。削減オプション、対象セクター、タイミングによって最適な政策手法が異なるため、優先すべきターゲットや育成産業を明確にすること。その上で、重層的に導入されている既存制度の費用対効果検証を行い、場合によっては整理統合を行うべきである。
15. 第二に、世界で拡大する市場・ビジネスに繋がる仕組みとする視点。海外での削減貢献は、より多くの削減量とコスト低減の同時達成を可能にするため、安価で良質なクレジットを早期に獲得できる仕組みを組み込むこと。その点で、アジア太平洋諸国との連携がこれまで以上に重要となる。
16. 第三に、公正な移行の視点。負担の小さい着実なトランジションには代替先手段の確保が不可欠であること。また国際競争力の観点から、日本のエネルギー価格は特にアジア太平洋諸国と比して高額である点を踏まえ負担軽減措置を設けること。受容性の観点から、少なくとも短期的には国民全体の負担増となる。このため、政策形成過程では、透明性の高い説明および理解醸成が求められる。

## 資源価格高騰下の再生可能エネルギー拡大の課題 ◆

二宮 康司 \*

### 資源価格高騰の再エネ発電：コスト上昇も対火力発電で優位性は維持

1. 2021年以降の資源価格高騰によって再エネ発電設備の製造・運搬コストが上昇している。過去10年以上継続してきた太陽光・風力発電のコスト低下トレンドに変調が生じ、初めてのコスト上昇局面を迎えた。ウクライナ危機はコスト上昇に一層拍車をかけ、2022年の再エネ発電設備の新設設置コストは2020年比で太陽光7%、陸上風力15%程度それぞれ増加の見込み。
2. 同時に、資源高騰とウクライナ危機は火力発電コストも世界的に大幅に上昇させた。こうした火力発電コスト上昇と比較すると、太陽光・風力発電の発電コスト上昇は相対的に限定的であり、結果として、太陽光・風力発電のコスト優位性が維持された形となっている。但し、火力発電コストは燃料価格の変動によって今後大きく変わり得るため、再エネ発電のコスト優位性が将来にわたって長期的に維持されるかは必ずしも明らかではない。

### 2022年の世界の再エネ発電容量拡大は過去最大規模に

3. 世界の再エネ導入量は、2020年に270GW（うち太陽光130GW、風力110GW）、2021年に280GW（同150GW、95GW）と過去最大を更新した。資源価格高騰・ウクライナ危機の最中でも再エネ発電容量は拡大を続け、2022年には300GW（うち太陽光180GW、風力90GW）を超えるものと予想される。2022年以降の年間導入量は300GWが一つのベースラインとして定着する可能性が高い。

### 世界の再エネ発電容量増加の6割を太陽光が占める状況が続く

4. 再エネの年間増加量全体のうち太陽光の割合が圧倒的に高い。太陽光発電のコスト競争力の高さ、高い汎用性、維持管理の容易さ等の優位性は資源価格高騰下でも変わらず、2022年～23年も導入量全体の6割程度を太陽光が占める状況が維持されよう。年間導入量の対前年増加率で見ると、太陽光と並んで洋上風力も年率20%を超えており、再エネの拡大が太陽光と洋上風力の2つに集約される状況が定着しつつある。
5. 洋上風力については、2021年に中国の導入量が急拡大した結果、26.3GWと一国の累積値としては中国が世界最大となった。これまで洋上風力市場と言えば欧州（2021年末累積値は英国13GW、ドイツ8GW、オランダ2GW、デンマーク2GW等欧州全体で27.8GW）を指したが、2022年以降は中国が、太陽光、陸上風力に加えて、洋上風力でも一国で世界市場を牽引する新たなフェーズに入った。

◆ 本論文は、第441回定例研究報告会資料（2022年7月22日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 電力・新エネルギーユニット 再生可能エネルギーグループ 研究主幹

6. なお、世界の発電量に占める再エネシェアは 1%ポイント/年のペースで拡大を続け、2022年の同シェアは 29%程度（うち、水力 15%、太陽光 4%、風力 7%）に達すると見られる。

### **日本の再エネ拡大は鈍化、他方、電力系統の柔軟性確保が喫緊の課題に**

7. 日本では FIT から FIP への制度変更、FIT 買取価格の低下、太陽光発電の適地減少、再エネ開発に対する地元住民の反発等から 2021 年以降の再エネ導入量の鈍化傾向が顕著となっており、2030 年再エネ導入目標達成に向けて政策の強化が必要となる。
8. 再エネの増加に伴って、特に日本では大量の自然変動再エネ（VRE）の受け入れを可能とする電力系統の柔軟性確保が喫緊の課題として急浮上している。短期的対策としては DR（デマンドレスポンス）、VPP（バーチャルパワープラント）等需要側エネルギー資源の制御、中期的対策としては出力調整可能な電源の確保・蓄電池設置・系統運用改善等、そして長期的対策としては系統増強・連係拡大、余剰電力からの水素生産・エネルギー貯蔵（P2G）など、多様な対策を講じ続ける必要があり、これらは再エネ導入に伴う追加的コストとなる。

