

東京財団政策研究所

「加速するエネルギー転換と日本の対応」研究プログラム

<2021 年度研究報告>

カーボンニュートラルに向けた  
日本のエネルギー政策のあり方

2022 年 4 月 26 日



東京財団政策研究所

THE TOKYO FOUNDATION FOR POLICY RESEARCH

## はじめに

2016 年 11 月のパリ協定発効を転機として、各国はカーボンニュートラルに向けて化石燃料利用の削減と再生可能エネルギー（以下再エネ）の大幅普及を主としたエネルギー転換へ急速に政策の舵を切ってきた。パリ協定発効当時の国際エネルギー機関（IEA:International Energy Agency）の報告（World Energy Outlook 2016）では、パリ協定の目標達成のためには世界の再エネ発電比率を 2040 年にはおよそ 60%以上に引き上げる必要があるとされた。先進各国では目標達成に向け 2030 年の再エネ比率をおよそ 40～70%にまで引き上げるという目標を掲げ、2019 年時点で 40%を超える再エネの普及率を達成する国も現れている。

こうしたエネルギー転換の過程では、太陽光や風力など変動性のある再エネをコントロールし、電力系統に統合するため、AI（人工知能）、IoT（モノのインターネット）、Big Data を活用した革新的なエネルギー需給システムの導入が進んでいる。それとともに、環境負荷の少ない次世代自動車や省エネ高効率機器、ゼロ・エミッション建築などの開発も進み、それらがエネルギー需給システムに統合コントロールされる形で普及していくという新しい市場の構築も始まっている。

世界の投資もエネルギー転換の動きに反応し、再エネへの投資など環境（Environment）・社会（Social）・ガバナンス（Governance）の要素を考慮した ESG 投資額は 2020 年には約 35.3 兆ドルに達し、急速な伸びを見せている。事業運営を 100%再エネで調達することを目標に掲げる企業のイニシアチブ RE100（Renewable Energy 100%）に加盟する世界の有力企業の数も 2021 年 2 月現在で 340 社以上となっており、今後も増加する傾向にある。

こうした状況の中、2020 年 10 月、菅前首相が 2050 年カーボンニュートラルの実現を宣言するとともに、政府は同年 12 月に「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」を公表。18%（2019 年度）にとどまっていた再エネ比率について、「2050 年には発電量の約 50～60%を太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス等の再エネで賄うこと」が、「議論を深めて行くに当たっての一つの参考値」として示された。そして、2021 年 4 月に菅前首相から、2050 年目標と整合的で野心的な目標として、2030 年度に温室効果ガスを 2013 年度から 46%削減することを目指し、さらに 50%削減に向けて挑戦するという、これまでの目標を 7 割以上引き上げる、極めて高い目標が表明されている。この新たな削減数値に合わせる形で、2021 年 10 月 22 日に閣議決定された第 6 次エネルギー基本計画では、2030 年の再エネ導入目標を 36～38%に引き上げるとともに、再エネを 2050 年における主力電源として最優先の原則の下で最大限の導入に取り組むことが盛り込まれることとなった。

こうした高い目標を達成するため、日本におけるエネルギー転換を加速させなければならない状況となっているが、再エネの具体的な普及拡大方法をはじめ、2030 年までという限られた時間で実現性のあるエネルギーミックスをどのように構築していくかなど、課題は山積している。

エネルギー転換に遅れることは、気候変動問題という地球規模の環境問題における日本の国際的なプレゼンスを失うだけでなく、エネルギー技術の革新が進まず、日本の競争力の喪失に繋がりがかねない。カーボンニュートラルの実現には再エネの主力エネルギー化によるエネルギー転換をいかに進めるかが中心的な課題になるとともに、再エネ以外の電力の将来像の構築や燃料部門を含めたトータルな施策も求められる。

こうした状況を鑑み、東京財団政策研究所「加速するエネルギー転換と日本の対応」研究プログラム（研究期間：2020 年 4 月～2023 年 3 月）では、日本のエネルギー政策の大方針となる第 6 次エネルギー基本計画の策定というタイミングを捉え、カーボンニュートラルに向けて必要となる日本のエネルギー政策の考察を行ってきた。本稿は、中間報告として本研究プログラムの研究メンバーおよびゲスト執筆者が各々の視点から再エネの主力エネルギー化に向けた施策、そしてトータルなカーボンニュートラルに向けた施策について考察し、各自の見解を

各章分担して報告するものである。

今後日本は、目標年とされる 2030 年、そして 2050 年までという限られた時間の中で、カーボンニュートラルに向けた具体的なエネルギー政策を早急に立案、実行していく必要がある。本稿がそのための一助として寄与できれば幸いである。

東京財団政策研究所 主任研究員  
平沼 光

■研究プログラムメンバー及びゲスト執筆者（50 音順）※敬称略

橘川武郎（国際大学副学長 国際経営学研究科教授）※プログラムリーダー（共同）

黒崎美穂（ブルームバーグ NEF 日本韓国分析部門長）※2021 年 10 月現在

杉本康太（東京財団政策研究所 博士研究員/政策研究ポスト・ドクトラル・フェロー）

瀬川浩司（東京大学大学院総合文化研究科広域科学専攻 教授）

高村ゆかり（東京大学未来ビジョン研究センター 教授）

田辺新一（早稲田大学創造理工学部建築学科教授）※ゲスト執筆者

平沼光（東京財団政策研究所 主任研究員（公開時））※プログラムリーダー（共同）

# 目次

はじめに	P 1	平沼 光
1. 第 6 次エネルギー基本計画についてのレビュー	P 5	橘川武郎
はじめに		
1-1 新しい削減目標と政策決定プロセスの変化		
1-2 第 6 次エネルギー基本計画と 2030 年度の電源構成見通し		
1-3 実現に疑問符が付く再エネ比率		
1-4 実現不可能な原子力比率		
1-5 火力発電縮小への懸念		
1-6 「分母減らし」と「産業縮小シナリオ」		
1-7 「46%削減目標」ではなく過去の失政が悪い		
おわりに：「2050 年カーボンニュートラル」は実現可能		
2. 再エネ主力エネルギー化に向けた施策		
2-1 日本の再エネ大量導入に向けたパラダイムシフト：技術からのアプローチ	P 1 1	瀬川浩司
はじめに－世界の脱炭素化と再エネ導入拡大の流れは止まらない		
2-1-1 カーボンニュートラル実現には非化石電力の拡大が必須		
2-1-2 日本の電力の脱炭素化に必要な条件は何か		
2-1-3 セクター別アプローチではなく「セクターカップリング」が役に立つ		
2-1-4 日本に必要な科学技術を活かす政策パッケージ		
2-2 再エネと需給調整	P 1 8	杉本康太
2-2-1 再エネと需給調整費用		
2-2-2 需給調整費用の減らし方①：エネルギーの発動費用		
2-2-3 需給調整費用の減らし方②：容量の調達費用		
2-2-4 ここまでのまとめ		
2-2-5 再エネ大量導入時の容量メカニズムの必要性		
2-2-6 容量メカニズムの制度設計：容量市場 VS 戦略的予備力		

### 3. トータルなカーボンニュートラルの実現に向けた施策

3-1	カーボンニュートラルに必要とされる需要の高度化と最適化・・・・・・・・・・	P 2 5	田辺新一
3-1-1	エネルギー需要の予測		
3-1-2	省エネルギーの深掘り		
3-1-3	需要の高度化と最適化		
3-1-4	必要となる施策（提言、解決の方向性等）		
3-2	日本の産業界の脱炭素化 課題と機会・・・・・・・・・・	P 3 4	黒崎美穂
	はじめに		
3-2-1	産業界の削減目標値		
3-2-2	企業の脱炭素活動は野心的か		
3-2-3	産業界の脱炭素への道筋		
3-2-4	カーボンプライシングやその他の政策サポート		
3-2-5	結論		
3-3	原子力と化石燃料のゆくえ・・・・・・・・・・	P 4 7	橘川武郎
	はじめに		
3-3-1	今回も回避された原子力のリプレース		
3-3-2	原子力から目をそむける政治家		
3-3-3	二重に破綻した核燃料サイクル一本槍政策		
3-3-4	「カーボンフリー火力」の登場		
3-3-5	コスト抑制と既存インフラの活用		
	おわりに：残された課題		
3-4	カーボンニュートラルの担い手としての地域の役割・・・・・・・・・・	P 5 4	平沼 光
3-4-1	カーボンニュートラルに向けて動き出した日本		
3-4-2	再エネ普及に必要な地域の社会的受容性		
3-4-3	再エネ普及のポイントと地域の役割		
3-4-4	地域主体の営農型太陽光発電の取り組み（市民エネルギーちば株式会社）		
3-4-5	地域マイクログリッドの構築		
3-4-6	「脱炭素先行地域」による脱炭素ドミノの推進にあたって		

おわりに・・・・・・・・・・	P 6 0	平沼 光
----------------	-------	------

# 1. 第6次エネルギー基本計画についてのレビュー

国際大学副学長・大学院国際経営学研究科

橘川 武郎

## はじめに

東京財団政策研究所の研究プログラム「加速するエネルギー転換と日本の対応」は、カーボンニュートラルをめざす動きが世界的に大きな高まりをみせるなかで、これまで活動を続けてきた。「気候変動問題対応で1周遅れ」だと言われてきた日本政府も、ようやく重い腰をあげて、カーボンニュートラルの流れに乗ろうとしている。そして、そのための第一着手と位置づけられる第6次エネルギー基本計画が、2021年10月に閣議決定された。

ただし、この第6次エネルギー基本計画にはいくつかの問題点が含まれている。同計画のどこが問題か。それ乗り越えて日本は、どのようにカーボンニュートラルへの道を切り拓くべきか。本章では、これらの論点を掘り下げる。

なお、本章の記述は、あくまで筆者（橘川）の個人的見解であることを、念のために付言しておく。大きな方向性では一致しているものの、個々の論点をめぐっては、研究プログラム「加速するエネルギー転換と日本の対応」のメンバーのあいだでも、意見の違いは存在する。本報告書の各章の記述は、それぞれ、執筆者の見解を表明したものである。

## 1-1 新しい削減目標と政策決定プロセスの変化

菅義偉前首相は、2020年10月26日、就任直後の所信表明演説で、2050年までにカーボンニュートラルを実現し、国内の温室効果ガスの排出量を「実質ゼロ」にする方針を打ち出した。さらに2021年4月22日には、アメリカのジョセフ・R・バイデン Jr.大統領が主催した気候変動サミットで、2030年度に向けた温室効果ガスの削減目標について、2013年度に比べ46%削減することを表明した。

この46%削減という新目標は、従来の目標を大幅に上方修正したものである。日本政府は、パリ協定を採択した2015年のCOP21（The 21<sup>st</sup> Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 国連気候変動枠組条約第21回締約国会議）で、「2030年度における国内の温室効果ガス排出量を2013年度の水準から26%削減する」という国際公約を行い、それを、2021年4月の気候変動サミット直前まで繰り返し公言してきた。

この26%削減目標は、COP21以前の2015年に策定し、2018年の第5次エネルギー基本計画で追認した2015年策定の電源構成見通し・一次エネルギー構成見通しと整合していた。したがって、新たに大幅上方修正された46%削減目標が設定されたため、電源構成・一次エネルギー見通しを作り直さなければならなくなったわけであるが、その作業は難航した。

難航した直接の原因は、①まず電源構成・一次エネルギー構成見通しを決定し、②それをふまえて温室効果ガスの削減目標を国際的に宣言する、というこれまでの手順が覆されたことにある。①→②ではなく、②→①となった。今回は、バイデン政権の圧力という政治的要因が強く作用して、まず、46%という削減目標が決まった。それを受けて、新目標と帳尻が合うように電源構成・一次エネルギー構成見通しを「調整」しなければならなくなった。このため、政策当局は混乱に陥ったのである。

## 1-2 第6次エネルギー基本計画と2030年度の電源構成見通し

ようやく2021年7月21日になって主管官庁である経済産業省は、次期（第6次）エネルギー基本計画の策定作業を進めてきた総合資源エネルギー調査会基本政策分科会（以下、「基本政策分科会」と表記）の場で、46%削減目標と平仄が合うように調整した2030年度の電源構成見通しの素案を提示した。そして、基本政策分科会は、2021年8月4日の会合において、賛成多数でこの素案を承認した。

結局、この素案は大きく変更されることなく、新発足した岸田文雄内閣によって2021年10月22日に閣議決定された第6次エネルギー基本計画に盛り込まれた。別表は、同計画に盛り込まれた2030年度の電源構成見通しと、それがもつ問題点を筆者なりにまとめたものである。

表 第6次エネルギー基本計画に盛り込まれた2030年度の電源構成見通しとその問題点

電 源		改定前（第5次エネルギー基本計画）	改定後（第6次エネルギー基本計画）	問題点
ゼロ・エミッション電源	再生可能エネルギー	22～24%	36～38%	達成は困難
	原子力	20～22%	20～22%	達成は困難
	水素・アンモニア	——	1%	
	（小 計）	（44%）	（59%）	（達成は困難）
火力発電	LNG	27%	20%	安定供給・温暖化対策に支障
	石 炭	26%	19%	安定供給・コスト抑制に支障
	石 油	3%	2%	
	（小計）	（56%）	（41%）	（超過達成し国費流出へ）
合 計		100%	100%	——

（出所）「エネルギー基本計画」（2021年10月）

<https://www.meti.go.jp/press/2021/10/20211022005/20211022005-1.pdf>

## 1-3 実現に疑問符が付く再エネ比率

第6次エネルギー基本計画に盛り込まれた2030年度の電源構成見通しの問題点としては、以下の4点を指摘することができる。

第1は、高く設定された再生可能エネルギー比率の実現性に疑問符が付くことである。

じつは、基本政策分科会は、2021年4月13日の会合で、きちんとした根拠を積み上げたうえで、2030年度の電源構成における再生可能エネの比率を現行の22～24%から30%程度に引き上げる方向性を固めていた。ところが、その9日後に46%という新しい削減目標が設定され、それとのつじつまを合わせるためには、2030年度の再生可能エネ電源比率は30%ではとても足りず、30%台後半にまで高める必要があることが判明するにいたった。つまり、十分な根拠がないまま、再生エネ電源比率をさらに6～8%積み増さざるをえなくなったわけである。これでは、「調整」後の再生エネ電源比率の実現可能性に対して、疑念が生じるのは当然であろう。

## 1－4 実現不可能な原子力比率

再生可能エネの比率を大幅に上昇させるためには、他の電源・エネルギー源の比率を相当程度低下させなければならない。他の電源のうち原子力について見れば、従来の電源構成見通しが掲げる「2030 年度原子力比率 20～22%」という水準を、第 6 次エネルギー基本計画の素案もそのまま維持することを決めた。

2021 年 7 月 13 日の基本政策分科会で経済産業省は、稼働中の炉 10 基だけでなく、原子力規制委員会の許可を得たものの稼働にいたっていない炉 7 基、および原子力規制委員会で審議中の炉 10 基のすべてを合わせた 27 基が 80%の設備利用率で稼働すれば、「2030 年度原子力比率 20～22%」は実現可能であるとの見解を示した。しかし、現実を直視すれば、2030 年に稼働している原子炉は甘く見ても 20 数基にとどまるだろうし、設備利用率も 70%がせいぜいであろう。そもそも、原子力規制委員会で審査中であるすべての炉の稼働を織り込むことは、同委員会の独立性を侵害するものだという批判も生まれよう。

実際には、「2030 年度原子力比率 20～22%」が実現する見通しは、まったく立っていない。つまり、本来であれば、まずは原子力の比率を下げるべきなのである。ところが、政府は、原子力施設立地自治体への配慮などの政治的思惑もあって、第 6 次エネルギー基本計画に盛り込んだ 2030 年度の電源構成見通しにおいても、原子力の比率を引き下げることせず、現行の水準のままで据え置いた。この非現実的な原子力比率を政治的理由でそのまま維持している点が、第 6 次エネルギー基本計画の素案に盛り込まれた 2030 年度の電源構成見通しの第 2 の問題点である。

## 1－5 火力発電縮小への懸念

原子力比率が維持されたため、電源構成見通しにおける比率低下の対象は、火力発電に絞り込まれることになった。第 6 次エネルギー基本計画素案の電源構成見通しの第 3 の問題点は、火力発電の比率が過度に削減されたため、エネルギー政策上さまざまな懸念が生じるにいたったことにある。

火力発電にかかわるエネルギー源のうち石炭については、もともとある程度の比率低下が見込まれていた。2020 年 7 月 3 日に経済産業省が、非効率石炭火力をフェードアウトさせる方針を打ち出していたからである。

2020 年 7 月時点での経済産業省の説明によれば、政府方針どおり非効率石炭火力を廃止し、高効率石炭火力に絞り込んだ場合、2030 年度の電源構成に占める石炭火力の比率は、約 20%になる。しかし、第 6 次エネルギー基本計画の素案に盛り込まれた電源構成見通しでは、温室効果ガス 46%削減目標とのつじつま合わせの結果、2030 年度の石炭火力の比率は 19%となり、20%を割り込んだ。また、2030 年度の一次エネルギー構成見通しにおける石炭の比率も、現行の 25%から 6 ポイント引き下げられて 19%とされた。現状では、石炭火力発電の構成比は 32%に達している（2019 年度）。石炭比率を過度に縮小すると、エネルギー安定供給や電力コスト削減に関して支障が生じることになる。

さらに留意すべき点は、火力発電の比率低下の影響が、石炭にとどまらず天然ガスにも及んだことである。改定前の第 5 次エネルギー基本計画も、字面のうえでは「天然ガスシフト」をうたっていたものの、実際には、2030 年度の天然ガス需要を策定時の 2018 年に比べて 20%超減少すると低めに見積もっており、「天然ガスシフト」に水を差す内容となっていた。

追い打ちをかけるように第 6 次エネルギー基本計画の策定にあたって、温室効果ガスの 46%削減目標との帳尻合わせのために、2030 年度の電源構成見通しにおける液化天然ガス（LNG : Liquefied Natural Gas）火力の比率は、さらに引き下げられることになった。具体的には、第 5 次エネルギー基本計画に比べて、7 ポイントも引



き下げられて、20%とされた。一方、石炭の場合とは異なり、2030 年度の一次エネルギー構成見通しにおける天然ガスの比率は、18%のまま維持された。天然ガスの使用は、発電分野では縮小するが、非電力分野では拡大するという見方である。この見方自体は、2030 年までの時期には、同一熱量当たりの二酸化炭素排出量の違いにより、石油・石炭から天然ガスへの燃料転換が温室効果ガスの削減に効果をあげる点を考慮に入れば、正しいものと言える。

ただし、ここで見落としてはならない事実が一つある。それは、第 6 次エネルギー基本計画では一次エネルギー供給量見通し全体が大幅に下方修正されたため、比率維持があったとしても、2030 年度における年間天然ガス需要見通しは、第 5 次エネルギー基本計画が想定した規模からさらに 800 万トンほど少ない 5500 万トン弱にとどまることになるという事実である。これは、日本の 2019 年度の LNG 輸入量が 7650 万トンだったことを想起すれば、きわめて大幅な減少になると言わざるをえない。

そうであるとすれば、第 6 次エネルギー基本計画によって、LNG の調達に深刻な否定的影響が生じることは避けられない。世界的に LNG の争奪戦が激化するなかで、ライバル国は産ガス国に日本の第 6 次エネルギー基本計画の内容を示し、LNG 調達面で日本に対する競争優位を確保するよう動くだろう。つまり、第 6 次エネルギー基本計画は、日本の天然ガスの未来をさらに暗くするおそれが大きいのである。この点こそ、第 6 次エネルギー基本計画の最大の問題点だと言えるかもしれない。

LNG の調達に否定的な影響が生じるとすれば、それは、エネルギーの安定供給に支障をきたすだけではない。肝心の温室効果ガスの削減にも、悪影響を及ぼす。すでに述べたように、「2030 年までの時期には、同一熱量当たりの二酸化炭素排出量の違いにより、石油・石炭から天然ガスへの燃料転換が温室効果ガスの削減に効果をあげる」と見込まれるからである。

## 1－6 「分母減らし」と「産業縮小シナリオ」

第 6 次エネルギー基本計画に盛り込まれた 2030 年度の電源構成見通しの第 4 の問題点は、帳尻合わせをした結果、総発電電力量を不自然な形で削減することになり、その過程で日本の未来をあやうくする「産業縮小シナリオ」が部分的な形ではあれ導入されてしまったことである。同見通しでは、再生可能エネルギー 36～38%、原子力 20～22%という、いずれも実現不可能な高い数値が打ち出された。これらは比率であるから、分子と分母から構成される。しかし、分子の積み上げは困難をきわめた。

再エネについては、なんとか 30%分までは目算がたっていた。問題はさらに 6～8 ポイント分を積み増すことであり、2021 年 8 月 4 日の基本政策分科会の時点でもその目処は立っていなかった。その点は、同日に提示された素案に再エネ電源の具体的な内訳が書かれていなかったことから明らかである。

一方、原子力についてみれば、基本政策分科会の事務局をつとめた資源エネルギー庁（以下、「エネ庁」と表記）は、2030 年に 27 基の原子炉が 80%の稼働率で動けば「2030 年度 20～22%」の達成は可能であると主張した。しかし、同エネ庁は、18 年に第 5 次エネルギー基本計画を策定した際には、「2030 年度 20～22%」の実現のためには、30 基の原子炉が 80%の稼働率で動くことが必要だとしていた。つまり、いつのまにか原子力比率の分子は、30 基相当分から 27 基相当分へ、1 割ほど削減されたことになる。

分子の積み上げに窮したエネ庁は、帳尻合わせのために、分母を削減するという「奥の手」を繰り出した。2030 年度の年間総発電電力量を第 5 次エネルギー基本計画の 1 兆 650 億 kWh から第 6 次エネルギー基本計画の 9340 億 kWh へ、12%減らすという策を弄したのである。

分母を 1 割強削減した結果、分子の積み上げがうまくゆかなくとも、比率は何とかつじつまが合うことになっ

た。「2030 年度再エネ 36～38%」を掲げることもできたし、分子が 1 割減ったにもかかわらず分母も 1 割強縮小したため、「原子力 20～22%」を維持することも可能になった。

ただし、ここで、想起すべき事実がある。それは、2020 年 12 月 21 日の基本政策分科会でエネ庁が 2050 年度の電源構成見通しについて再エネ 50～60%、水素・アンモニア火力 10%、CCUS（二酸化炭素回収・貯留、有効利用）付き火力プラス原子力 30～40%という参考値を提示した際、2050 年度の総発電電力量を 1 兆 3000 億 kWh～1 兆 5000 億 kWh とし、現状より 3～5 割増えるの見込んだことである。これを受けて、2021 年 5 月 13 日の基本政策分科会でこの参考値にもとづくモデル分析の結果を発表した地球環境産業技術研究機構（RITE: Research Institute of Innovative Technology for the Earth）は、2050 年度の総発電量が 1 兆 3500 億 kWh になるとの見通しを示した。つまり、エネ庁は、電化の進展によって 2050 年度には総発電電力量が現状より 3～5 割増加するという認識をもちながら、そこまでの中間点である 2030 年度については総発電電力量が 1 割強減少するという、矛盾に満ちた未来図を描いたことになる。この矛盾が、2030 年度の電源ミックス策定時の「分母減らし」という、無理な帳尻合わせによってもたらされたことは、言うまでもない。

エネ庁は、無理な「分母減らし」である総発電電力量削減を合理化するために、「省エネの深掘り」という理屈を持ち出した。確かに、2021 年 8 月 4 日の基本政策分科会で配布された参考資料によれば、深掘りの結果、多くの産業で 2030 年へ向けての省エネ量の見通しは増えた。しかし、最大の二酸化炭素排出産業である鉄鋼業については、深掘りしたにもかかわらず、省エネ量見通しが 280 万 kL から 174 万 kL（原油換算値）へ大幅に縮小した。これは、2030 年度の粗鋼生産量見通しを従来の電源構成見通し策定時（2015 年）の 1 億 2000 万トンから 9000 万トンへ、25%も引き下げたからである。同様のケースは、2030 年度の生産量見通しを 2700 万トンから 2200 万トンへ 19%縮小した紙・板紙製造業についても、観察される。つまり、今回の帳尻合わせのための総発電電力量削減のプロセスでエネ庁は、「省エネの深掘り」を超えて、「産業縮小シナリオ」に踏み込んだことになる。

このことのもつ意味は重大である。もちろん、2030 年度のエチレン生産量見通しのように、従来の電源構成見通し策定時の水準（570 万トン）を維持したケースもあるから、今のところ、エネ庁による「産業縮小シナリオ」への踏み込みは部分的なものにとどまっている。しかし、第 6 次エネルギー基本計画素案に盛り込まれた 2030 年度の電源ミックスが、産業縮小のきっかけとなる危険性は十分に存在する。今後、「産業縮小シナリオ」が広がっていくことがないよう、われわれは監視の眼を強めなければならない。

それにしても、つくづく思うのは、第 6 次エネルギー基本計画素案に 2030 年度の電源構成見通しを盛り込む必要はなかったという点である。計画経済をとる社会主義国ではない日本であえて電源ミックスを作成する理由は、電源開発は大規模投資となるため、長期にわたる電源構成見通しがないと企業が投資の意思決定をしにくいという点に求めることができる。しかし、2030 年はわずか 8 年後のことである。今さら、電源構成見通しを作ったとしても、それを見て新たな大規模電源投資を決定するような企業などあるはずがない。第 6 次エネルギー基本計画素案には、2030 年度に関して、無理して作った電源構成見通しなどではなく、洋上風力・水素・アンモニア・メタネーションなどの導入規模や価格低減目標などを数値化した新しい重要業績評価指標（KPI: Key Performance Indicator）を盛り込むべきだったのではあるまいか。

## 1－7 「46%削減目標」ではなく過去の失政が悪い

以上のように見てくると、さまざまな問題をもたらす温室効果ガスの 46%削減目標が悪いかのような印象が生じかねない。しかし、このような見方は、まったくの的外れである。46%削減目標それ自体は、パリ協定が打ち

出した「1.5℃シナリオ」と整合的であり、高く評価されてしかるべきなのである。

端的に言えば、悪いのは46%削減目標の方ではなく、原子力比率が高過ぎ、再生エネ比率が低過ぎた従来の電源構成見通しの方である。2015年に従来の電源構成見通しを策定した際に、あるいは少なくとも2018年にそれを第5次エネルギー基本計画として追認した際に、2030年度の電源構成見通しに「原子力15%、再生エネ30%」という確かな数値を盛り込んでいたとすれば、今日われわれが直面している問題の深刻度はかなり低減していたことであろう。そうしていれば、今ごろ、秋田県沖には3~4GWの洋上風力が建設されており、「2030年度再生エネ36~38%」も不可能ではなかったはずなのである。

悪いのは「46%削減目標」ではなく過去の失政だと言える。

## おわりに：「2050年カーボンニュートラル」は実現可能

気候変動問題への対応で世界に後れをとっていた日本は、「2050年カーボンニュートラル」を宣言し、「2030年度温室効果ガス46%削減(2013年度比)」を公約することによって、目標のうえでは、一応世界に追いついた。ただし、施策面では、第5次エネルギー基本計画等の過去の悪政がたたリ、2030年時点においては、まだ世界に追いつけないだろう。1997年採択の京都議定書の削減目標の未達成分を排出枠取引によりカバーする形で達成されたのと同様に、今回の46%削減目標も、国費拠出をともなう形で達成される蓋然性が高い。

しかし、われわれは、悲観ばかりしているわけにはいかない。2030年には間に合わないとしても、2050年にはまだ時間的余裕がある。将来にわたって日本が現在のように石炭を使い続けることはありえないとしても、石炭火力をアンモニア火力に置き換えていく方法や、二酸化炭素が火力発電所から大気中に放出される以前にそれを回収して再利用ないし貯蔵するCCUS(Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage)と呼ばれる方法などには、大きな期待が寄せられている。これらの施策を動員すれば、「2050年カーボンニュートラル」を達成することは、十分に可能である。われわれ日本人は今こそ、地球市民としての責務を果たさなければならない。

## 2. 再エネ主力エネルギー化に向けた施策

### 2-1 日本の再エネ大量導入に向けたパラダイムシフト：技術からのアプローチ

東京大学 瀬川浩司

#### はじめに ー 世界の脱炭素化と再エネ導入拡大の流れは止まらない

2015年のCOP21におけるパリ協定の採択は、世界が地球温暖化対策として脱炭素化へ大きく舵を切ったことを象徴する出来事となった。ただしパリ協定以降に策定された各国の目標が順調に達成されたとしても、世界の平均気温の上昇を1.5℃以内に抑えることは困難であることが指摘されており、各国の様々な利害を色濃く反映した協定自体に抵抗感を抱く人々も多いだろう。また、これから起こるかもしれない気候変動による想定被害より、既に目の前にある貧困や飢餓、経済格差拡大などを解消するほうが先で、不合理な政策により自国の首を絞めて国際的地位の低下につながるようなことはすべきでなく、ましてや既存の産業構造を大きく変えることで企業の存続を危うくするようなリスクは取りたくないという考えもわかる。これに加えて、ロシアのウクライナ侵略でより明確になった「エネルギー安全保障」とのジレンマに、各国は直面している。少しでも炭酸ガス排出を抑制できる安価な天然ガスにシフトしようとした結果、ロシアのしたたかな資源戦略に翻弄されてしまった欧州、それに対抗するために原子力発電の新增設にまで踏み込み180度方針転換をしたフランス、そうした各国を助けるために石油や天然ガスの増産に踏み切った米国、その流れで化石資源の増産を迫られている中東諸国など、エネルギーをめぐる世界の状況はまさに混迷を深めていると言えよう。

しかしながら、そのような状況とは無関係に、世界の多くの科学者は「もはや地球温暖化対策に時間的な余裕はない」と警告する。米国で甚大な被害をもたらした冬季の巨大竜巻や夏季の森林火災を例示するまでもなく、欧州、オーストラリア、東南アジア、中国、日本など世界各地でさまざまな気象災害が頻発しており、少なくとも国連を中心とする国際社会では科学者が指摘する危機感は共有されている。産業分野でも環境に配慮するESG投資が当然であり、新規石炭火力発電への新規投資などもっての外で、2022年2月時点で世界の大手の金融機関やIT企業など350社以上がイニシアチブRE100(企業活動に必要なエネルギーの100%を再生可能エネルギーで調達することを目指す企業連合)に加盟するとともに事業運営全体の脱炭素化を達成できない企業は世界のサプライチェーンから排除されるという、従来では想定できなかった事態になりつつある。

一方で再生可能エネルギー導入では世界をリードしてきたドイツの現状はどうなっているかというと、2020年まで拡大を続け5割に達したドイツの再生可能エネルギー電力比率が、2021年は天候の関係で45%まで5ポイントも下がっている。そうすると、必ず登場するのが「だから再生可能エネルギーは頼りにならない」という意見である。しかしこれは完全に間違った話である。再生可能エネルギーは、100%国産エネルギーであり、最も低コストになり得るエネルギーであり、エネルギー安全保障に貢献するエネルギーなのである。もっと増やさなければならない。例えば、今回のロシアの暴走は、再生可能エネルギーの導入拡大がもっと進んだ世界であればおこらなかったかもしれない。ロシアの天然ガスが無用の長物になっていけば、世界のエネルギーは今ほどの危機的状況にはならなかったのだ。これは自国資源の乏しい日本にとってより重要である。日本のエネルギー安全保障のためにも、国内自給が可能な再生可能エネルギーの導入拡大はもっと急がねばならない。

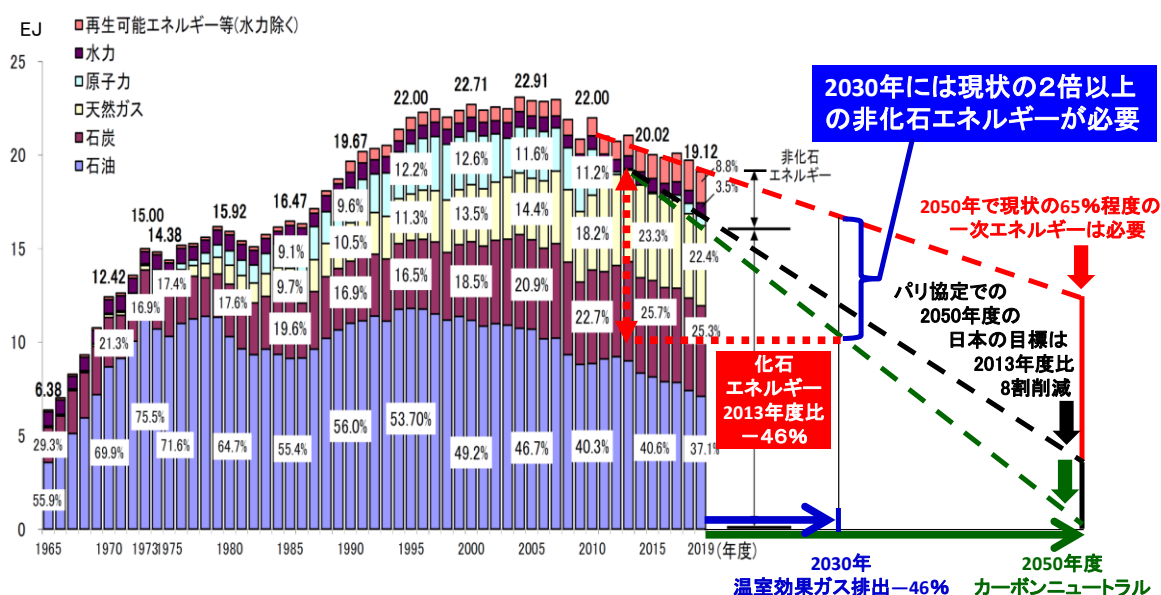
EUは、2021年7月に「国境炭素税(国境炭素調整措置)」の概要を発表し5年後の本格導入と世界標準化を目指す一方、持続可能な経済活動の分類体系である「タクソノミー」に合致する企業活動を示した「グリーン・リスト」を作成し2022年1月から適用を開始した。このリストには、脱炭素化までの過渡的な段階では一定の条件を満たす原子力の活用や天然ガスの利用も盛り込まれたが、最終的には再生可能エネルギーの導入拡大を目指す方針は変わっていない。EUは、既にカーボンプライシングでも先行しETS(Emission Trading Scheme)を導入していたが、それにしても動きが速い。コロナ禍からの経済回復に向けた「グリーンリカバリー」や、その先の「サーキュラーエコノミー」まで見据えて先手を取る戦略が透けて見える。こうした動きに対し、日本の政府や企業は常に後手に回っており実に心許ない。世界の企業が、既存のスタイルを大きく変えなければ、その存続

すら危ぶまれる事態を認識している。これが現在起こりつつある気候変動対策を軸としたパラダイムシフトであり、日本の産業界も遅ればせながらその状況を認識し始めた。

## 2-1-1 カーボンニュートラル実現には非化石電力の拡大が必須

気候変動の主因と考えられる温室効果ガスの約9割は二酸化炭素が占めており、その排出源の殆どはエネルギー由来である。このため地球温暖化対策には、まずエネルギー分野の変革が必須であり、この点では既存技術に加え合理的に導入可能な新技術への転換が求められるが、やはり欧米がかなり先行している。日本でも2020年10月に菅義偉内閣総理大臣（当時）が「2050年カーボンニュートラル」を宣言し、2020年12月にグリーンイノベーション戦略が纏められた。2021年5月には地球温暖化対策推進法の一部改正案が成立し、2050年までのカーボンニュートラルの実現の明記、地方創生につながる再エネ導入の促進、企業の温室効果ガス排出量情報のオープンデータ化など3つの政策の柱が盛り込まれた。鍵になるのはまず科学技術、そしてそれらを活かす政策であり、それらを包含する政策パッケージが求められる。しかし、前章でも述べられたように2021年10月に閣議決定された日本の第6次エネルギー基本計画では、エネルギーミックスの目標割合があるだけで具体的戦略が描かれておらず、欧米の戦略とは比べようもない。いくら2030年に再生可能エネルギーを36～38%に増やすという目標を立てても、現状では具体的な導入支援策が示されておらず、まさに絵に描いた餅である。これが実現されなければ、第6次エネルギー基本計画は崩れ去る。本稿では、まず技術的視点から押さえておくべきポイントを述べ、次にこれを実現するための政策パッケージについて触れたい。

まず、過去半世紀ほどの日本の一次エネルギー供給の推移（図1）を振り返り2030年と2050年を展望してみよう。1960～70年代には、わが国の一次エネルギーの石油依存度は約7割で、これに石炭を加えると9割近くが化石エネルギーであった。その後、1973年と1978年の2度にわたるオイルショックを契機として「石油代替エネルギー」である原子力と天然ガスの利用拡大は進んだものの、2000年ごろまでは石油と石炭の使用量自体はさほど減っていない。一次エネルギー需要全体は2005年頃をピークに減少に転じたものの2011年東日本大震災以降の原子力発電の停止もあり、2013年には再び化石エネルギー依存が進み過去最大の二酸化炭素排出量になった。この2013年がパリ協定における日本の削減目標の起点である。この2013年を起点にして図1には化石エネルギーの2050年8割削減を黒点線、2050年10割削減を緑点線（仮想カーボンニュートラル）で加筆してある。もちろん、化石エネルギーの種別で二酸化炭素排出量は異なるし、ブルー水素を削減に加えるかどうかでも線の引き方は変わるが、大まかな目安として見てほしい。このようなとても粗い見積もりでも2030年の緑点線の削減率を見ると2013年比でぴたりとマイナス46%になり、2021年4月に日本政府が出した方針と一致する。



（出所）経済産業省資源エネルギー庁のエネルギー白書 2021 の図に著者加筆

図1 日本の一次エネルギー供給の推移（1965年～2019年）と2050年までの予測

一方、2050 年でもエネルギー消費はゼロにはできないので、現在の一次エネルギー総需要の減少傾向をそのまま直線で 2050 年まで伸ばすと赤点線（これも省エネ率の見積もりを直線で引くのは乱暴だがご容赦いただきたい）のようになり、2050 年には最低でも現在の 65%程度の一次エネルギーは必要になる。この赤点線と緑点線の差が、想定される非化石エネルギー（脱炭素エネルギー）需要ということになる。まず 2030 年に注目すると、10 年も無い短期間で CCS と組み合わせたブルー水素やそのサプライチェーン構築、FCV(Fuel Cell Vehicle)などの普及などが一斉に進む見込みは無く、2030 年時点では「脱炭素化＝現状で使える非化石電力の導入拡大」と考えざるを得ないだろう。これは「非化石電力の絶対量を増やす」ということに他ならない。ところが、第 6 次エネルギー基本計画では「比率のつじつま合わせ」のために 2030 年の電力消費を現状と比べても低く見積もっており、輸送用燃料の脱炭素化が全く進まない計画になっている。非化石電力にカウントできる一般水力発電によるエネルギー供給は 1960 年代以降全く変わっておらず、今後の増加は期待できない。また、原子力発電も仮に再稼働が進み最大 60 年までの運転延長が認められたとしても、2050 年には主要なエネルギー源にはなりえない。そうすると、非化石電力の拡大は太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギーで賄う必要が出てくる。例えば、2030 年の温室効果ガス排出マイナス 46%の達成には、非化石エネルギー全体で少なくとも現状の 2~3 倍、一般水力や原子力が増えない前提を受け入れると太陽光発電や風力発電などは現状の 3~5 倍は必要になる。これは、過去 9 年間の FIT (Feed-in Tariffs) 以上の導入促進政策を打たねばならないことを意味する。しかしその具体策は全く見えてこない。

ここで、ドイツの最新の電力政策を見てみよう。ドイツ連邦政府が発表した Climate Action Programme 2030 「Lower CO<sub>2</sub> emissions from energy generation」によれば、2030 年温室効果ガスの削減目標を日本のそれよりはるかに高い 63%削減とし、2030 年には太陽光発電 1 億 kW (100GW)、陸上風力発電 7100 万 kW (71GW)、洋上風力発電 2000 万 kW (20GW)、バイオマス発電 840 万 kW (8.4GW) を導入し、再生可能エネルギー電力の割合を 65%まで引き上げる目標を発表している。ドイツの場合、現在の最大電力需要日でも 8000 万 kW (80GW)程度なので、2030 年の再生可能エネルギー電力導入目標合計が約 2 億 kW (200GW) で現在のピーク需要の約 2.5 倍というのはかなり大きな数字で、電力需要の大きな増大を見込んでいるのがわかる。これに加え、2020 年 6 月、ドイツ連邦政府は「国家水素戦略」を採択しているが、その中で対象とする水素は「グリーン水素」すなわち再生可能エネルギー電力で作る水素であることを明示している。具体的には、2030 年までに水素電解プラントを 500 万 kW (5GW) に拡大しグリーン水素 14TWh を供給し、2040 年までにこれを 1000 万 kW (10GW) 規模まで拡大するとしている。再生可能エネルギー電力を増やすと同時にグリーン水素でエネルギー貯蔵・活用を促すという政策をパッケージで進めているのである。このように、カーボンニュートラルの実現には、再生可能エネルギー電力の導入拡大と輸送用エネルギーの電化に向けた電力消費拡大がセットで必要なのである。これは、特にドイツに限ったことではなく自明の話であり、世界でも日本でも同じ道を進まざるを得ない。

## 2-1-2 日本の電力の脱炭素化に必要な条件は何か

日本の場合、電力の脱炭素化をどのように進めるべきか考えてみよう。ここで、2020 年末の日本の再生可能エネルギー導入状況（表 1）を確認しておこう。表 1 は、2021 年 5 月に経済産業省資源エネルギー庁から発表された 2020 年末の日本の再生可能エネルギー電力のデータをもとに著者が作成した設備導入状況の纏めである。まず目を引くのが、FIT 開始以降の太陽光発電の急拡大である。FIT 開始前は、合計で約 500 万 kW であったが、現在は約 6000 万 kW と 9 年ほどで約 12 倍になっている。その内訳をみると、住宅用が約 2.4 倍であるのに対し、非住宅用の大規模設備が約 180 倍で、全体の約 8 割を占めている。日本の場合、どこの地域でも日照条件にあまり差は無く、失敗事例は極めて少なく安定した事業収益が期待できるためにファイナンスも付きやすかったという事情もある。



これに対し、風力発電は FIT 開始前の 2 倍にも到達しておらず、太陽光発電に比べると一桁小さい。これは、日本国内で年間平均風速 7 m/秒以上の風が期待できる風力発電適地が限られており、そのような適地に限って電力系統が弱い弱で接続が難しく、また環境アセスメントなどの手続きや工期などの問題でリードタイムが長くかかることが原因になっている。このため、風力発電の導入拡大には着床式の洋上風力に期待が集まっている。その他の再生可能エネルギーの中では、中小水力発電の導入量は風力発電のそれに比べても五分の一程度にとどまり、地熱発電ではさらに厳しく合計導入量で 10 万 kW にも届かず、全体から見ればほぼ誤差範囲である。地熱発電も、計画から発電開始までの期間が長く、認可にかかる手続きも大変で、ファイナンスも付きにくく、よくメディアで取り上げられている「日本は地熱大国」といった話とはかけ離れている。2030 年までにこのような状況が改善する可能性は殆どなく、きちんと現実を見た上でのエネルギー戦略が必要になる。一方、最近急拡大を始めたのがバイオマス発電である。バイオマス発電はほぼ既存技術で対応でき、リードタイムも短いため、その設備容量は既に風力発電に迫っている。しかしながら、燃料の調達については海外からの安い木材チップが使われるなど、本当に脱炭素化に繋がるかどうかといった問題もあり、慎重な対応が求められる。

表 1 日本の再生可能エネルギー電力設備導入状況（単位万 kW、2020 年末一般水力を除く）

分類	20 年末の 導入量 制度前後計	12 年 6 月迄 の導入量 買取制度前	12 年 7 月以 降の導入量 買取制度後	20 年末の 未稼働設備	買取制度認 定設備容量	20 年末の 認定設備の 稼働割合	認定済設備 100 % 稼働 時の導入量
分類記号	A+B	A	B	C	B+C	B/B+C	A+B+C
太陽光発電合計	5,984	499	5,485	1,982	7,467	73.5%	7,966
* 住宅用太陽光発電	1,218	472	746	34	780	95.6%	1,252
* 非住宅用太陽光発電	4,766	27	4,739	1,948	6,687	70.9%	6,714
風力発電	448	252	196	788	984	19.9%	1,236
中小水力発電	90	23	67	75	142	47.2%	165
地熱発電	9.2	0.1	9.1	3.3	12.4	73.4%	12.5
バイオマス発電	403	142	261	539	800	32.6%	942
合計	6,934	916	6,018	3,387	9,405	64.0%	10,321

\* 「住宅用太陽光発電」は 10 kW 未満、「非住宅用太陽光発電」は 10 kW 以上として整理

以上の点を考慮すると、2030 年時点で再生可能エネルギーの導入拡大を進めるには、太陽光発電の導入拡大が最も現実的であろう。太陽光発電協会（JPEA: Japan Photovoltaic Energy Association）は、現状の国内設置太陽光発電 6000 万 kW に対し、2030 年に 1 億 2500 万 kW の導入目標を示している。この目標は、住宅用太陽光発電が 3100 万 kW（現状の約 2.5 倍）、非住宅用太陽光発電が 9400 万 kW（現状の約 2 倍）である。これら以外の太陽光発電、例えば耕作放棄地の活用や農地を利用するソーラーシェアリング、都市部の ZEB（net Zero Energy Building）や ZEH（net Zero Energy House）なども積み上げていく必要がある。日本では 2020 年から従来の FIT に変わりフィードインプレミアム（FIP）がスタートし太陽光発電投資に対してはブレーキがかかってしまったが、こうした問題を打開し産業部門の再生可能エネルギー需要をカバーするだけの太陽光発電の導入拡大を行うには、企業の内部留保を活用しやすくする大胆な税控除やオンサイト・オフサイト PPA（Power Purchase Agreement）に対する支援、自治体による遊休地提供などを組み合わせた政策パッケージが必要になるだろう。

ちなみに電力の脱炭素化は、再生可能エネルギーの導入拡大以外にも、「火力発電に CCS を導入する」、「原子力発電の利用拡大（新增設含む）」なども考えられる。しかしながら 2030 年までに火力発電に CCS を導入する

ということは可能であろうか。これには、CCS を行うための適地確保・環境アセスメント・経済的合理性など、いずれも高いハードルがあり、2030 年までの本格実用化は不可能である。仮に、ある程度の実証事業が進んだとしても、二酸化炭素排出量削減に対する貢献は微々たるものと言わざるを得ない。これまで日本政府が各国に売り込んできた「高効率石炭火力」も実際には最高出力で運転している時のみ効率が非常に高いだけであって、出力調整には不向きで効率も悪くなることが判っており、「脱炭素化」のキーワードの下では受け入れがたい技術である。日本だけで盛り上がりを見せるこのような技術は、欧米では「石炭火力の延命」と見做されており期待が高まらないのは当然のことであろう。

次に第3の選択肢である原子力発電の利用拡大はどうか。これは、この後の章でも触れられるが、現在の政策を続ける限りは2030年にも、その先の2050年にも日本の電力のボリュームゾーンを担うことはないであろう。最近話題を集めるSMR (Small Modular Reactor) は、あたかも新技術の様に宣伝されているが、実は1950年代からある古い技術であって既存の大規模原子力発電よりあまりメリットが無く経済性にも劣るため導入が進んでこなかったことを忘れてはならない。最近では日本の資金を充てにして海外からの共同開発の案件が来ているようだが、日本の独自開発でもない限りとても合理的な選択には見えない。もちろんこれらの技術開発をすすめることは、選択肢を増やすという意味で否定はしないが、どの時点で実現可能なのか（時間軸）、どのぐらいの供給量を担えるのか（定量軸）、の2点を客観的かつ冷静に見極めて施策に反映させる必要がある。

以上の脱炭素電源の構成を考えることは、戦略的な系統整備を考える上でとても重要である。ともすると、系統に流せる再生可能エネルギーには上限があるかのような間違った議論を聞くこともあるが、系統安定化に向けた電源構成を考える上では発電と電力消費の同時同量さえ達成すれば良いのであり、それに向けた最小限の系統整備で余計な負担を削減することができる。例えば、北海道の再エネは北本連携や東北電力を経由するのではなく直接海底直流送電で調整力が豊富にある東京電力に繋いだ方が低コストである。VPP (Virtual Power Plant) の利用も脱炭素電源の構成を先に決めた方が単純化できる。慣性力不足の問題も、PCS (Power Conditioning System) の高性能化で解決できる見通しもある。変電所に設置する大型蓄電池もこれから低コスト化が進むだろう。系統制御に関する技術は割と短期間に進歩するものと考えられる。

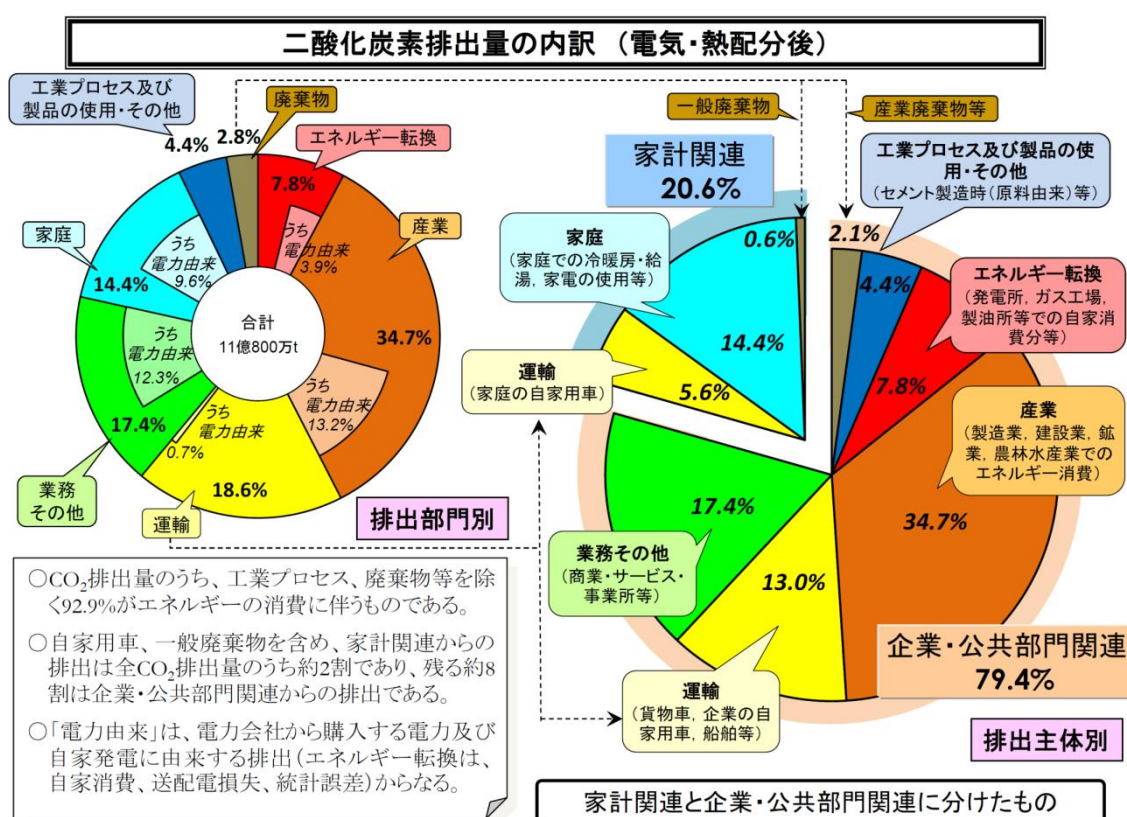
### 2-1-3 セクター別アプローチではなく「セクターカップリング」が役に立つ

ここで、環境省から発表されているわが国の二酸化炭素排出量の内訳（図2）を見てみよう。左の排出部門別の二酸化炭素排出量の円グラフには、電力由来の二酸化炭素排出を内数%で記載してある。電力部門の脱炭素化も一筋縄ではいかないことを既に述べたが、それでもその他の部門に比べれば技術的なハードルは低く、政策的な後押しさえあればなんとか可能である。一方、電力を除いた場合の最大のボリュームゾーンである産業部門の二酸化炭素排出（約21%）の削減は容易ではない。特に、鉄鋼業やセメント業のように生産を減らす以外に10年やそこらでは二酸化炭素排出の削減ができない業種があることにも注意が必要である。次のボリュームゾーンは、運輸部門の二酸化炭素排出（約18%）である。運輸部門については、小型自動車のEV化、大型輸送車両のFCV化、鉄道輸送の拡大等により脱炭素化を進めることができれば、産業部門に比べればハードルは低いと考えられる。このことは、日本だけでなく欧米でも同じであり、特に欧米でガソリン車廃止とEV普及策が進んでいるのは合理的であり、世界的に見ても今後10年で急速なEVシフト（ハイブリッドを除く）が起こることは間違いない。このような運輸部門の脱炭素化加速は、急な脱炭素化が困難な産業部門の技術開発に時間的余裕を与える意味でも必要な施策なのである。この点では、何のメッセージも出さない日本政府は、無責任と言わざるを得ない。このような姿勢は結果的には日本の産業部門と運輸部門の双方にダメージを与えることになる。既に、日本の大手自動車メーカー自体はEV化は避けられないと見て実質的な活動をスタートしている。一方、トラックなど大型車両での利用拡大が見込まれるFCVについては、燃料の水素の供給が問題となる。一般には「ブルー水素から入ってグリーン水素がゴール」というような意見もあるが、サプライチェーン構築の観点では両者は相いれず、おそらくブルー水素への投資は無駄になるであろう。このため、ドイツは最初からグリーン水素である。グリーン水素も元は再生可能エネルギー電力から作らざるを得ないので、結局電力需要の増大に行きつく。



やはり今後も主役は電力で、水素の利用が進むとすれば電力を軸にした中で水素をどのようにうまく組み合わせて行くかということになる。例えば電力と組み合わせた「水素 FIT」のような新施策も必要になるだろう。大事な視点は、「電力 or 水素」ではなく「電力と水素のセクターカップリング」である。

図2の右の円グラフは、運輸部門の二酸化炭素排出量を家計関連と企業・公共部門関連に割り振ったものだが、前者が約2割で後者が約8割を占めている。やはりボリュームゾーンは企業・公共部門関連なので、2030年マイナス46%はこの領域の構造転換をあと10年にも満たない期間でどのように進めるのか、真剣に考える必要がある。コロナ禍で始まった在宅勤務やオンライン業務の推進は脱炭素化にも有効であるし、エネルギー消費構造の転換によるエネルギー転換部門の脱炭素化、ZEBやZEHの推進による業務部門や家庭部門の脱炭素化など、セクターを超えたアプローチが必要になる。このようなセクターカップリングには、Society 5.0が描く日本の未来図(図3)が参考になる。これを見ると、気象情報、発電所の稼働状況、EVの充放電、各家庭での使用状況といった様々な情報を含むビッグデータをAIで解析することにより、「的確な需要予測や気象予測を踏まえた多様なエネルギーによって安定的にエネルギーを供給すること」「水素製造や電気自動車(EV)等を活用したエネルギーの地産地消、地域間で融通すること」「供給予測による使用の最適提案などによる各家庭での省エネを図ること」などが想定されている。これらはまさにセクターカップリングのための技術と言い換えても良い。このような取り組みをいかに各地域に取り込むのが、脱炭素化の鍵になるだろう。



出典：環境省ホームページより

図2 二酸化炭素排出量の内訳 (2019年度)



図3 Society 5.0 新たな価値の事例（エネルギー）

#### 2-1-4 日本に必要な科学技術を活かす政策パッケージ

日本の研究者は、これまでカーボンニュートラルに欠かせない様々な科学と技術を生み出してきた。真鍋博士は、大気と海洋を結合した物質循環モデルを提唱し、二酸化炭素濃度の上昇が地球温暖化に影響するという予測を世界に先駆けて発表し警鐘を鳴らした。吉野博士のリチウムイオン電池は、EV はもとより再生可能エネルギーの普及拡大や省エネに繋がる次世代通信、電気自動車や各種の電動モビリティには欠かせないものとなっている。赤崎博士らの青色 LED は、世界の省エネルギーに貢献している。さまざまな太陽光発電技術も水素技術もこれまで日本の技術者がけん引してきた。もしこのような日本発の研究が無ければカーボンニュートラルなど全く成り立たないし、日本の貢献は本来ならば世界的にももっとリスペクトされるべきであろう。それにもかかわらず日本が国際舞台で毎年のように「化石賞」を携えて帰ってくる姿や、日本が脱炭素化の足を引っ張っているかのような報道は、日本の科学者の一人として耐え難い屈辱である。カーボンニュートラルに貢献する日本の科学と技術は、他にも数多くあるし、今後もそのような研究が数々生み出されることだろう。良い意味でのこれからの地球の進化は、気付けば日本の研究者の貢献で成されているのかもしれない。このような研究には、何年たっても変わらない普遍的価値がある。日本に欠けているのは、このような研究を活かす産業とそれらを包含する戦略的な政策パッケージである。この政策パッケージの成否が、日本の将来を決定付けるのではないか。

#### 参考文献

- ・「我が国の再生可能エネルギー利用拡大に向けてー日本学術会議エネルギー供給問題検討分科会平成 26 年 9 月 26 日中間報告書より」太田 健一郎, 瀬川 浩司, 学術の動向, 2016 年 21 巻 4 号 p.10-21.
- ・「カーボンニュートラルと地域のエネルギー戦略」瀬川浩司, 日本の先進技術と地域の未来, 松原宏, 地下誠二 編, 第 II 部「未来技術と地域」第 6 章, 2022 年.

## 2-2 再エネと需給調整

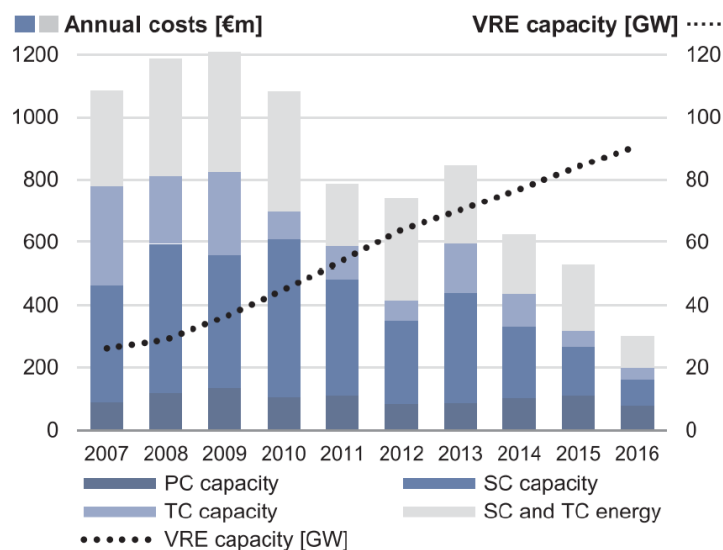
東京財団政策研究所 博士研究員/政策研究ポスト・ドクトラル・フェロー  
杉本康太

### 2-2-1 再エネと需給調整費用

太陽光発電や風力発電などの自然変動性再エネが増加すると、再エネの出力変動や出力の予測誤差に備える必要性が増すため、需給調整費用の増加が懸念されている。需給調整費用は、調整力を所有または制御する事業者から一般送配電事業者があらかじめ調達する容量の確保費用と、その調整力を発動した場合に調整力提供事業者に対して支払うエネルギーの費用の和からなる。シミュレーションを用いた欧米の先行研究は、他の条件を一定とすれば、再エネの導入量が増えれば調整力の必要量は増加することを示している。例えば過去の研究をレビューした Brouwer et al.(2014)は、風力発電の設備容量が電力需要量の 30%まで増加した場合、数秒単位での速い応答が求められる 1 次調整力は、増加した風力の設備容量の 0.3~1%程度が追加的に必要になる一方で、数分~数時間で応答が求められる 2 次・3 次調整力は、風力発電の設備容量が電力需要量の 20%まで増加すると、増加した風力の設備容量の 6~11%程度が必要になるという。

しかし日本より先に再エネが増加した欧州では、需給調整費用が減少している。ドイツでは 2007 年から 2016 年の間に再エネの発電容量は 30GW から 90GW に 3 倍に増加したにもかかわらず、Joos and Staffell (2018)によれば、この期間に需給調整費用は、容量調達費用および発動エネルギー費用が両方とも減少している（図 1 棒グラフの青色部分と灰色部分を参照）。Brouwer et al.(2014)によれば、ドイツだけではなく、風力発電が急速に増加している西デンマーク、スペイン、ポルトガルでも、必要な調整力のサイズは増えていない。これは各国の政策立案者や事業者が、再エネの導入をただ傍観しているわけではなく、様々な取り組みを進めているからだと考えられる。以下ではその要因について解説したい。

図 1 ドイツの需給調整費用の推移（2007 年～2016 年）



出典 Joos and Staffell (2018)

## 2-2-2 需給調整費用の減らし方①：エネルギーの発動費用

調整力のエネルギー発動費用はどうすれば減らせるのか。ドイツの2次調整力(Frequency Restoration Reserve)の発電電力量は、2011年には73億kWhだったが、2017年には25億kWhにまで減少した。Koch and Hirth (2019)によれば、この減少分のうち4割が国際的な「インバランスネッティング」によるものと推計されている。インバランスネッティングとは、送電会社同士がお互いの管轄エリアの余剰インバランスと不足インバランスを連系線を用いて相殺することで、調整力の発動を回避することである(Ocker and Ehrhart 2017)。はじめは2010年ごろにドイツ国内の4つの送電系統運用者(TSO: Transmission System Operator)で開始し、その後、欧州11か国のTSOが参加している。インバランスネッティングはエリア間が連系線を介して接続されていれば可能であり、日本でも3次調整力のインバランスネッティングは2021年3月17日17時から、沖縄を除く9エリアで既に行われている。

これは非常に大きな需給調整の方法の転換であった。これまで日本では、平時はエリアごとに調整力を自給自足することが基本方針だったからだ。それぞれの一般送配電事業者は、エリア単位で生じる余剰・不足インバランスを、それぞれのエリア内で調達した上げ・下げ調整力を発動することで、需給一致を達成していた。それでも調整力(運転予備力)が当日の最大電力の3%を下回ったとき、または予想されるときにのみ、一般送配電事業者はOCCTO(Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN)に「指示」を要請し、OCCTOは他エリアの一般送配電事業者に対して調整力の提供を要請し、必要量を連系線を通じて融通し合っていた。

日本は「広域需給調整」という取り組みの中で、3次調整力のインバランスネッティングと、調整力の広域(メリットオーダー)運用が実施されている(送配電網協議会2021)。調整力の広域運用とは、調整力を全国で安い順に発動することだ。つまり、エリアAの不足インバランスを解消するために、平時から近隣エリアBの上げ調整力が発動されることがあるということである。これまでのようにエリア単位のインバランスではなく、(連系線に空きがあれば)9エリアで余剰インバランスと不足インバランスを相殺した後の純インバランスに対して、広域で調整力が発動されることになる。その結果、3次調整力の発動頻度を低下させ、需給調整費用のうちエネルギー分の費用の削減効果が期待できる。送配電網運用委員会(2020)は、中部電力、北陸電力、関西電力の3社で広域需給調整を実施することで、調整力の発動費用が1日あたり平均で1300万円程度低下することを確認している。

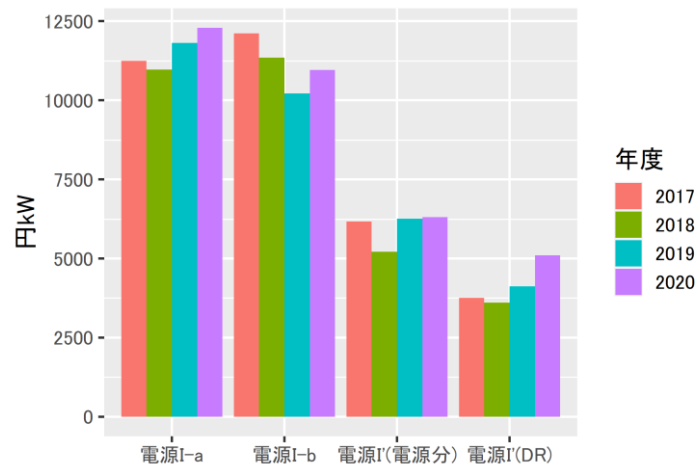
インバランスネッティングは一般送配電事業者同士の取り組みであるが、インバランスを生む発電事業者および小売事業者が、実需給の1時間前に確定させる計画値と最終的な実績値の乖離を減らすインセンティブを持つことも重要である。そのためには、一般送配電事業者がインバランスを解消するために発動した調整力の費用について事後的に精算する際に用いる、インバランス料金の制度設計が重要である。発電・小売バランシンググループ(BG)が発生させた不足(余剰)インバランスに対して支払う(支払われる)インバランス料金単価が十分高ければ(低ければ)、BGは、実績値を事前に正確に予測し、計画値通りに実際に発電・消費し、当日市場で過不足分を取引し、調整力へ投資し、デマンドレスポンスを実装するなどインセンティブも生まれるからだ(Hirth and Ziegenhagen 2015)。BGの計画値と実績値の乖離が減少すれば、それだけ実需給時に一般送配電事業者が対応するインバランスの量も減少する。日本ではインバランス料金制度の改革が進んでおり、2022年度からはエリアごと・コマごとの需給状況と発動した調整力の限界的な費用を反映した新しいインバランス料金制度が開始する予定である(詳しくは電力・ガス取引監視等委員会2019の中間とりまとめを参照)。



### 2-2-3 需給調整費用の減らし方②：容量の調達費用

次に、調整力の容量の確保費用はどう減らすかについて考えたい。日本では 2017 年度から「調整力公募」という制度の下で、調整力が調達されている。現状の制度の特徴は、年に 1 回公募が開催されている点、エリアごとに調整力を公募している点だ。LNG・石油火力発電や水力・揚水発電所という伝統的な調整力を所有しているのは大半が旧一般電気事業者（旧一電）であるため、旧一電が調整力のほとんどを供給している。図 2 の年度間の平均落札価格をみると、いずれの調整力の商品も落札価格は低下しておらず、若干増加していることがわかる。これは旧一電以外の参加者が少なく、競争が限定的であることを示唆している。

図 2 調整力公募における平均落札価格



出典：電力・ガス取引監視等委員会 2018, 2019

この点で、欧州の取り組みから学べることがある。第一に、大陸欧州の Frequency Control Reserve Cooperation project では、最も反応が速い調整力（Frequency Control Reserve）を、国ごとに調達するのではなく、国際的に共同で調達していることだ。大陸欧州の 8 国の TSO は、国境を越えて共通の市場で、オークションによって安い順に調達している。こうすることで、安価な調整力の確保が可能になる。第二に、欧州では、入札の頻度と容量調達期間の細分化を進めている。Frequency Control Reserve の調達のためのオークションは、2018 年には毎週火曜の午後に開催され、翌週分の調整力を調達していたが、2019 年 7 月 1 日からは 2 日前の 15 時に後ろ倒しにして開催され、翌日分の調整力だけを調達するようになった。そして 2020 年 7 月 1 日からは、前日の 8 時に開催され、翌日 24 時間を 6 つの商品ブロックに分けて、調整力は 4 時間ずつ調達されるようになった。このように開催期間を後ろ倒しにし、容量の調達期間を短くすることで、火力発電のような伝統的な調整力に加え、様々な新しい調整力（再エネ、デマンドレスポンス、蓄電池、電気自動車や、それらを束ねて仮想的な発電所として柔軟に運用できるアグリゲーター）も入札しやすくすることを意図している (Hu et al. 2018)。

日本は調整力公募を徐々に需給調整市場に置き換えていく計画であり、需給調整市場は、電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）を中心に、欧州と同じ方向を目指した制度設計が行われている。エリアを超えた広域調達と広域運用は、3 次調整力から段階的に行われる（広域機関 2019）。3 次調整力②は既に 2021 年 4 月 1 日から、毎日前日 12 時から 14 時の間に入札が行われ、15 時までに約定が行われている。翌日 24 時間を 8 つに分けた、3 時間ずつの商品ブロックが用意されている。市場の運用開始から半年後、更に入札者を増やすための商品ブロック細分化などのルール見直しの検討が行われている（広域機関 2021）。1 次、2 次、3 次調整力①は、これまでの年に 1 回の調達から、毎週の調達に変わる予定である。

## 2-2-4 ここまでのまとめ

以上から、変動性再エネの導入に伴い、需給調整の費用増加が懸念されるが、削減は可能であることを論じた。削減に有効なのは、広域での調整力の調達・運用や、入札頻度や調達期間を細分化し、新しい調整力を持った事業者が需給調整市場に参入しやすくすることだと考えられる。日本は広域機関を中心に欧米の取り組みに学びながら急速に制度設計を進めているため、今後再エネが増加しても需給調整費用は減少できるのではないかと予想できる。インバランスネットティングを3次調整力だけではなく、今後2次調整力にも適用し、調整力の入札頻度を週間単位から更に短くすれば、さらなる費用減少も期待できる。ただし需給調整費用の観点で調整力を眺めると、できるだけ少ない方が望ましいという発想になるが、事業者が今後も調整力への投資を行うインセンティブを持つためには、電源の持つ価値に対して漏れなく対価を払う電力市場を設計する必要がある。供給力という価値の観点から、以下では容量メカニズムについて議論する。

## 2-2-5 再エネ大量導入時の容量メカニズムの必要性

容量メカニズムがなぜ必要か。容量メカニズムがなければ、発電事業者は前日市場・当日市場、需給調整市場などの電力市場からの収入だけでは発電所、特にガス火力発電などの調整力としての役割を持つものの設備投資費用を回収できず、短中期的に供給力が不足する可能性があるからである。これはミッシングマネー問題と呼ばれる。日本でミッシングマネー問題が実際に発生している、または今後発生すると考えられることを示す事実は2つある。第一に、1回目の容量市場の入札後に電力・ガス取引監視等委員会（2020）が、約定価格を決定した電源の費用に関する情報を事業者から提出させたところ、応札価格 14137 円/kW を提示した電源の維持管理費用の平均値は、年間でkW 当たり 12262 円であるのに対し、卸売電力市場、需給調整市場、そして非化石価値取引市場からの収入を合計しても、年間でkW 当たり 424 円の収益しか得られていないということがわかった。第二に、永井・岡田（2017）は、2030 年の火力発電の収支を推計した結果、新設の石炭火力発電と新設・既設のLNGコンバインドサイクル火力発電は、需給調整市場を除く卸売電力市場からの収入だけでは固定費を含む発電費用を回収できないことを示した。

容量メカニズムを導入することなく、発電事業者が少なくとも設備投資分の費用を回収するためには、前日市場や当日市場で需給ひっ迫を反映した非常に高い価格がつく必要があるが、日本は少なくとも2つの点でこれが妨げられている。1つは、広域機関が行う「指示」が、当日市場の取引終了時間である実需給の1時間前より前に発せられることがあることだ。広域機関は、あるエリアで需給ひっ迫又は需給ひっ迫のおそれが認められる場合、別のエリアの電力会社に連系線を介して応援融通を指示することができるが業務規定に定められている。広域機関が年に1度公表する「電力需給及び地域間連系線に関する概況」によると、指示の多くは、当日市場の取引終了後から実需給までの間に出されているが、当日市場の取引終了時間より前に出されることもある。このとき広域機関は、当日市場の取引をストップさせてしまう。需給ひっ迫が起きる場合、本来であれば当日市場での取引価格は大きく増加し、発電事業者がミッシングマネーを回収する機会となるはずが、広域機関が当日市場の取引終了時間より前に指示を出してしまうことで、その機会が失われてしまう。需給ひっ迫時にのみ稼働するようなピーク電源は、年に数回～数十回の価格高騰でほとんどの固定費用を回収する必要があるため、このような取引機会の喪失は致命的となり得る(Joskow 2008)。

2点目に、2021年1月上旬の需給ひっ迫時に、インバランス料金に200円/kWhの暫定的な上限価格が設定されたことである。これにより小売事業者は、前日・当日市場で200円以上で電気を買うインセンティブを失った。

前日・当日市場で 200 円以上を払って計画値を一致させるよりは、不足インバランスを発生させて、インバランス料金を 200 円払った方が安く済むからである。この措置により、需給ひっ迫時にも前日・当日市場で 200 円以上の価格高騰が起こる頻度は、更に減少したと考えられる。

新規に電源投資を検討する発電事業者にとって、これらの系統運用や制度設計は市場での販売収入で費用を回収する見込みを減じる要因になり、リスク回避的な事業者は、新設電源への投資を控える可能性がある。上記 2 点は広域需給調整と 2022 年度からの新インバランス料金制度のもとで改善されていく予定だが、寡占競争で特徴づけられる現状の発電市場においては、需給ひっ迫時に市場支配力の行使による人為的な価格スパイクが発生する可能性は残る (Joskow 2008)。さらに、ミッシングマネーを回収する過程では、予備率が年ごとに変動し、適正水準以下に低下して安定供給が損なわれる可能性もある (Spees, et al. 2013)。以上から、容量メカニズムの必要性には妥当性があると考えられる。

## 2-2-6 容量メカニズムの制度設計：容量市場 VS 戦略的予備力

では、どのような容量メカニズムの設計が望ましいのか。日本がモデルにした米国の PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland) やイギリス式の容量市場以外にも、ドイツ・ベルギー・スウェーデン・フィンランドなどで行われている戦略的予備力など、世界では様々な形の容量メカニズムが導入されている。これらについて様々な研究が行われているが、どの容量メカニズムが最も優れているかについて、未だ十分なエビデンスは蓄積していない (Bublitz et al. 2019)。複数のシミュレーション研究は、容量市場の方が戦略的予備力より優れていることを示している (Bhagwat et al. 2017; Höschle et al. 2017 など)。一方で Neuhoff et al. (2016) は、戦略的予備力の方が、前日・当日市場の価格メカニズムを通じて調整力への投資インセンティブを喚起できる点、規制機関による非効率的なパラメーターの設定を回避できる可能性が高い点などから優れていると主張している。Holmberg and Tangerås (2021) は、今後電力システムに自然変動性再エネや、デマンドレスポンス・エネルギー貯蔵資源の比率が増える場合、これらの供給力（「期待容量」）を適切に評価することが難しい点や、容量の申請・認定手続きが小規模事業者にとっては負担となるため、戦略的予備力の方がより効率的になる可能性もあることを指摘している。容量メカニズムが小売市場での既存事業者と小規模の新電力との競争に与える影響については重要な問題だと考えるが、先行研究はほぼ見受けられないため、今後の分析が求められる。

いずれにせよ、容量市場をただちに戦略的予備力に置き換えることは現実的ではないと考えられる (服部 2015)。そこで当面は、現状の容量市場の諸パラメーターを、電力市場の動向や調整力の投資状況を見ながら改善していくことが重要だと考える。例えば、需要曲線の形状を決定するパラメーターのうち、指標価格となる「Net CONE (Cost of New Entry)」の額を左右する、新設電源が容量市場以外の卸売電力市場から得られる利益である「他市場収益」の額や、「目標調達量」を適宜修正することは、過大な消費者の費用負担を回避するために重要である。さらに私は、既存事業者だけではなく、新規参入者が調整力となる柔軟性資源に投資しやすくなるような容量メカニズムの設計が必要だと考える。現在の日本の容量市場は、4 年後の実需給期間の 1 年分の供給力をオークションで募集するという方法を採用している。募集する対象を数年先に設定することで、建設予定の電源も入札に参加することができるので、落札できれば収入をある程度確保した上で投資を行うことができる (Cramton and Stoft 2005)。このような工夫を重ねることで、新電力が積極的に投資を行えるようになれば、調整力と供給力が増加するだけでなく、発電市場の寡占競争が緩和される効果も期待できる。

## 参考文献

2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略（経済産業省）

<https://www.meti.go.jp/press/2020/12/20201225012/20201225012-2.pdf>

2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略（内閣官房ほか 9 府省庁）

<https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210618005/20210618005-3.pdf>

2019 年度の温室効果ガス排出量（確報値）について（環境省）

<http://www.env.go.jp/press//109480-print.html>

ドイツ連邦共和国 Climate Action Programme 2030「Lower CO<sub>2</sub> emissions from energy generation」The Press and Information Office of the Federal Government

<https://www.bundesregierung.de/breg-en/issues/climate-action/lower-co2-emissions-1795844>

Society 5.0 新たな価値の事例（エネルギー）（内閣府）

[https://www8.cao.go.jp/cstp/society5\\_0/energy.html](https://www8.cao.go.jp/cstp/society5_0/energy.html)

送配電網運用委員会(2020)「需給調整市場に係るシステム開発および取引規程等関連業務の取り組み状況」第 17 回需給調整市場検討小委員会 資料 4

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu\\_shijyo\\_17\\_04.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_17_04.pdf)

送配電網協議会（2021）「需給調整市場の運用開始について」第 22 回需給調整市場検討小委員会 資料 4

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu\\_shijyo\\_22\\_04.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_22_04.pdf)

電力・ガス取引監視等委員会（2018）「一般送配電事業者による調整力の公募調達結果等について」資料 4

[https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc\\_system/pdf/026\\_04\\_00.pdf](https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/026_04_00.pdf)

電力・ガス取引監視等委員会（2019）「一般送配電事業者による 2020 年度向け 調整力の公募調達結果等について」第 44 回 制度設計専門会合 事務局提出資料 7

[https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc\\_system/pdf/044\\_07\\_00.pdf](https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/044_07_00.pdf)

電力・ガス取引監視等委員会（2019）「2022 年度以降のインバランス料金制度について（中間とりまとめ）」

<https://www.emsc.meti.go.jp/info/public/pdf/20200410001a.pdf>

電力・ガス取引監視等委員会（2020）「容量市場に係る前回の意見を踏まえた御報告」第 43 回 制度検討作業部会 資料 3－1

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/seido\\_kento/pdf/043\\_03\\_01.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/043_03_01.pdf)

電力広域的運営推進機関（2019）「（参考資料）需給調整市場について」第 11 回 需給調整市場検討小委員会 資料 4-2-2

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu\\_shijyo\\_22\\_04.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_22_04.pdf)

電力広域的運営推進機関（2021）「三次②市場ルール見直し時期等について」第 26 回需給調整市場検討小委員会 資料 4、2021 年 11 月 2 日 需給調整市場検討小委員会 事務局

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/files/jukyu\\_shijyo\\_26\\_04.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/files/jukyu_shijyo_26_04.pdf)

永井雄宇・岡田健司（2017）「電力システム改革におけるアデカシー確保の考察」電力経済研究 No.64

服部徹(2015)「容量メカニズムの選択と導入に関する考察 ―不確実性を伴う制度設計への対応策―」電力経済研究 No.61

Bhagwat, Pradyumna C., Kaveri K. Iychettira, Jörn C. Richstein, Emile J. L. Chappin, and Laurens J. De Vries. 2017. “The Effectiveness of Capacity Markets in the Presence of a High Portfolio Share of Renewable Energy Sources.” *Utilities Policy* 48:76–91.

Brouwer, Anne Sjoerd, Machteld Van Den Broek, Ad Seebregts, and André Faaij. 2014. “Impacts of Large-Scale



- Intermittent Renewable Energy Sources on Electricity Systems, and How These Can Be Modeled.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33:443–66.
- Bublitz, Andreas, Dogan Keles, Florian Zimmermann, Christoph Fraunholz, and Wolf Fichtner. 2019. “A Survey on Electricity Market Design: Insights from Theory and Real-World Implementations of Capacity Remuneration Mechanisms.” *Energy Economics* 80:1059–78.
- Cramton, Peter, and Steven Stoft. 2005. “A Capacity Market That Makes Sense.” *Electricity Journal* 18(7):43–54.
- Hirth, Lion, and Inka Ziegenhagen. 2015. “Balancing Power and Variable Renewables: Three Links.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 50:1035–51.
- Holmberg, Pär, and Thomas Tangerås. 2021. *Strategic Reserves versus Market-Wide Capacity Mechanisms*.
- Höschle, Hanspeter, Cedric De Jonghe, Hélène Le Cadre, and Ronnie Belmans. 2017. “Electricity Markets for Energy, Flexibility and Availability — Impact of Capacity Mechanisms on the Remuneration of Generation Technologies.” *Energy Economics* 66:372–83.
- Hu, Jing, Robert Harmsen, Wina Crijns-Graus, Ernst Worrell, and Machteld van den Broek. 2018. “Identifying Barriers to Large-Scale Integration of Variable Renewable Electricity into the Electricity Market: A Literature Review of Market Design.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81:2181–95.
- Joos, Michael, and Iain Staffell. 2018. “Short-Term Integration Costs of Variable Renewable Energy: Wind Curtailment and Balancing in Britain and Germany.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 86:45–65.
- Joskow, Paul L. 2008. “Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design.” *Utilities Policy* 16(3):159–70.
- Koch, Christopher, and Lion Hirth. 2019. “Short-Term Electricity Trading for System Balancing: An Empirical Analysis of the Role of Intraday Trading in Balancing Germany’s Electricity System.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 113.
- Neuhoff, Karsten, Jochen Diekmann, Friedrich Kunz, Sophia Rüster, Wolf Peter Schill, and Sebastian Schwenen. 2016. “A Coordinated Strategic Reserve to Safeguard the European Energy Transition.” *Utilities Policy* 41:252–63.
- Ocker, Fabian, and Karl Martin Ehrhart. 2017. “The ‘German Paradox’ in the Balancing Power Markets.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67:892–98.
- Spees, Kathleen, Samuel A. Newell, and Johannes P. Pfeifenberger. 2013. “Capacity Markets - Lessons Learned from the First Decade.” *Economics of Energy and Environmental Policy* 2(2):1–26.

### 3. トータルなカーボンニュートラルの実現に向けた施策

早稲田大学創造理工学部建築科教授

田辺新一

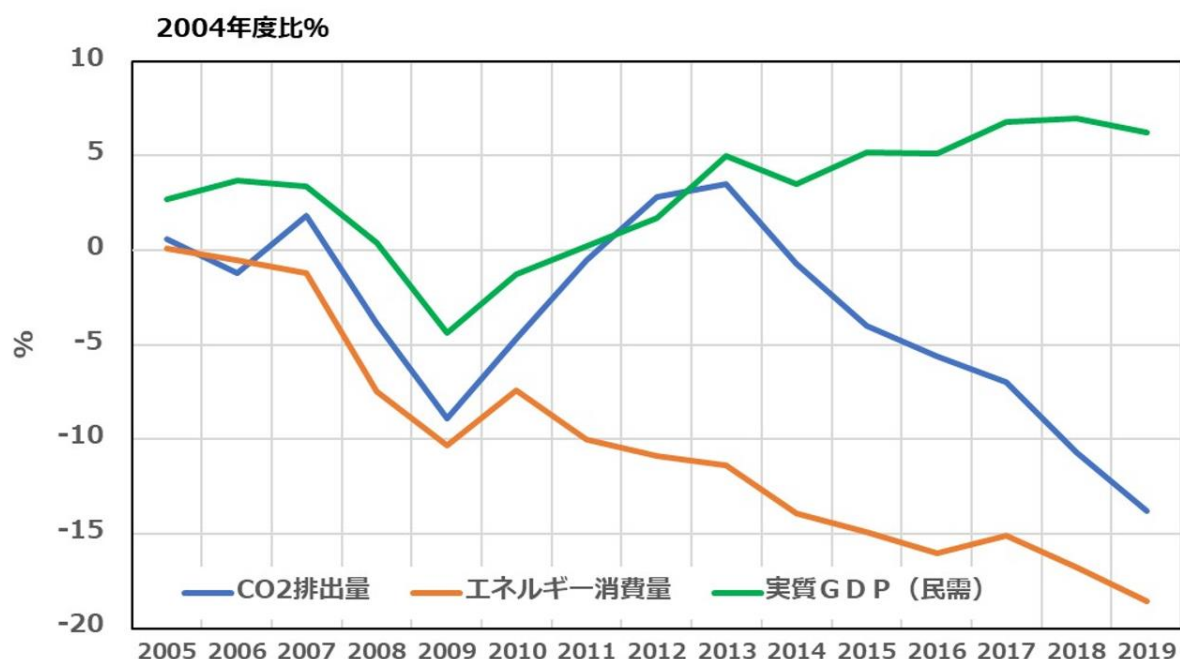
#### 3-1 カーボンニュートラルに必要とされる需要の高度化と最適化

##### 3-1-1 エネルギー需要の予測

第6次エネルギー基本計画は、2020年10月26日に菅前総理から表明された、2050年カーボンニュートラル宣言の影響を大きく受けた。また、2021年4月22日に2030年度の温室効果ガスを2013年度比46%削減することを目指すという我が国の中長期目標が発出された。この目標の達成には様々な対策を野心的に行っていく必要がある。基本政策分科会では、エネルギーの供給面が多く議論されたが、その前提となる需要見通しや省エネルギー対策も非常に重要である。本報告では、需要の側面から第6次エネルギー基本計画を考察した。なお、本項は著者の私見に基づくものであるということをお断りしておきたい。

図1は、令和3年度経済財政白書に掲載されている、エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量、エネルギー消費量、実質GDPの2005年度からの経年変化である。2008年度のリーマンショックの影響を受け、2008、2009年度の実質GDPは大きく落ち込んでいる。同時にエネルギー消費量やCO<sub>2</sub>排出量も落ち込んでいる。2010年度にはリーマンショックの影響から立ち直っており、実質GDP、エネルギー消費量、CO<sub>2</sub>排出量は上昇に転じている。経済状況とエネルギー消費量、CO<sub>2</sub>排出量は比例して推移している。ところが、2011年3月に発生した東日本大震災によりこの状況は一変する。2011年度以降も実質GDPは漸増しているが、エネルギー消費量は2010年度以降低下している。エネルギーと実質GDPのデカップリングはここから始まっている。また、東日本大震災で火力発電に頼る割合が高くなり2013年度まではCO<sub>2</sub>排出量は増加しているが、これ以降は低下している。2013年から我が国のCO<sub>2</sub>排出量と実質GDPがデカップリングしている。その理由は省エネ要因、炭素集約度要因、実質GDP要因に分けられるが、エネルギー費の高騰が原因とする説や我が国の産業構造がリーマンショック、東日本大震災により変化しているのではないかなどの様々な説明がされるが、少なくとも我が国の社会構造が変化していることは間違いがないであろう。

図1 エネルギー起源 CO2 排出量、エネルギー消費量、実質 GDP の 2005 年度からの経年変化



(出所) 令和3年度経済財政白書から著者作成

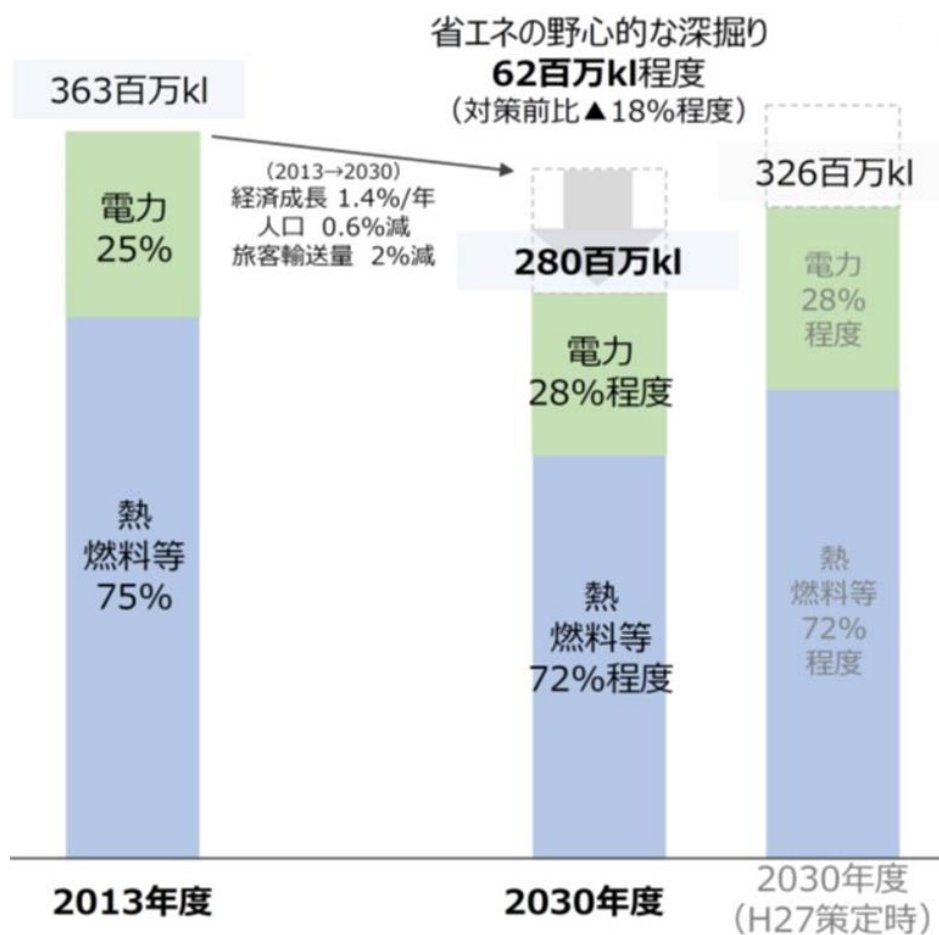
図2は第6次エネルギー基本計画におけるエネルギー需要を示したものである。2013年度は原油換算363百万kLであるが、2015年の第5次エネルギー基本計画では、2030年度には326百万kLになると予想していた(図右棒グラフ)。ここで注意して頂きたいのは、図の破線部分である。第5次エネルギー基本計画では1.7%の経済成長をするという仮定で最終エネルギー消費量は377百万kLになると予想され、そこから省エネルギーで50.3百万(5,036万)kL程度削減されて326百万kLになるという計算がされていた。すなわち、需要そのものは増加するが、そこから省エネを行うという予測がこれまでのエネルギー基本計画では行われてきた。エネルギー需要予測は、経済のマクロフレームを利用して推計される。人口、労働力人口、世帯数などから経済水準を予測して、各種経済水準に活動量1単位当たりに必要なエネルギー需要を掛けて算出されるエネルギー消費原単位を予測して、省エネ対策前の最終エネルギー消費量を予測する。

第6次エネルギー基本計画における省エネ対策前の需要予測は、経済成長を1.4%と仮定しているにもかかわらず、342百万kLと需要そのものが2013年度から21百万(2,100万)kL減少すると予測している。ここからさらに省エネルギーを62百万(6,240万)kL行い、2030年度の最終エネルギー消費量を280百万kLとしている。リーマンショック、東日本大震災で生じたエネルギーと実質GDPのデカップリングを反映した予測になっている。注意する必要があるのは、この経済のマクロフレームで我が国の産業や生活がどのようになるのか、あるいはどのようにしていくのかを産業構造の変化としてしっかり議論されていないことである。

図3は秋元らの資料を参考としてカーボンニュートラル実現の方法を示したものである。電力部分に関しては省エネルギーを行う、自動車などの電化を促進する、電力の脱炭素化を行うことで青部分の長方形の面積を小さくする。赤い非電力部分も同様である。しかしながら、この図の省エネという部分には、需要減少と省エネの両方が入っていることに注目すべきである。例えば、電力を多消費する工場が省エネ対策をすることと、工場そのものが海外移転することが同じ省エネという言葉で語られている。前述したように、カーボンニュートラル実現に関しては、我が国の産業構造がどのように変わっていくのか、変えなければならないのかを議論しておく必要がある。基本政策分科会でも指摘したが、様々な団体が提案するカーボンニュートラルへのロードマップでは、その前提となる2030年、2050年の需要予測がかなり異なる。英国のように金融を中心としたサービス産業中心

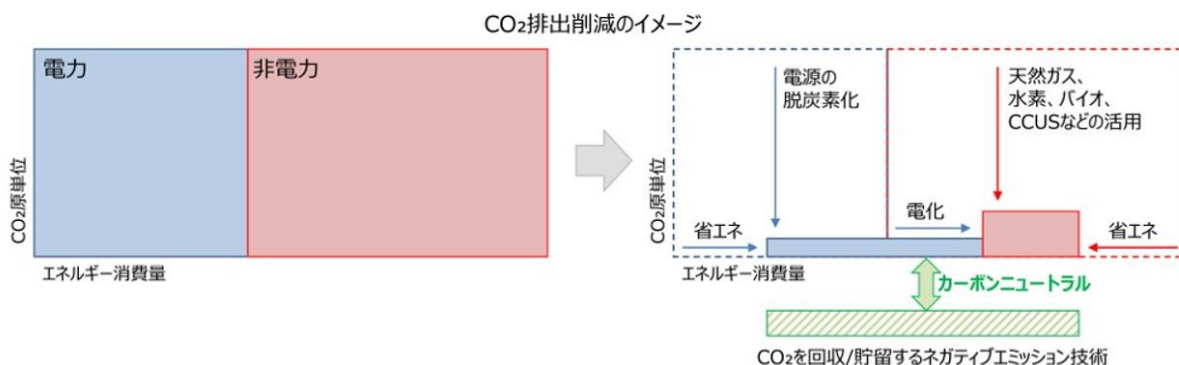
の国になるのか、ものづくりを維持して行くような国を考えるのかで需要予測が大きく異なることには注意をしておく必要がある。

図2 エネルギー需要



(出所) 第6次エネルギー基本計画

図3 カーボンニュートラル実現へのイメージ (基本政策分科会資料から改訂)



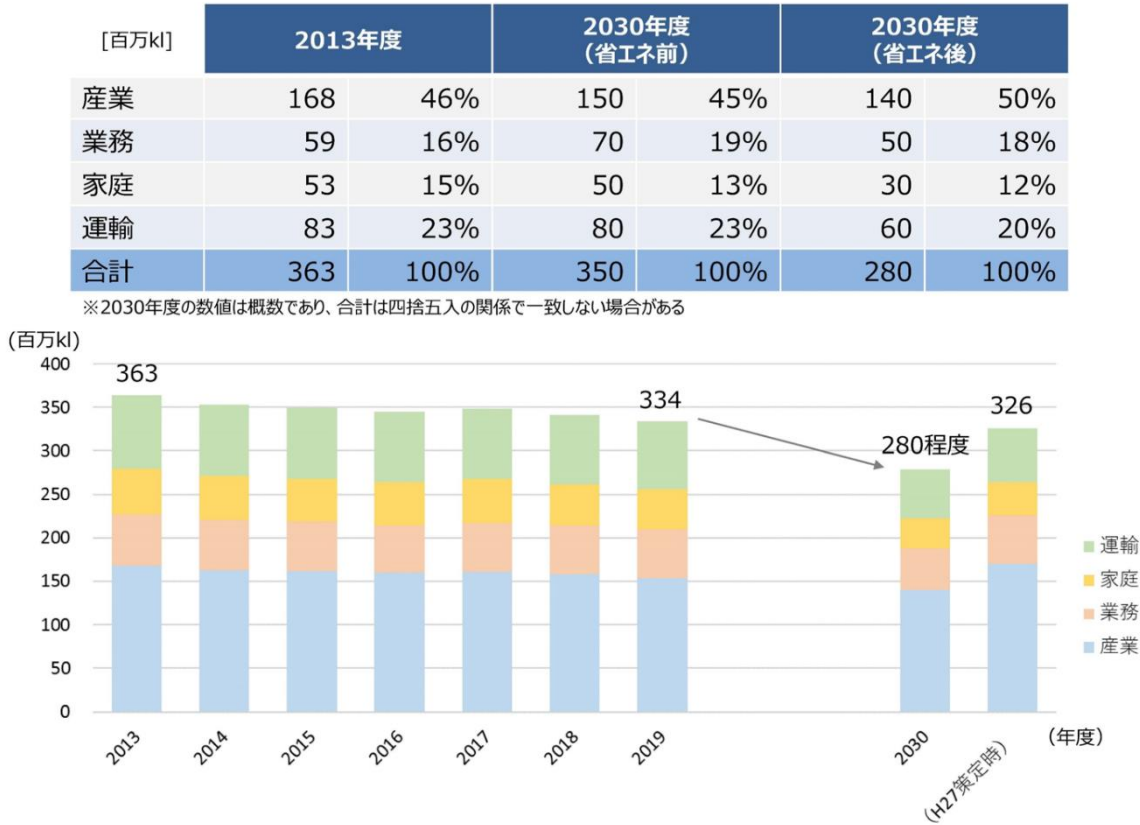
(出所) (公財) 地球環境産業技術研究機構秋元氏資料から作成

### 3-1-2 省エネルギーの深掘り

図4に示したのは、2015～2019年度の最終エネルギー消費量実績値と2030年度予測値であるが、かなり大幅な省エネと需要減少がなければ到達は厳しいであろう。今回、深掘りされた6,240万kLの省エネ量は、2013年度に業務その他部門で消費されている5,900万kLよりも大きな値である。また、家庭部門の5300万kLよりもかなり大きい。すなわち、これらの部門のエネルギー消費をなくしてしまうことに相当する省エネ量である。さらに前述したように、需要減として省エネ量とは別に2,100万kLが推定されている。

表1に第5次エネルギー基本計画の省エネ目標と今回の目標を部門別に示した。各業界の省エネ深掘りに向けたヒアリング等が行われ、省エネ対策の野心的な見直しを行い、2030年度における省エネ量を2015年策定の第5次エネルギー基本計画の5,036万kLから1,200万kL程度深掘りを行い、6,240万kL程度としている。

図4 2015年度以降の最終エネルギー消費量の実績値と2030年度予測値



(出所) 資源エネルギー庁

表1 第5次エネルギー基本計画の省エネ目標と今回の目標（数字は誤差を含む概算）

万 kL	2019 年度 （実績）	2030 年度目標 （第5次）	2030 年度目標 （第6次）	増加分
産業部門	322	1,042	1,350	308
業務その他部門	414	1,227	1,376	149
家庭部門	357	1,160	1,208	48
運輸部門	562	1,607	2,305	698
合計	1,655	5,036	6,240	1,204

図5に産業、業務その他、家庭、運輸部門の省エネ対策を示す。運輸部門の自動車の燃費改善が項目としては最も大きい。また、業務その他部門、家庭部門は産業部門と同等の省エネの深掘りを求められていることが分かる。

図5 第6次エネルギー基本計画における省エネ量



（出所）資源エネルギー庁資料から著者作成

著者の専門分野である住宅・建築分野の省エネ対策に関して述べると、大きな項目として建築分野では、建築物省エネ（新築）402.7 万 kL、建築物省エネ（改修）143.1 万 kL、業務用給湯器 51.5 万 kL、高効率照明 195.4 万 kL、冷媒管理 0.6 万 kL、トップランナー機器 342 万 kL、BEMS（Building Energy Management System）＋エネ管理 238.5 万 kL、国民運動 2.3 万 kL があげられている。また、家庭部門においては、住宅省エネ（新築）252.7 万 kL、住宅省エネ（改修）90.9 万 kL、高効率給湯器 264.9 万 kL、高効率照明 193.4 万 kL、トップランナー機器 169.5 万 kL、浄化槽 3.8 万 kL、HEMS（Home Energy Management System）＋管理 216 万 kL、国民運動 17.2 万 kL があげられている。この内、建築物省エネ（新築）402.7 万 kL、建築物省エネ（改修）143.1 万 kL、住宅省エネ（新築）252.7 万 kL、住宅省エネ（改修）90.9 万 kL の合計 889 万 kL に関して、大きな議論が行われた。

国土交通省、経済産業省、環境省が連携して、「脱炭素社会に向けた住宅・建築物の省エネ対策等のあり方検討会」が、2021 年 4 月 19 日から計 6 回開催された。8 月 23 日にとりまとめが行われ、その検討結果は第 6 次エネルギー基本計画にも収録されている。住宅・建築は産業の裾野が広いとともに、生活に直結するため国民負担を考えながら、省エネ施策を進めていく必要がある。

第 5 次エネルギー基本計画においては、非住宅建築物については、2020 年までに国を含めた新築公共建築物等で ZEB を実現することを目指すとともに、住宅については、2020 年までにハウスメーカー等が新築する注文戸建住宅の半数以上で ZEH を実現することを目指していた。しかしながら、特に住宅に関しては目標達成が難しい状況である。建築物省エネ法の強化が行われ、中規模以上の建築物・住宅について、新築時に省エネルギー基準を満たすよう、建築物には適合義務、住宅には届出義務を、小規模建築物・住宅については、建築主に対する省エネルギー基準適合状況についての説明義務を建築士に課すなど規制を強化しているが、さらに「脱炭素社会に向けた住宅・建築物の省エネ対策等のあり方検討会」における検討を踏まえて、建築物省エネ法における規制措置がさらに強化される予定である。具体的には、建築物省エネ法を改正し、省エネルギー基準適合義務の対象外である住宅及び小規模建築物の省エネルギー基準への適合を 2025 年度までに義務化するとともに、2030 年度以降新築される住宅・建築物について、ZEH・ZEB 基準の水準の省エネルギー性能を目指す。公共建築物における率先した取組を図るとして、以下のようにされており、今後の我々のくらしに与える影響も大きい。

#### ■2050 年に目指すべき住宅・建築物の姿として

（省エネ）ストック平均で ZEB・ZEH 基準の水準の省エネ性能が確保される。

（再エネ）導入が合理的な住宅・建築物における太陽光発電設備等の再生可能エネルギー導入が一般的になる。

#### ■2030 年に目指すべき住宅・建築物の姿として

（省エネ）新築される住宅・建築物については ZEH・ZEB 基準の水準の省エネ性能が確保される。

（再エネ）新築戸建住宅の 6 割において太陽光発電設備が導入される。

### 3－1－3 需要の高度化と最適化

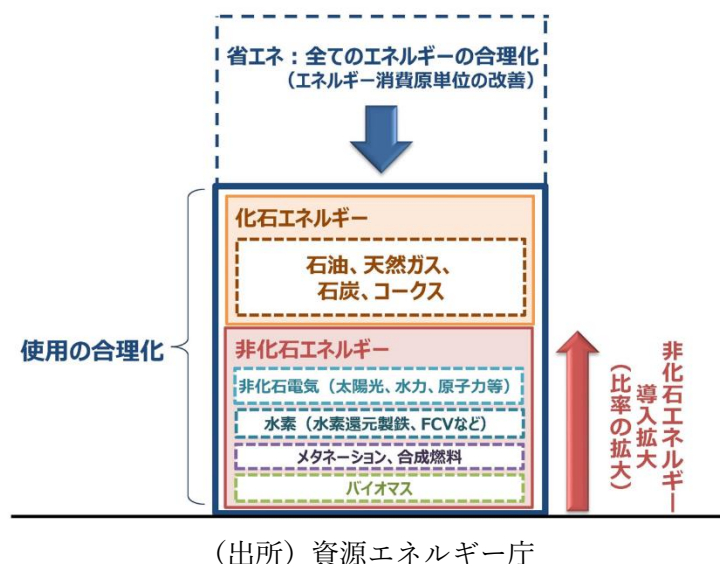
ここまで、将来需要と省エネルギーの深掘りに関して述べてきた。省エネ法は、正式名称を「エネルギー使用の合理化等に関する法律」という。石油危機を契機として 1979 年に制定された法律であり、「内外におけるエネルギーをめぐる経済的社会的環境に応じた燃料資源の有効な利用の確保に資するため、工場等、輸送、建築物及び機械器具等についてエネルギー使用の合理化に関する所要の措置、電気の需要の平準化に関する所要の措置、その他エネルギーの使用の合理化等を総合的に進めるために必要な措置を講ずることとし、もって国民経済の健



全な発展に寄与すること」を目的としている。省エネ法におけるエネルギーとは、燃料、熱、電気を対象としており、廃棄物などからの回収エネルギーや風力、太陽光などの非化石エネルギーは対象としていない。それは、石油危機が契機となってこの法律が出来たことから容易に理解できるであろう。建築物に関しては、2015 年に「建築物のエネルギー消費性能の向上に関する法律」が公布され、建築物省エネ法として独立している。

第6次エネルギー基本計画で示された電源構成では、59%は非化石エネルギーとなっている。そのため、従来の化石エネルギーだけを対象とした省エネ措置では不足する可能性がある。特に我が国では平地面積当たりの太陽光発電設置容量はすでに世界一でドイツの倍以上ある。再生可能エネルギーであるからといって無駄に使うことは許されない。今後は、全てのエネルギーの合理化が行われるべきであろう。また、カーボンニュートラル実現に向けては、需要側で非化石エネルギーの導入拡大を行ってもらい必要がある。基本政策分科会の傘下にある省エネルギー小委員会において、需要側の「省エネ」と「非化石エネルギー拡大」のイメージが図6のように示されている。非化石エネルギーである、太陽光、水力、原子力、水素、メタネーション、合成燃料、バイオマスなどの定義を明確に定めて行く必要もある。

図6 需要側の「省エネ」と「非化石エネルギー拡大」のイメージ



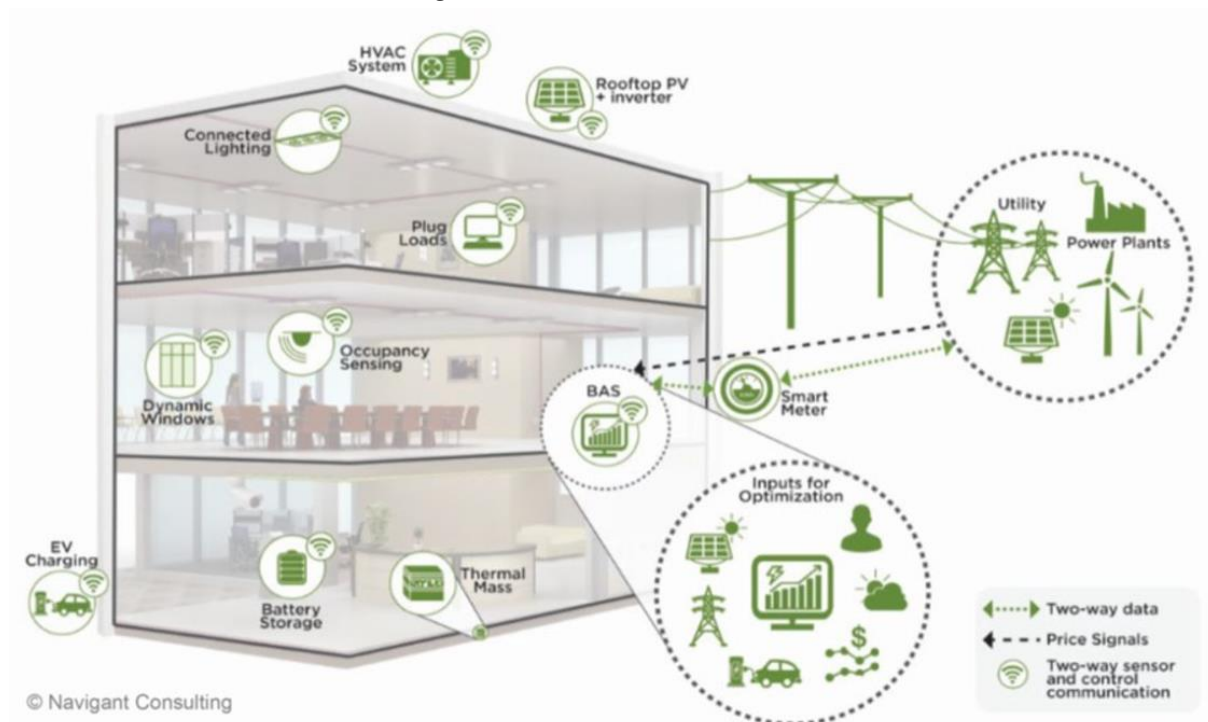
また、太陽光、風力などの変動型再生可能エネルギー割合が増大してくると需要側の柔軟性が必要になる。エネルギー消費を削減してあるところで限界に達する。カーボンニュートラルを達成しようとするとは最後は再生可能エネルギーを導入するしかない。しかしながら、太陽光発電は太陽が照っていないと発電しないし、風がなければ風力発電も成り立たない。すなわち、これまでの安定的なエネルギーの利用とは大きな違いがある。周波数や電圧が変化しないように揚水発電、火力発電、蓄電池、蓄熱などで調整をする必要がある。建物そのものにもそのような機能を備えることが必要になっている。

建物は今後グリッドと統合されていく「グリッド・インテグレイテッド・ビルディング」という概念が米国で提案されている。米国エネルギー省（DOE: Department of Energy）では、「Grid-Interactive Efficient Buildings（GEB）」とも呼んでいる。図7にGEBの概念を示す。IoTやAIを用いてどのように電力を制御するかが重要になる。情報が極めて重要になるが、この部分は電力システムだけの問題として捉えない方がよいであろう。電



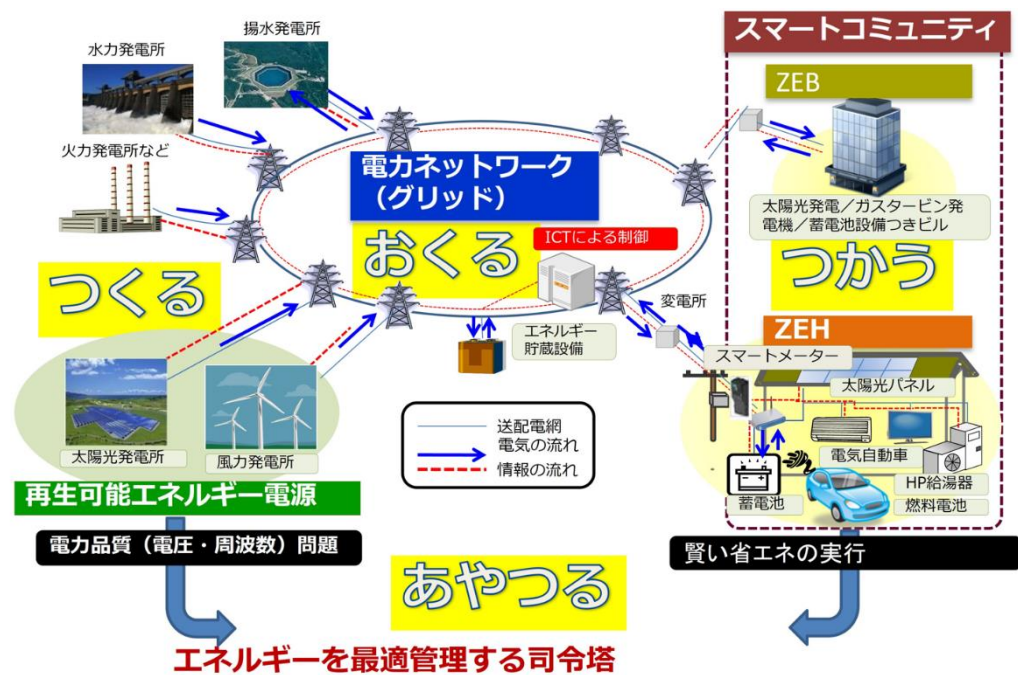
力網に加えて、ガス網、通信網、水道網、交通網のいわゆるファイブグリッドのインフラデータを、セクターを越えて活用することが求められるであろう。アグリゲーターのビジネスは、電力を中心とした単一データを用いたサービスが中心であるが、ファイブグリッドの特徴を活かした複数データを同時に活かしたビジネス創出の必要性があるのではないかとと思われる。個別のインフラ整備は社会コストが大きくなるが、例えば、家庭であれば電気・ガス・水道のメータを一括で管理制御する機能を持つスマートゲートウェイなども必要になってくる可能性がある。スマホは様々なアプリを入れて普及した。このような考え方もあるのではないかと考えている。また、災害時の安心安全にも繋がる。個別ではなく総合化して考える必要があるであろう。図8に示したように「つくる」－「つかう」という概念から、変動型再生可能エネルギーを無駄なく利用するには、「あやつる」技術が大切になる。

図7 「Grid-Interactive Efficient Buildings (GEB)」



(出所) 米国エネルギー省 (DOE)

図8 「つくる」、「つかう」から「あやつる」技術の必要性



(出所) 早稲田大学スマート社会技術融合研究機構 (機構長: 林泰弘 ACROSS <http://www.waseda.jp/across/>)

### 3-1-4 必要となる施策（提言、解決の方向性等）

- 1) 将来需要予測を行うためには、我が国の産業構造やくらしを考える必要がある。カーボンニュートラルのためには、大きな産業構造の変革が必要であり、これまでと同様の外挿的な将来予測からの転換を図る必要がある。
- 2) 省エネルギーの深掘りに関して個別要素をより詳細に検討するとともに、産業構造やくらしの変化を反映したきめ細かい対策が必要である。
- 3) 化石燃料の使用の合理化という、これまでの省エネ法の考え方を、全てのエネルギーの使用の合理化を目指す方向に変えて行く必要がある。また、非化石エネルギー導入拡大を事業者に促して行く必要がある。
- 4) 風力、太陽光などの変動型再生可能エネルギーを大量導入するためには、需要側の柔軟性、「あやつる」技術が重要になる。
- 5) カーボンニュートラルで我が国のくらしや生活を豊かにすることを目指す必要がある。

## 3-2 日本の産業界の脱炭素化 課題と機会

ブルームバーグ NEF 日本韓国分析部門長  
黒崎美穂

### はじめに

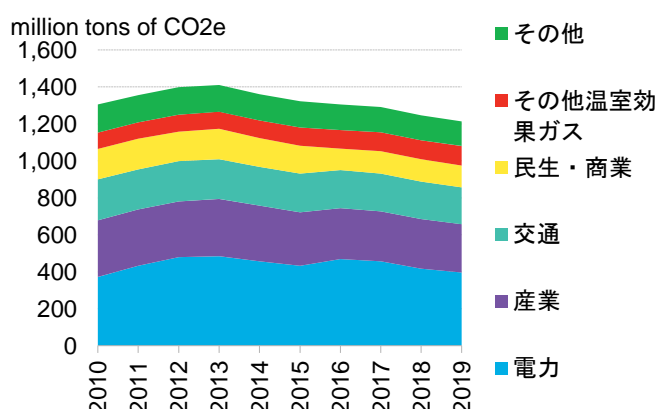
産業から排出される温室効果ガスは日本全体の約4分の1を占める。これは、発電分野に次いで二番目に大きな排出量となる。その排出の多くは化石燃料の使用に起因する。これらの産業は最も排出削減が困難なセクターとして世界的にも認識されており、鉄鋼やアルミニウム、セメント、化学業界がこれに属する。現在、200を超える企業がカーボンニュートラル、及び排出量実質ゼロを宣言しているが、その方法や道筋は未だ不明確なものも多い。この章では、産業界の脱炭素への選択肢を考察する。

### 3-2-1 産業界の削減目標値

産業は日本の温室効果ガス排出量の23%を占める（2019年度の集計、図1）。2030年の削減目標は、2013年を基準年とした場合37%であり、この値は現在を基準年とすると、追加的に24%を削減しなければいけないことになる。2050年に実質ゼロを達成することを鑑みると、2030年から2050年の削減幅の方が大きいことになる（図2）。

世界的に、産業は達成困難（Hard to Abate）なセクターに分類される。技術が既に確立されている再生可能エネルギーの導入だけでは、産業は脱炭素を達成することができない。他の技術が必要であることを意味している。産業の最終エネルギー消費に占める電気の割合は21%にしか及ばない（図3）。この21%をいくらクリーンにしても残りの79%の排出量は減らない。鉄鋼業ではこの値がさらに小さくなり15%となっている。

図1：日本の温室効果ガス排出量 セクター別内訳



出所：国立環境研究所

図 2：セクター別 2030 年削減目標値と 2050 年ネットゼロ

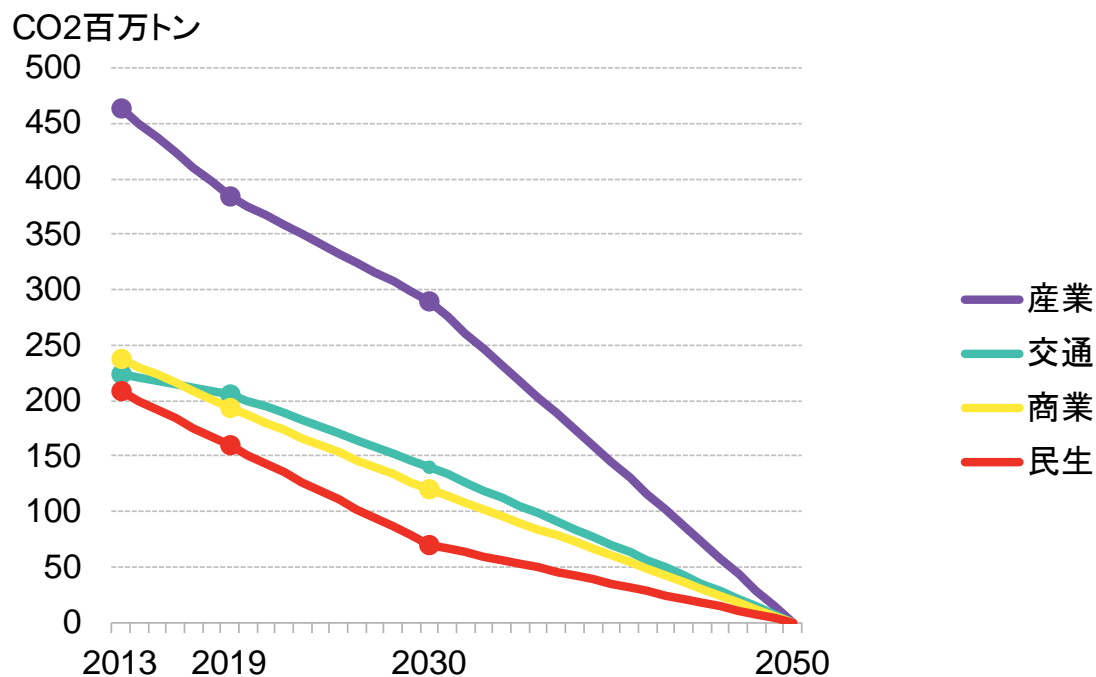
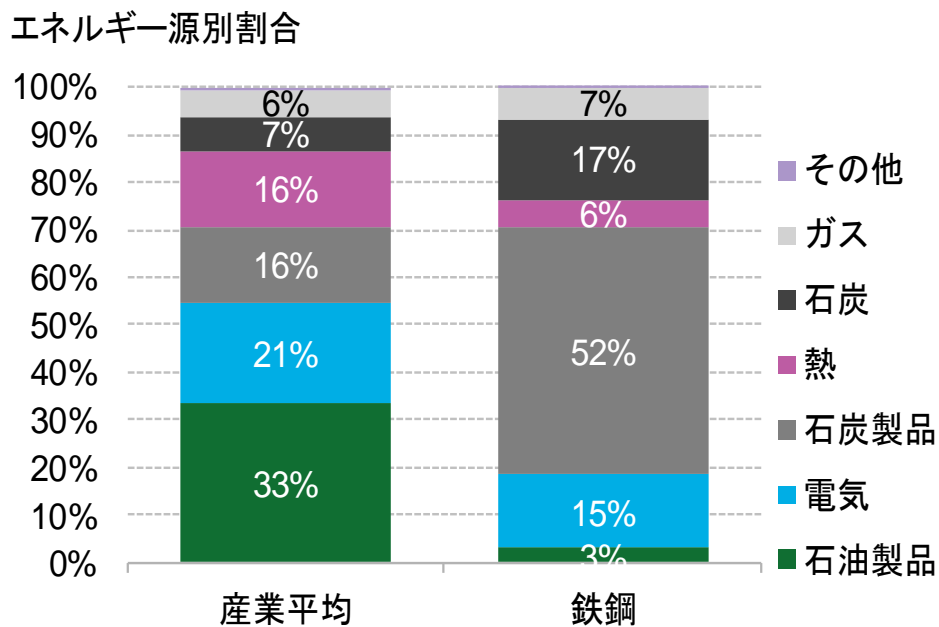


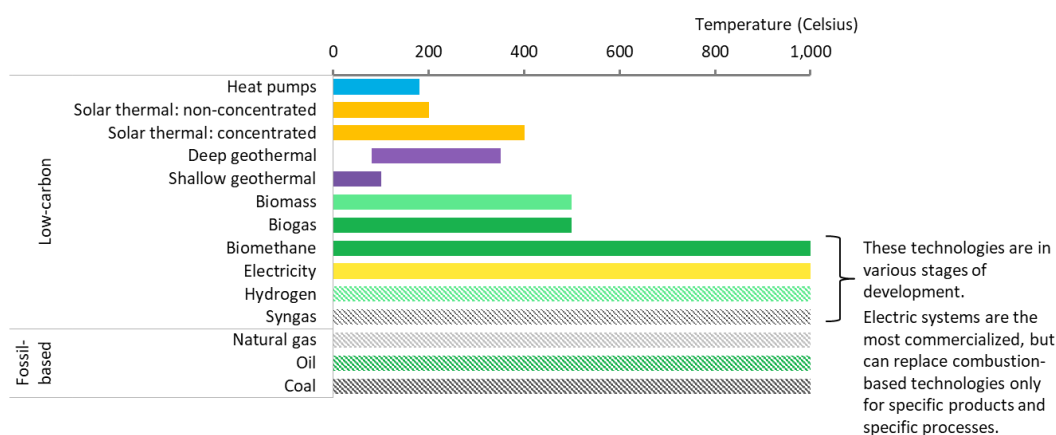
図 3：産業及び鉄鋼業の最終エネルギー消費内訳



もう一つの大きな要因は、高熱を利用する業種が多いことである。高熱を提供できる技術、例えば水素を使った技術がまだ発展途上であること、またコスト高であることから、化石燃料を使用した熱提供の方法が経済的に安い選択肢となっている（図 4）。日本は特にその高熱を必要とする業種が他国に比べて多いのが特徴である（図 5）。

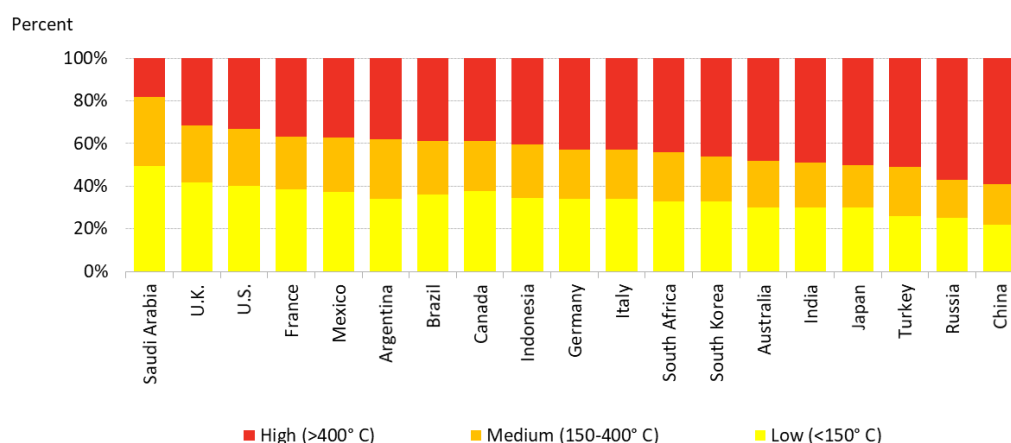
しかしながら、脱炭素の選択肢は多くあり、世界の多くの企業は既に脱炭素に向けた活動を始めている。

図 4：燃料別熱技術と最高出力時の温度



出所：Oxford Energy Institute, BloombergNEF, EHPA, IEA-SHC. 注記: Shaded technologies/fuels were not included in the scope of this analysis.

図 5：G20 諸国の産業界の熱温度分類

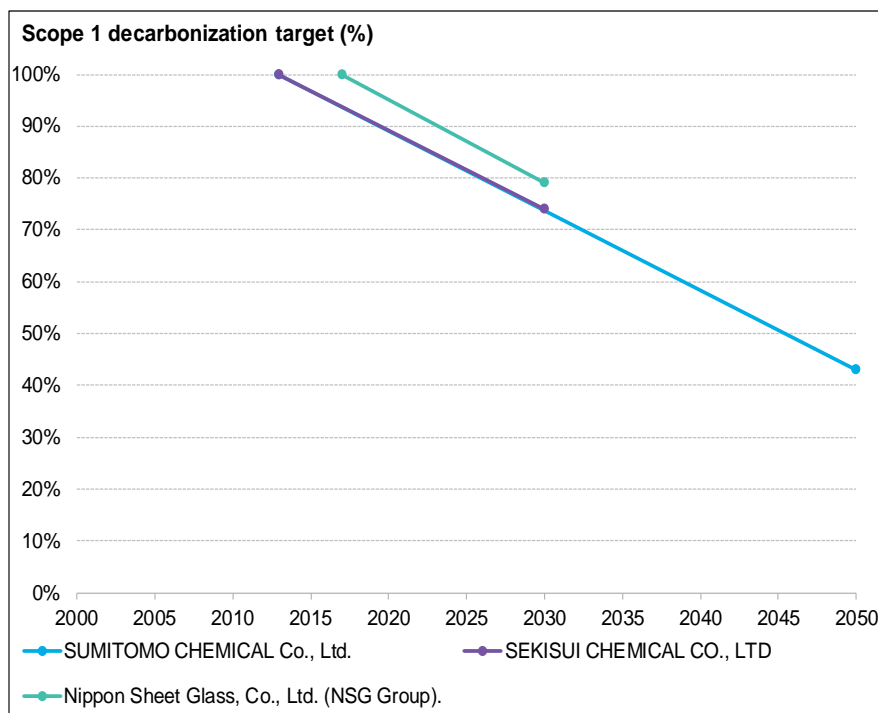


出所：IEA, IRENA. 注記: Based on total energy consumed by industry in each country

### 3-2-2 企業の脱炭素活動は野心的か

日本にはすでに 200 を超える企業が排出実質ゼロを宣言している。一方で、その方法論、或いは、道筋と目標値の設定が 1.5 度目標に沿っているかどうかを明確に示している企業は全てではない。世界的に科学的根拠に沿った目標値の設定を企業に促しているサイエンス・ベース・ターゲット・イニシアチブ (SBTi) によると、日本のメンバー企業は 167 社であり、そのうち 83% の企業が 2 度、もしくは 2 度以下、或いは 1.5 度に沿った目標設定を行っている (2021 年 11 月 16 日時点)。産業から SBTi に参加している企業は多くないが、日本板硝子、住友化学、積水化学がメンバー企業である。いずれの企業も 2050 年のネットゼロ設定には至っていない (図 6)。

図 6：SBT 設定企業のスコープ 1 目標値



出所：SBTi

目標値設定だけではなく、脱炭素への行動が世界の同業企業と比べて遅れているというのも分かってきた。ブルームバーグ NEF のトランジションスコアでは、金属及び鉱工業関連セクターに属する企業の気候移行リスクの値、及び企業がネットゼロにどれだけ準備ができているかを図る指標を提供している。このトランジションスコアでは、日本の鉄鋼三社が同業他社に比べ、特に以下の 4 つのカテゴリーにて取り組みが遅れていることを示している。

- 需要サイドからのリスク低減(demand risk mitigation)：石炭プロジェクトからの撤退、これから需要が伸びる金属への投資
- 将来を見据えた気候変動経営(forward looking climate management)：気候変動関連の開示とマネジメント、イノベティブな企業文化
- カーボンリスク・マネジメント：電化などへのプロジェクト投資
- 低炭素技術ソリューション：水素や CCUS へのプロジェクト投資



鉄鋼業種は日本の排出量の 12% を占めており、産業の中では最大の排出業種である。エネルギー効率技術によって、2013 年に比べ排出量は 13% 削減されたが、今後の脱炭素への取り組みには、エネルギー効率に加え、電化や再生可能エネルギーの利用、リサイクル、新しい脱炭素技術に総合的に取り組む必要がある。特に、低炭素技術への取り組みに関しては、世界的には ArcelorMittal 社が他を抜いている（表 1）。日本製鉄は鉄のリサイクル容量は比較的大きいが、他の低炭素技術の分野で後れを取っており差は大きい。

表 1：主な鉄鋼会社の低炭素技術への取り組み比較

	Steel production in 2020 (million tons)	Electrification rate (% of capacity)	Recycling capacity (% of production)	Hydrogen projects	CCUS projects
ArcelorMittal	78.46	22%	15.6%	7	5
China Baowu Steel	115.29	0%	1.0%	2	0
Nippon Steel	41.58	18%	18.8%	1	1
JFE Holdings	24.36	12%	10.0%	0	0

出所：ブルームバーグ NEF、[World Steel Association](#)，注記：data as of October 2021.

### 3-2-3 産業界の脱炭素への道筋

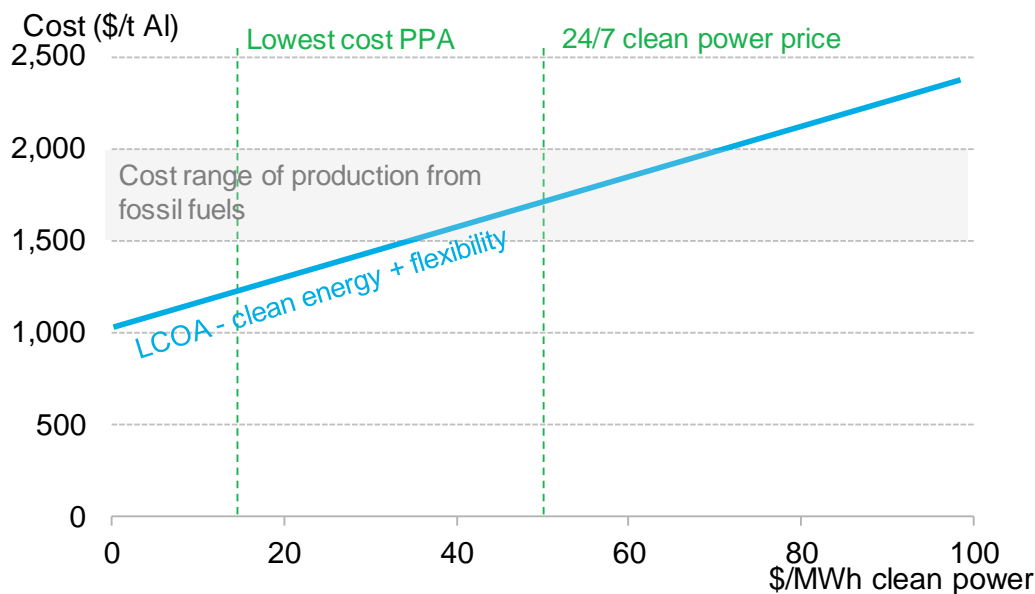
産業は主に 4 つの脱炭素の選択肢があり、どれか一つを選択するのではなく、いずれは総合的にどれも必要になるであろう。それらは、電化と再生可能エネルギー、リサイクル、水素、そして二酸化炭素回収・貯蔵技術である。この章では一つずつ詳細を解説する。

#### 3-2-3-1 電化と低コストの再生可能エネルギー

再生可能エネルギーが最も安い電源である地域では、一般的に再生可能エネルギーを使用することで、低コストで排出削減ができる。アルミニウムを溶かす工程や、鉄鋼のリサイクルの工程などでは、すでに電気の使用がエネルギー使用量の大半を占めているため、再生可能エネルギーが提供されるだけで排出削減が可能である。

それと同時に、製造過程でかかるコストも削減することができる。ブルームバーグ NEF の分析によると、一次（プライマリー）アルミニウムの製造において、化石燃料と同等のコストで行うことができることが分かった（図 7）。鉄鋼製造業者は、再生可能エネルギーを電炉で使用し、鉄スクラップを製造で用いることによって、製造過程から排出される二酸化炭素の削減を行おうと計画している企業が増えてきた。

図 7：均等化一次アルミニウム製造コストと再生可能エネルギーのコスト



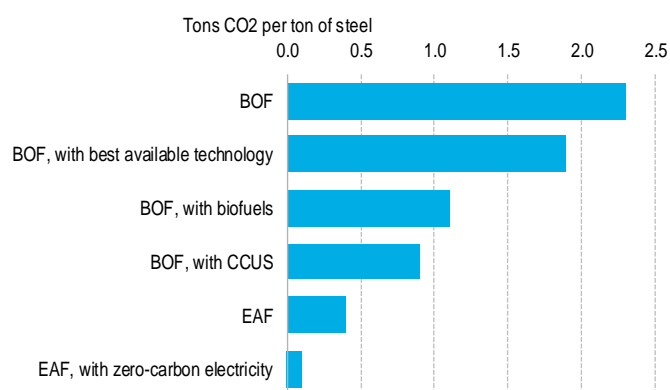
出所：ブルームバーグ NEF 注記：Lowest cost PPA is for U.S. projects tracked by BNEF

しかし、大半の産業部門の製造工程では電気を大量には使用しない。プラスチック製造ではガスや石油を使用し、セメント製造や製鉄で高炉を用いる場合は石炭から熱を得ている。この製造プロセスを電化することを多くの企業で模索している段階である。

日本の産業界の電化と再エネの選択肢を考えるうえで二つの重要な点がある。一つは電化そのものへの取り組みと、もう一つは再生可能エネルギーの調達である。

鉄鋼業界を例にとると、石炭を用いる高炉よりも、電炉の方が排出量が少ないのだが（図 8）、電炉の普及は粗鋼生産量に対して 24%にとどまり、他の国に後れを取っている（図 9）。

図 8：鉄鋼製造方法別の二酸化炭素排出量

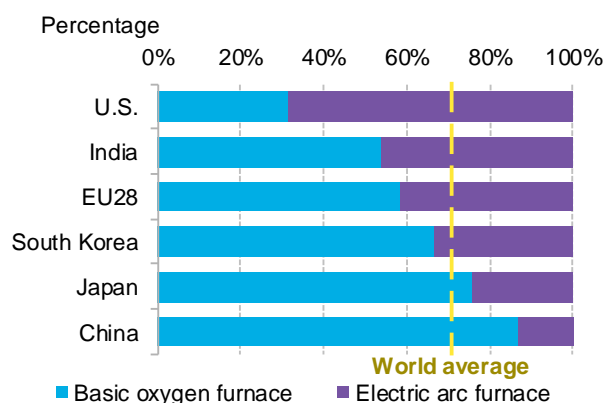


出所：Material Economics, 2018, The circular economy: a powerful force for climate mitigation, BloombergNEF.

Note: BOF = basic oxygen furnace, DRI = direct reduction iron, CCUS = carbon capture, utilization and storage, EAF = electric arc furnace.



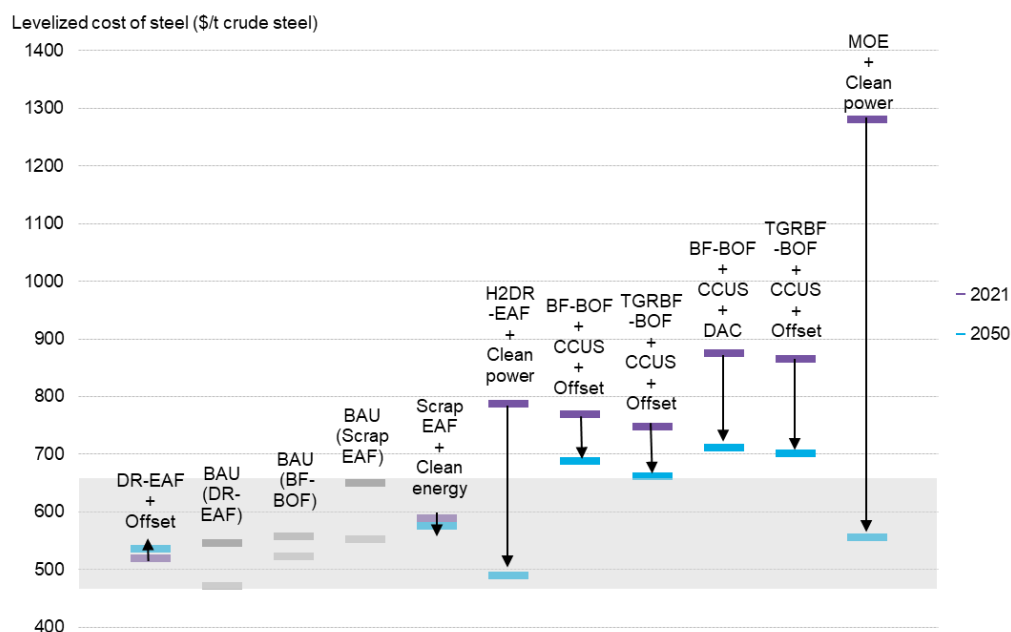
図 9：国や地域別、鉄鋼の製造方法



出所：Bureau of International Recycling, World Steel Association, BloombergNEF

ブルームバーグ NEF の調査によると、グローバルでは 2050 年には再生可能エネルギー、そして再生可能エネルギー由来の水素と電炉の組み合わせが、鉄鋼業の最も低炭素手段となることがわかっている（図 10）。つまり、再生可能エネルギーが今後日本でどれだけ低コストになるかによって、鉄鋼における脱炭素手段のコストに影響を与えることとなる。

図 10：ゼロカーボンスチールの均等化コストと現行コストの比較

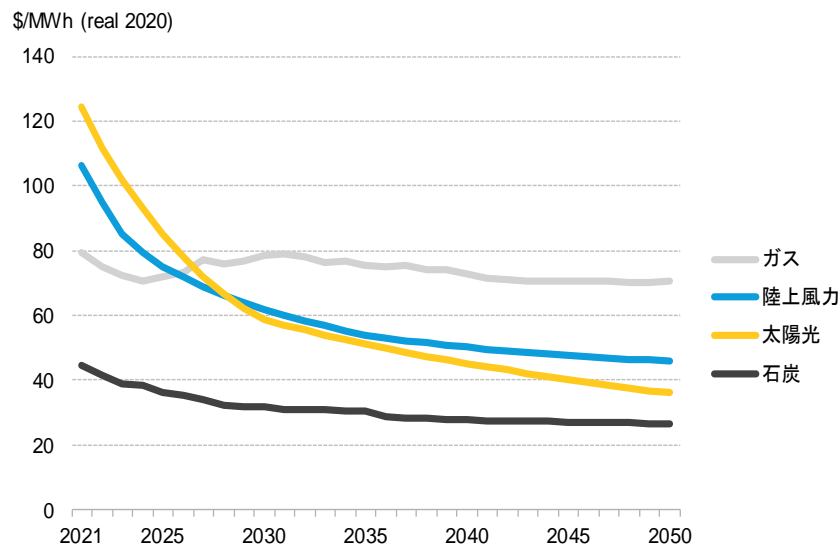


出所：ブルームバーグ NEF 注記：Note: BF-BOF = blast furnace basic oxygen furnace, DR-EAF = direct reduction electric arc furnace (gas-based), TGR = top gas recycling, DAC = direct air capture, H2 = hydrogen, MOE = molten oxide electrolysis, CCUS = carbon capture storage & utilization

日本の再生可能エネルギーの均等化発電コストは化石燃料に比べて未だに高い。多くの重工産業に属する企業は、自家発電設備を有しており、それらは主に石炭火力発電所であることが多かった。既存の石炭火力発電コ

トは 2050 年まで、どの電源よりも低廉であり続けることが大きな要因である（図 11）。

図 11：太陽光と陸上風力の均等化発電コストと既存の石炭及びガス火力の限界費用



出所：ブルームバーグ NEF

また、再生可能エネルギーの調達方法は日本では限られており、その調達量も拡大の余地が小さい。現在、最も安価な選択肢は自社所有の屋根上太陽光発電である。しかしながら、重工業のような需要が大きく 24 時間電気を必要とする業種には、屋根上太陽光だけでは足りないのが事実である。海外では、コーポレート PPA (Power Purchase Agreement: 電力調達契約) が主流であるが、日本では未だ発展途上である。これは規制的な要因であり、少しずつ改善が図られている。

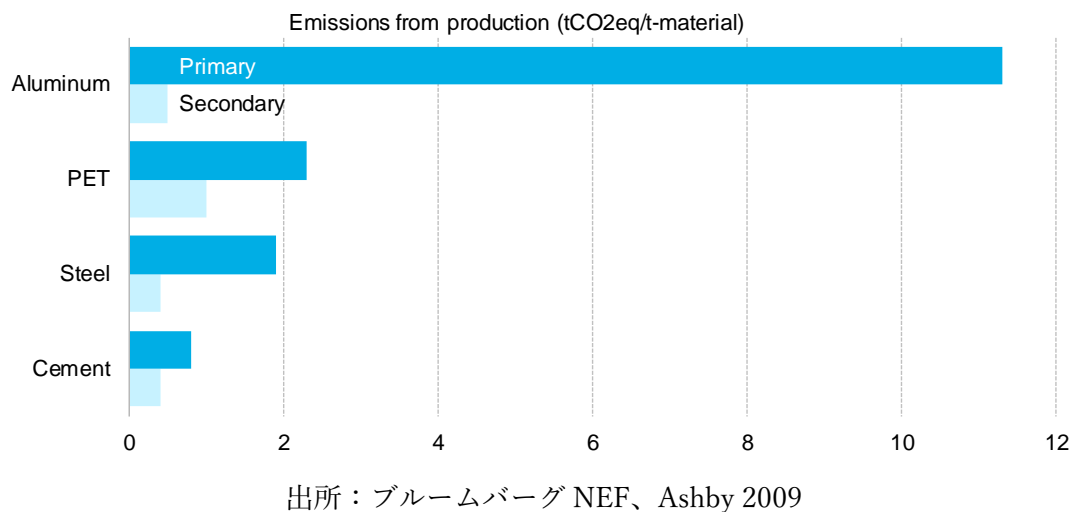
規制の制限があるものの、産業界では少しずつ再生可能エネルギーへの切り替えを行う企業も出てきている。例えば、旭化成は現在 37% を占める石炭火力発電を 2030 年までには廃止すると宣言している。この流れは、アップルなどの大企業が取引先に対して再生可能エネルギーの調達を求める活動に発端があるが、産業界もこのような活動の影響を多く受けていることは間違いなく、今後再生可能エネルギーの使用は産業界で拡大していくことだろう。

### 3-2-3-2 リサイクル

素材をリサイクルされたスクラップで代替し製造することで、劇的に排出量は削減される。例えば、鉄鋼やセメント、プラスチックは、原材料から製造するのに比べて、その削減率は 50% を超える。アルミニウムは、さらに大きい 96% である（図 12）。リサイクルは、セメント以外の多くの産業で、成熟したプロセスが既に備わっており、原材料から製造するよりも大体はコストが安く抑えられる。これは脱炭素の最良の一步目として捉えられている。

しかしながら、リサイクルされた材料の供給は過去の生産量と、廃棄物のリサイクル処理量に依存している。一方、需要は増加しているため、過去にはリサイクル素材の価格が跳ね上がり、そのため、ある国々では価値の高いリサイクルプラスチックや金属の輸出を禁止するまでに及んだ。

図 12：一次（新規）素材と二次（リサイクル）素材の排出量の違い



日本でも多くの産業でリサイクルのプロセスが整備されているが、今後はそのスクラップ供給量と価格を注意深くモニタリングしていくことが重要であろう。

### 3-2-3-3 水素

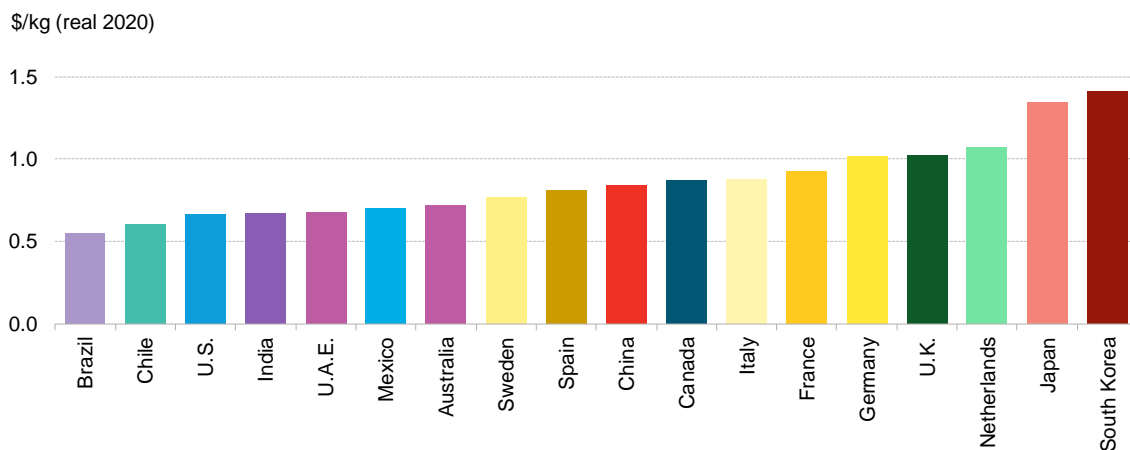
水素は産業界のどの業種でも使用できるため汎用性が高く、再生可能エネルギーから製造することが可能である二酸化炭素を排出しない燃料である。水素の製造拡大が進み、規模の経済が成立すれば、現在の中国やインド、欧州の天然ガス価格と同等のレベルにまでコスト競争力が増す見込みである。

日本は水素を輸入することを主眼に置いて水素戦略を構築し、かつ、主な使用用途は消費者向けのものが多かった。燃料電池乗用車や燃料電池バス、エネファームなどの燃料電池がその例である。水素は、需要が大きければ大きいほどコストメリットが働くため、産業界向け用途を水素戦略の中に大幅に入れるべきである。また、その際には需要先だけでなく、製造、輸送、貯蔵、そしてそれを支える政策に至るまでの全てのバリューチェーンを考慮した水素戦略ロードマップを策定するべきである。

日本の再生可能エネルギー由来の水素は他国に比べて高い（図 13）。それは、日本の再生可能エネルギーが高いからであるが、ブルームバーグ NEF の調査によると、2050 年時点では、輸入する再エネ由来の水素よりも国内産の再エネ由来水素の方が安くなる見込みである（図 14）。

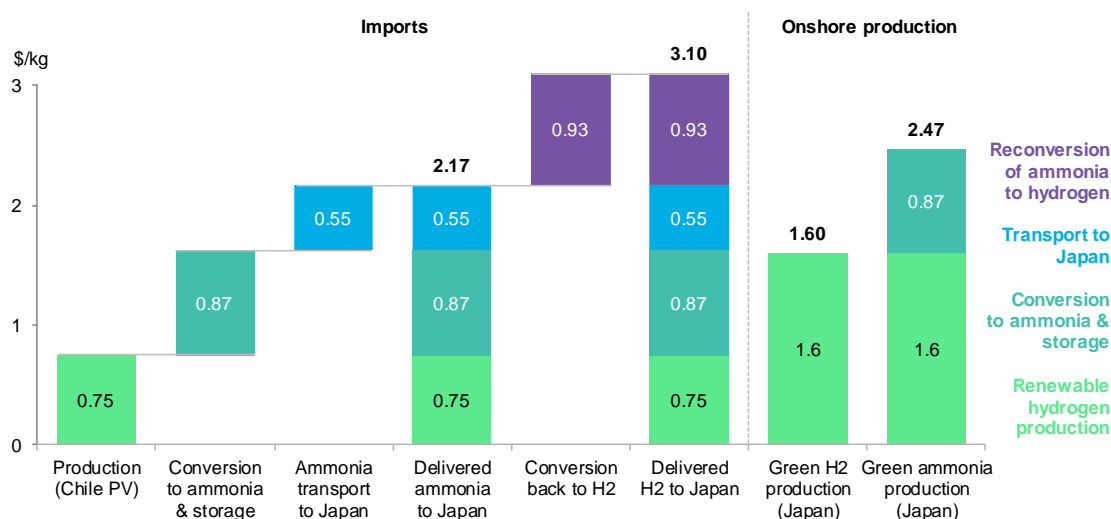
また、現在は化石燃料由来の水素が、CCS 付きの化石燃料由来の水素や再エネ由来の水素よりも安いだが、2039 年には、再エネ由来の水素の方がほかの二つよりも安くなることも同様の分析結果からわかる。

図 13：再生可能エネルギー由来の水素の均等化コスト（2050 年）



出所：ブルームバーグ NEF 注記：Levelized cost of hydrogen (LCOH) assuming our optimistic projection for alkaline electrolyzer costs. Costs would be 6% higher in 2030 and 18% higher in 2050 if the conservative projection for electrolyzer costs is used instead.

図 14：日本への輸入水素と国内産水素のコスト比較（2050 年）



出所：ブルームバーグ NEF 注記：Transport cost for a 17,110km voyage from Punta Arenas to Tokyo in 2050

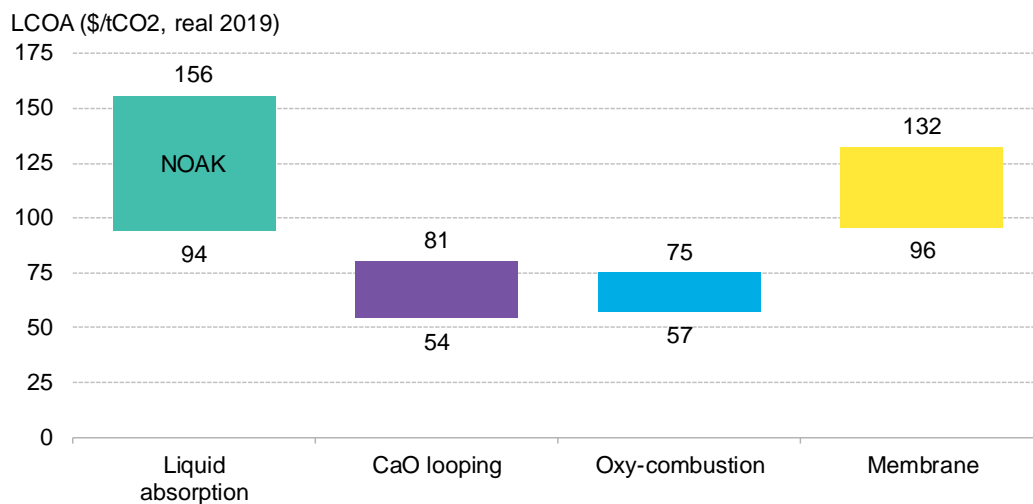
したがって、産業の水素活用のためには、輸入や化石燃料由来の水素の活用と同時に、再エネ由来の国内産の水素を活用していく方法も検討していくべきである。そのためには、水素製造のための再生可能エネルギー施設の立地、水素の輸送と貯蔵と需要地がクラスターとして存在することが最もロスが少ないため、水素の地理的な全体最適を鑑みたロードマップを策定すべきである。

### 3-2-3-4 二酸化炭素回収・貯蔵技術

化石燃料を使用した比較的新しい施設や設備では、二酸化炭素を回収する機器を導入することで排出量を低減しながら、施設を継続して運用することができる。今日では、まだ、一定規模の二酸化炭素回収設備は商業化を迎えていない。しかし、多くの設備が導入されれば、規模の経済が働くことで、この技術は拡大を見せるだろう。CCSはそのサイトの排出量を最大9割削減することができるが、残りの1割はオフセットを使うこととなる。

CCSはセメント産業に特に適している。セメント業はセメント生産に欠かせない化学反応からの排出量が多く、脱炭素の選択肢が限られている。セメント生産からの排出量の半分は、原材料である石灰石を細かく砕き、クリンカを生成する際の焼成プロセスで排出される。この際、高熱を必要とする以外に、カルシウムと二酸化炭素が化学反応で排出されるのである。つまり、高熱を提供するための燃料を燃やす際の排出、及び石灰石の化学反応からの排出、どちらにもCCSは対応することが可能である。今現在コストは高いが、技術開発業者によると、欧州やカナダのカーボン価格の水準にまでコストを下げる事が可能だと推測されている（図15）。

図 15：セメント製造プラント用の二酸化炭素回収コスト予測



出所：ブルームバーグ NEF. NOAK is Nth-of-a-kind representing costs once the technology has scaled, capturing 90% of emissions.

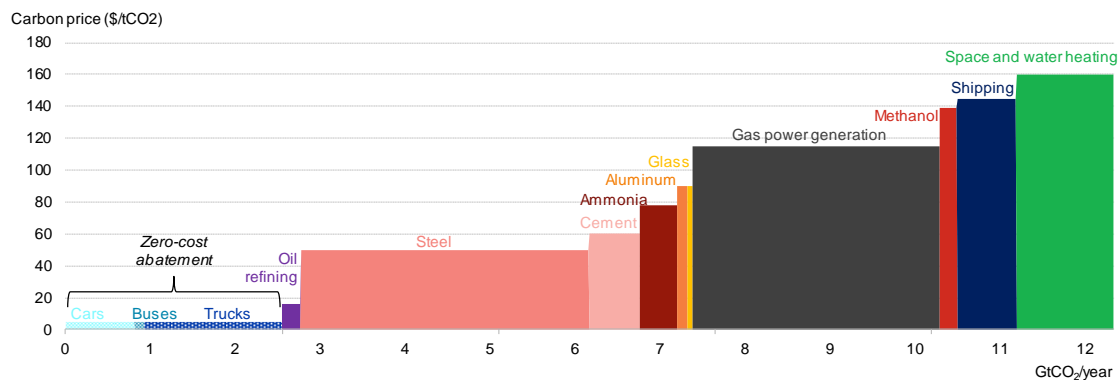
日本では、CCSが産業界において脱炭素の鍵となる技術であることは間違いないが、全ての排出量を回収できる脱炭素の解決策のように扱われており、この技術だけに頼りすぎるのはあまりにもリスクが高い。CCSの技術が確立し、世界的にプラント数が増加し、コストが下がり、プラントの立地の問題や二酸化炭素の発生地と回収・貯蔵地などの全体のCCSバリューチェーンの設計が完了する頃に、本格的に脱炭素の戦力となるであろう。それまでは、再生可能エネルギーのような、確立されている技術を着実に導入することが重要である。また、二酸化炭素を海外のCCSプラントに輸出するという計画は、輸送費がかかることや、輸送のためのタンカーなどの技術費用がかさむだけでなく、エネルギー安全保障の解決につながらないため、本末転倒である。

### 3-2-4 カーボンプライシングやその他の政策サポート

以上4つの技術的な選択肢を考察したが、2050年カーボンニュートラル達成にはすべての選択肢が必要となる。更に1.5度目標を達成するためには、できる限り早期に排出削減を多く行うことが重要である。そこで重要となるのは、カーボンプライシングである。

水素を例に挙げると、ブルームバーグNEFの調査によれば、二酸化炭素1トンあたり100ドルのカーボンプライシングを設定すれば、再エネ由来の水素が導入され化石燃料を代替することで、世界の排出量の22%を削減できる。水素1キログラムあたり1ドルの再エネ由来の水素と、化石燃料由来の水素が経済的に同等となるためには、鉄鋼製造では二酸化炭素1トンあたり50ドル、セメント製造では60ドル、アンモニア合成には78ドル、そしてアルミニウムやガラス製造には90ドルのカーボンプライシングの設定が必要である（図16）。

図16：キログラムあたり1ドルの再エネ由来水素の場合の産業別限界削減費用曲線（2050年）

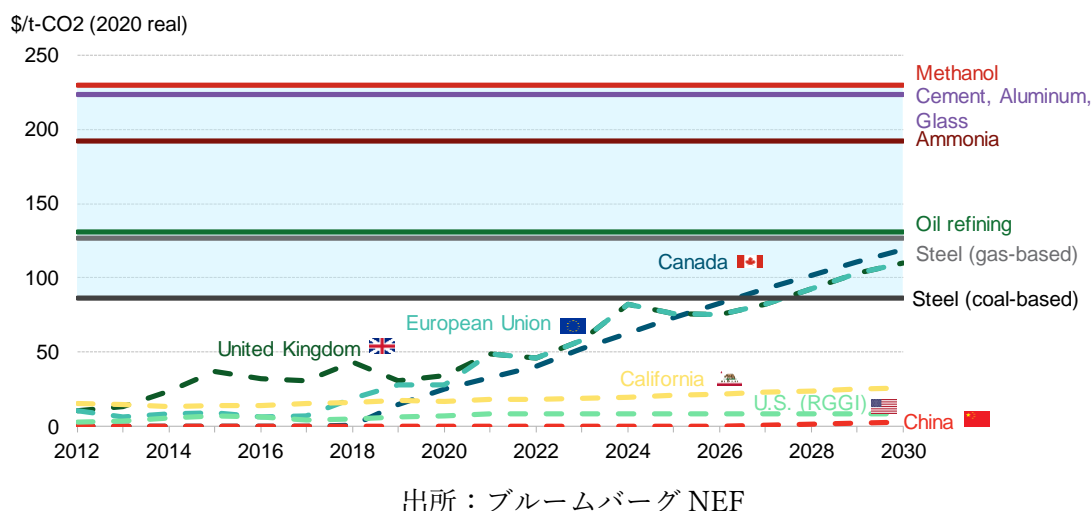


出所：ブルームバーグNEF 注記：sectoral emissions based on 2018 figures. Renewable hydrogen delivered at \$1/kg to large users, \$4/kg to road vehicles. Aluminum emissions for alumina production and aluminum recycling. Cement emissions for process heat. Refinery emissions from hydrogen production. Road transport and heating emissions are for the segment that is unlikely to be met by electrification only, assumed to be 50% of space and water heating, 25% of light-duty, 50% of medium-duty trucks, 30% of buses and 75% of heavy-duty trucks.

しかしながら、今現在、水素が化石燃料と経済的に同等となるだけのカーボンプライシングを設定している市場はない。イギリス、欧州、カナダは2030年までにそのような価格に達成するであろう。日本はまだトン当たり3ドル程度であり、成長に資する、かつ排出削減に有効的であるためには、100ドルを最終的な価格として設定できるよう議論を進めるべきである（図17）。



図 17：キログラム当たり 2 ドルの再エネ由来水素が化石燃料と経済的に同等になるために必要なカーボン価格



カーボンプライシングのような政策規制に加え、その他の規制的な目標設定や補助金、投資は、特に高熱を必要とする産業の脱炭素には必要である。例えば、再生可能エネルギー由来の熱の導入目標値設定や、産業の熱の削減目標値設定、電化のための研究開発補助金などである。

政府は削減量と経済的負担を考慮した最も効果的な手段である政策、及び、長期的な脱炭素ロードマップを策定して、それを段階的に導入するべきである。

### 3-2-5 結論

気候変動対策において、短期的な経済的負担ばかりが議論に上げられるが、脱炭素達成は長期戦である。長期的に日本の産業が気候変動を通じて成長するために、水素やアンモニア、CCS などの新しい脱炭素技術に積極的に関与しつつ、本業の製品をゼロ・カーボンにしていけることも求められている。世界では、ゼロ・カーボン・スチールや、グリーン・セメント、グリーン・アルミニウムなど、大手企業が競って製品化を急いでいる。これら供給網の川下の企業だけでなく、川上の企業である金属や鉱物を扱う企業も、採掘や精製の過程でのゼロ・エミッション化を目指している。このような新たなゼロ・エミッション経済圏にて日本企業が競争力を発揮するためには、まずは脱炭素の目標を 1.5 度目標に沿って立てることと、その目標を達成するためにバックカスティングで中間目標値と共に具体的な手段を計画していくことが重要である。

政府は企業の脱炭素を促すための野心的な削減目標値と技術的なロードマップを産業ごとに設け、脱炭素技術が経済的に有利になるためにカーボンプライシングを導入するべきである。最終的な価格設定を 100 ドルとし、段階的に導入することで、導入までのリードタイムを技術確立などに充てることが可能であることと、忠実に削減している企業にはインセンティブとして働くことがメリットとなるであろう。また、脱炭素技術が高コストである場合は、補助金も考慮すべきであるが、補助金を外すタイミングが重要である。企業の競争を促し、コストが競争によって低下するタイミングを早めに設定することで、イノベーションや効率化が加速するであろう。

### 3-3 原子力と化石燃料のゆくえ

橘川武郎

#### はじめに

東京財団政策研究所の研究プログラム「加速するエネルギー転換と日本の対応」が取り組む中心的な課題は、カーボンニュートラルを実現するために、再生可能エネルギーの主力エネルギー化をいかに進めるかを明らかにすることにある。本報告書ではここまで、そのような観点に立って、さまざまな論点を取り上げてきた。

ここで注意を要するのは、問題を電力分野に限ってみても、カーボンニュートラルの実現には再生可能エネルギー発電以外の電源のあり方も深くかかわってくることである。そこで本章では、再生可能エネルギー以外の電源である原子力発電と火力発電の将来像に目を向けることにする。

#### 3-3-1 今回も回避された原子力のリプレース

2021年10月に閣議決定された第6次エネルギー基本計画は、2050年の電源構成見通しについて、複数シナリオの必要性に言及しながらも、ひとまずの「参考値」として、再生可能エネルギー50～60%、水素・アンモニア火力10%、CCUS（二酸化炭素回収・有効利用・貯留）付き火力及び原子力30～40%という数字を示した。また同計画は、30年度の電源構成見通しについては、再生可能エネルギー36～38%、原子力20～22%、水素・アンモニア1%、火力41%、とした。

2050年の電源構成見通しについて注目したいのは、政府が、原子力の比率を、CCUS付き火力の比率と一括して30～40%とした点である。この一括視は、明らかに奇妙である。本来、「再生可能エネルギー」／「水素・アンモニア・CCUSによるカーボンフリー火力」／「原子力」と分類すべきだったにもかかわらず、あえて、「再生可能エネルギー」／「水素・アンモニア火力」／「それ以外のカーボンフリー火力と原子力」という3分割を採用した。もし、「原子力」を単独で取り出していたとすれば、現時点で原子力発電のリプレース（建て替え）を避けている以上、2050年の電源構成に占める原子力の比率が10%程度にとどまる事実を明らかにしなければならなかったことだろう（原発のリプレースには時間がかかるから、もし現時点ですぐにリプレースの方針を打ち出したとしても、2050年に間に合う確率は低い）。政府は、原子力施設立地自治体などに配慮して、そのような事実が表面化することを避けたかった。これが、水素・アンモニア以外のカーボンフリー火力（CCUS付き火力）と原子力とを一括するという奇策に出た理由だろう。

第6次エネルギー基本計画は菅義偉前首相の「2050年カーボンニュートラル宣言」を受けて改定される計画だっただけに、一部には、原子力発電のリプレース方針が明示されるのではないかという見通しもあった。しかし、今回もまた、リプレース方針は回避されることになった。このことのもつ意味は大きい。

依存度の多寡を問わず、将来においても原子力発電をなんらかの形で使うのであれば、危険性を最小化するために最大限の努力を払うことが、不可欠の前提となる。原子力発電の危険性を最小化する施策とは何か。それが、最新鋭の設備を使用することである点については、多言を要しない。

ところが、日本の原子力発電設備は、最新鋭であるとはとてもみなせない。それでも全体の半分強（17基）を占める沸騰水型原子炉については最新鋭の改良型沸騰水型軽水炉（ABWR: Advanced Boiling Water Reactor）が

4 基存在するが、残りの半分弱（16 基）の加圧水型原子炉については最新鋭の改良型加圧水型軽水炉（APWR: Advanced Pressurized Water Reactor）や AP1000（AP: Advanced Passive）が皆無である。中国では 2018 年に、最新鋭の加圧水型原子炉である AP1000 や欧州加圧水型炉（EPR: European Pressure Reactor）が稼働したにもかかわらず、である。

何らかの形で今後も原子力発電を使うのであれば、同一敷地内で古い原子炉を廃棄し最新鋭の原子炉に置き換えるリプレースを行うことが、責任ある立場である。しかし、政府は、選挙への思惑などから、リプレースに関する真正面からの議論を回避し続けている。このようなやり方に対しては、「無責任な原子力維持路線」だと言わざるを得ない。

もちろん、リプレースに関して新增設のみを強調するのでは、第 6 次エネルギー基本計画にも盛り込まれた「可能な限り原発依存度を低減する」という歴代内閣の公約と平仄が合わなくなる。リプレースを行うにしても、古い炉は積極的に運転を停止し、2030 年度の原子力依存度は 15% 程度にまで押し下げるべきである。可能な限り低い依存度の枠内で原子力発電のリプレースを進めることが、将来において原子力を使用する際の唯一の責任ある道だと言える。

いずれにしても、政府によるリプレース回避の固定化が、長期的に見て日本の原子力の未来を閉ざすものであることは間違いない。

### 3-3-2 原子力から目をそむける政治家

2021 年 10 月に行われた総選挙でも、原子力問題は争点となることがなかった。例えば、九州電力・川内原子力発電所の地元である鹿児島県で多くの読者をもつ『南日本新聞』は、総選挙 2 日前の 10 月 29 日付の紙面で、「川内原発がある鹿児島 3 区の候補者は原発の延長問題に触れようとせず、争点化を避けている」、と書いている。

2011 年の東京電力・福島第一原子力発電所事故が起きてから衆議院議員選挙が 4 度、参議院議員選挙が 3 度実施された。そのいずれにおいても、原子力問題が主要な争点となることはなかった。原子力関連のテーマが中心的な争点となって選挙戦が展開されたのは、2014 年の東京都知事選挙、2016 年・2018 年の新潟県知事選挙、2021 年の寿都町長選挙など、ごく限られた数の首長選挙のみであった。

なぜ政治家は、選挙になると、原子力問題に深入りすることを避けるのか。答えは簡単である。原子力については、強く推進を唱えても、声高に反対を叫んでも、どちらの場合も、票を減らすことはあっても増やすことはないからである。

政府や経済産業省の関係者がしばしばそう主張するように「国民の信頼回復が進んでいない」と判断して、推進派が原子力を争点からはずすのは、ある程度想定できる。ここで興味深いのは、反対派も、原子力を主要な争点として取り上げることを避ける点である。

2016 年の鹿児島県知事選挙の際、元テレビ朝日記者の三反園訓氏は、心情的には原子力発電に批判的な意見をもっていたにもかかわらず、その点をあまり表に出さずに当選をはたした。しかし、選挙で反原発の方針を明示しなかったために、知事就任後も原子力政策についてあいまいな姿勢をとり続けることになり、自民党と公明党の推薦を受けて再選をめざした 2020 年の知事選挙で敗退した（三反園氏は、その後 2021 年の総選挙に保守系無所属の立場で鹿児島 2 区から立候補し、当選をはたした）。

通常の選挙ではないが、2021 年の自民党総裁選挙に立候補した河野太郎氏も、勝利を優先させるために、持論である原子力への批判的姿勢をトーンダウンさせた。それでも、核燃料サイクルに対するきびしい姿勢は堅持

したため、それが一因となって、1 回目の投票でトップの座を譲るなど、「予想外の大敗」を喫することになった。これらの事例が示唆するように、反対派陣営にとっても、選挙で原子力問題を正面から取り上げることは、得策ではない。原子力をめぐる国論が真二つに分かれている現実をふまえれば、推進派も反対派も選挙においては原子力についてふれないことが、政治家としての「賢い選択」なのである。

こうして、国の未来を決める重要な国政選挙において、原子力政策の進化をもたらすような真摯な論戦が展開されることはなくなった。そして、これからもないであろう。

2021 年 10 月に閣議決定された第 6 次エネルギー基本計画は、「可能な限り原発依存度を低減する」と述べる一方で、「原子力については、(中略) 必要な規模を持続的に活用していく」と記している。原子力発電所のリブレースには言及しない一方で、2030 年度の電源構成見通しにおける原子力比率を 20~22% のまま維持している。これでは、国が描く原子力の将来像がまるで見えてこない。選挙では主要な論点からはずされ、政策決定過程では「バランス重視」の問題先送りの対象にされる。日本の原子力政策は漂流したままであり、それが終焉する出口の手がかりさえ見えない。

### 3-3-3 二重に破綻した核燃料サイクル一本槍政策

漂流する原子力政策の無策ぶりが象徴的な形で凝縮されているのが、核燃料サイクル一本槍政策の破綻である。

2021 年 9 月に行われた自民党総裁選で河野太郎氏は、既存原発の再稼働は容認しつつも、核燃料サイクルについては、「なるべく早く手じまいすべきだ」と明言した。河野氏は敗北し、その政策の実現はいったん遠のく形になったが、核燃料サイクル一本槍の政府の使用済み核燃料対策(バックエンド対策)が事実上破綻していることは明白であり、氏が提起した問題の重さをわれわれは直視しなければならない。

核燃料サイクルの中核を担うのは、日本原燃が青森県六ヶ所村で運営する使用済み核燃料の再処理施設である。施設の中核となる再処理工場は、2006 年にアクティブ試験を開始したものの、最終的な竣工にはまだ至っていない。

日本政府は、使用済み核燃料の処理に関して、世界で広く行われている直接処分方式、つまり 1 度使用したらそのまま廃棄する方式を排除している。そして、使用済み核燃料を再利用する核燃料サイクル方式一本槍で対処する方針を、今日でも堅持している。しかし、この核燃料サイクル完全依存方針は、二重の意味ですでに破綻していると言わざるをえない。

政府は、「高速増殖炉サイクル」と「軽水炉サイクル」の二段構えで、核燃料サイクルを想定していた。このうち、重きを置いていた高速増殖炉サイクルは、2016 年 12 月の高速増殖原型炉「もんじゅ」(福井県敦賀市)の廃炉決定によって、実現が不可能になった。これが、第 1 の破綻である。

残る方策は軽水炉サイクルだけとなったが、その成否を決めるのは、モックス(MOX: Mixed Oxide)燃料を既存の原子力発電所の軽水炉で使用するプルサーマルである。MOX 燃料とは、使用済み核燃料の再処理によって分離されたプルトニウムをウランと混ぜて作り出す、混合酸化物燃料のことである。

別表にあるとおり、現在の日本には、MOX 燃料を装荷済みでプルサーマル利用できる軽水炉が 4 基しか存在しない。関西電力の高浜発電所 3・4 号機(合計でプルトニウムの年間利用目安量約 1.1 トン、以下同様)、四国電力伊方発電所 3 号機(約 0.5 トン)、九州電力玄海原子力発電所 3 号機(約 0.5 トン)が、それである。つまり、プルトニウムの年間利用目安量はプルサーマル炉 1 基当たりで約 0.5 トンということになるが、一方で、青森県・六ヶ所村にある日本原燃の再処理工場がフル稼働した場合には、年間約 7 トンのプルトニウムが生産される。 $7 \div 0.5 = 14$  であるから、再処理工場が生み出すプルトニウムを消費するためには、14 基のプルサーマル炉が必要

になる。ところが、現実にはそれが4基しかない。これが、核燃料サイクル完全依存方針の第2の破綻である。

表 電気事業連合会が発表したプルトニウム利用計画（2021年2月26日）

所有者	所有量 (t <sub>235</sub> Pu) *	実施予定原子炉	装荷年 ／未装荷	年間利用目安量*** (t <sub>235</sub> Pu/年)
北海道電力	0.3	泊発電所3号機	未装荷	約0.5
東北電力	0.7	女川原子力発電所3号機	未装荷	約0.4
東京電力HD	13.7	いずれかの原子炉	未装荷	—
中部電力	4.0	浜岡原子力発電所4号機	未装荷	約0.6
北陸電力	0.3	志賀原子力発電所1号機	未装荷	約0.1
関西電力	12.6	高浜発電所3・4号機	2010、2016	約1.1
		大飯発電所の1～2基	未装荷	約0.5～1.1
中国電力	1.4	島根原子力発電所2号機	未装荷	約0.4
四国電力	1.5	伊方発電所3号機	2010	約0.5
九州電力	2.2	玄海原子力発電所3号機	2009	約0.5
日本原子力発電	5.0	敦賀発電所2号機	未装荷	約0.5
		東海第二発電所	未装荷	約0.3
電源開発	他電力より譲渡**	大間原子力発電所	未装荷	約1.7
合 計	41.7	——	未装荷	約7.1～7.7

(出所) 電気事業連合会「プルトニウム利用計画について」（2021年2月26日）

(注) \*全プルトニウム (Pu) 量。

\*\*フランス回収分のプルトニウムの一部が他の電力会社より電源開発に譲渡される予定。合計で約1.3トンの見込み。

\*\*\*利用場所に装荷する MOX 燃料に含まれるプルトニウムの1年当たり換算量。

たしかに電力会社が集まる業界団体である電気事業連合会は、2021年2月に別表に示したプルトニウム利用計画を策定し、「30年度までに少なくとも12基のプルサーマル実施を目指す」ことを打ち出した。しかし、同じ電気事業連合会は、じつは2010年9月にもプルトニウム利用計画を作成し、2015年度までに16～18基の軽水炉でプルサーマルを実施する方針を示していた。この2010年のプルトニウム利用計画は、きわめて不十分な成果しかあげなかった。2021年のプルトニウム利用計画は、2010年の計画と比べてとくに新味があるわけではない。今年のプルトニウム利用計画もまた、核燃料サイクル完全依存方針の第2の破綻を修復することは不可能であろう。

日本の核燃料サイクル完全依存方針が破綻していることは、深刻な国際問題をもたらしかねない。再処理工場で生産されるプルトニウムは、高度な技術的処置を施せば、核兵器の材料として転用されるおそれがある。日本が非核兵器保有国でありながら、核燃料サイクル事業として使用済み核燃料の再処理を行うことを国際的に認められているのは、日米原子力協定による後ろ盾があるからである。アメリカ政府が後ろ盾を与える根拠は、日本には再処理で生産されるプルトニウムを平和利用するプランがあるという点に求めることができる。

しかし、ここまで述べてきたように、アメリカ政府の後ろ盾の根拠となっている日本のプルトニウム平和利用

プランは、事実上破綻している。原子力政策全体が漂流するなかで、わが国の核燃料サイクル完全依存方針はすでに破綻しており、根本的な見直しが不可避である。

ただし、六ヶ所再処理工場は竣工には至っていないものの 2006 年からアクティブ試験運転を行っており、廃止・原状復帰には膨大な費用がかかるため、その運転を今さら止めることはできない。そうであるとすれば、核燃料サイクル一本槍の現在の方針を改め、核燃料サイクルと直接処分とを併用する方針に変えることが、現実的な解決策だと言えよう。

### 3-3-4 「カーボンフリー火力」の登場

ここまで述べてきたような事情から、原子力は、カーボンニュートラルを実現するうえで、大きな意味をもちそうにない。それでは、火力発電はどうだろうか。

人類がめざすカーボンニュートラルの達成のためには、太陽光や風力を中心とする再生可能エネルギーが主役となることは、間違いない。ただし、これらは「お天道様任せ」「風任せ」の変動電源であり、なんらかのバックアップの仕組みが必要となる。バックアップ役にまず期待されるのは蓄電池であるが、蓄電池はまだコストが高いし、原料調達面で中国に大きく依存するという問題点もある。したがってバックアップ役として火力発電が登場することになるが、二酸化炭素を排出する従来型の火力発電ではカーボンニュートラルに逆行してしまう。そこで、燃料にアンモニアや水素を用いて二酸化炭素を排出しない「カーボンフリー火力」が必要になるのだ。

2020 年 10 月の菅義偉前首相の「2050 年カーボンニュートラル宣言」がある程度の実現性をもったのは、その直前に日本最大の火力発電会社である JERA（東京電力燃料＆パワーと中部電力が折半出資で設立した合弁会社）が、アンモニアと水素を活用することで、2050 年までに火力発電のカーボンフリー化をめざすと発表したからである。JERA が「カーボンフリー火力」という新規軸を打ち出したことにより、火力発電は二酸化炭素を排出するものだという従来の常識は打破され、カーボンニュートラルへの道筋が開けたわけである。

つまり、カーボンニュートラルを実現するためには、再生可能エネルギーとカーボンフリー火力ががっちりタッグを組むことが不可欠なのである。世界のカーボンニュートラルの達成にとって主戦場となるのは、二酸化炭素を多く排出する非 OECD（Organisation for Economic Co-operation and Development）諸国である。これらの諸国では石炭火力への依存度も高い。日本が主唱するカーボンフリー火力という手法は、非 OECD 諸国のカーボンニュートラル化に大きく貢献しうる。この手法は、火力発電そのものを否定的にとらえる欧州の発想からは生まれようがない。カーボンニュートラル達成のカギは、再生可能エネルギーとカーボンフリー火力とを同時並行的に推進することにあると言えよう。

### 3-3-5 コスト抑制と既存インフラの活用

第 6 次エネルギー基本計画の策定をめぐって審議を重ねていた 2021 年 5 月 13 日の総合資源エネルギー調査会基本政策分科会第 43 回会合で、衝撃的なシーンがあった。地球環境産業技術研究機構（RITE）が、その日に向けて準備した「2050 年カーボンニュートラルのシナリオ分析（中間報告）」のなかで、想定した 7 つのシナリオのいずれをとったとしても、2050 年におけるわが国の電力コスト（限界費用）は大幅に上昇することを発表したのである。

2050 年に関する RITE の試算の概要は、以下のとおりである。シナリオのケースごとの数値は、総発電力量（