### **再エネサプライチェーン多様化の必要性や稀少鉱物資源の安定供給対策の重要性**

9. ウクライナ危機によって特定国へエネルギー供給を大きく依存することの安全保障上のリスクが顕在化した。再エネについては、特に太陽光パネル供給が中国一極集中していることに対する危機感が高まっている。このため、多様かつ複線的なサプライチェーンの形成がエネルギー安全保障上不可欠との見方が国際的に広がっている。また、将来確実に発生する大量の太陽光パネル等の再エネ発電廃棄物のリユース・リサイクルの仕組み確立にも関心が高まっている。
10. 太陽光・風力発電設備機器は、稀少鉱物資源等への依存度が火力発電と比較して相対的に高い。今後、同資源への依存度を低下させる取り組みとともに、その安定供給確保に向けた世界的な協力体制の構築が必要である。

## 原子力をめぐる国内外の最新情勢 ◆

木村 謙仁 \*

### 原子力をめぐる情勢

1. 2022年1月1日現在、世界の原子力発電設備容量は約407GWであり、前年比で微減となった。中国などでの拡大を欧米での減少が上回った。
2. 近年、各国が野心的な温室効果ガス排出削減目標を掲げるなか、ゼロエミッションのベースロード電源である原子力に注目が集まりつつあった。加えて2021年以降は世界的な化石燃料価格の高騰が発生し、エネルギーの供給安定性が重視されるようになった。
3. さらに2022年2月にはロシアによるウクライナ侵攻が勃発し、その影響からエネルギー自給の重要性が改めて認識されつつあり、その状況下、原子力の利活用の重要性に新たな脚光が当たっている。

### 欧米の状況

4. アメリカのバイデン政権は原子力を重視する姿勢を見せている。連邦政府は2022年4月、経済的な理由で閉鎖の危機にある既設炉を支援するため、民生用原子力クレジット（CNC）プログラムの申請受付を開始した。小型モジュール炉（SMR）などの新型炉開発にも積極的に支援を行っている。
5. イギリスは、ウクライナ危機を受けて2030年までに最大8基の新設を含む新たなエネルギー戦略を発表した。新たな支援制度として、規制資産ベース（RAB）モデルをサイズウェルC建設計画に適用する方針を示している。新型炉開発では特に高温ガス炉（HTGR）に注力する方針。また、ロールスロイス社を中心としたコンソーシアムが軽水炉型のSMRの開発を進めている。
6. フランスではマクロン大統領が2022年2月、2050年カーボンニュートラル実現に向けたエネルギー政策を発表した。原子力については既設炉の運転期間を延長しつつ、改良型の欧州式加圧水型軽水炉を2050年までに6基（追加で8基の可能性も）新設し、SMRの建設も進めると述べた。
7. 加えてヨーロッパではチェコやルーマニアが原子力利用の拡大を計画しているほか、ポーランドが新規導入国となるべく取り組みを進めている。
8. また、ヨーロッパレベルではタクソノミー（持続可能な経済活動を認定する基準）に原

---

◆ 本論文は、第441回定例研究報告会資料（2022年7月22日開催）に基づいており、分析と予測も、当初のままである。

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 戦略研究ユニット 原子力グループ 主任研究員

子力と天然ガスを含めるための議論が進行中であり、2022年7月には欧州議会がその方針を確認した。

9. カナダでは州政府や電力会社など、ユーザー側も SMR に高い関心を示している。2021年12月にはオンタリオ・パワージェネレーションが、ダーリントンにおける SMR 建設で GE 日立をテクノロジーパートナーに指名した。

## **日本の状況**

10. 日本では3月22日、初の「電力逼迫警報」が発令されたほか、6月末にも電力需給が逼迫した。さらに今冬はより厳しい需給状況が予想されており、岸田総理は最大9基体制で臨む方針を示した。
11. 直近の政府方針などでは原子力の重要性が改めて指摘されており、既設炉の早期再稼働や新型炉開発に注力していく旨が盛り込まれている。参議院選挙後の政府・産業界の今後の取り組みが注目される。

## **中露の状況**

12. 建設中・計画中の原子炉では中露製の比率が高く、現行炉市場での優勢がうかがえる。特にロシアは平均建設単価が安いほか、国営原子力企業ロスアトムが建設・運転・燃料供給などを一貫したサービスとして提供している。
13. 中露は第四世代炉や小型炉の開発にも積極的であり、実機の導入も進めつつある。中国は2基の高速炉の実証炉（CFR-600）を建設中であるほか、2021年12月には高温ガス炉の実証炉（HTR-PM）が系統接続を果たした。加えて軽水炉型 SMR の玲龍一号（ACP100）の実証炉も建設中である。
14. ロシアでは2基の高速炉（BN-600 および BN-800）が運転中で、さらに大型の BN-1200 も計画中となっている。また、洋上浮体式原子炉「アカデミック・ロモノソフ」が極東のペヴェクにて、2020年5月に営業運転を開始した。陸上設置型 SMR（RITM-200N）も建設計画が進められている。

## **ロシアによるウクライナ侵攻と各国の反応**

15. 2022年2月に始まるロシアによるウクライナ侵攻を受けて、原子力分野でも脱ロシア依存の動きがみられる。当のウクライナはアメリカのウェスティングハウスと契約を結び、合計9基の AP1000 新設などで合意した。
16. 他方で、中国、トルコ、バングラデシュ、ハンガリーなどでは着工済のロシア製原子炉の建設は継続している。原子力分野における「脱ロシア依存」が今後どのような展開を辿るのか、注視していく必要がある。



エネルギー経済 第48巻 第3号

---

2022年9月1日発行

編集責任者 大森 嘉彦

発行所 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丁目13-1

イヌイビル・カチドキ

e-mail: [report@tky.ieej.or.jp](mailto:report@tky.ieej.or.jp)

---

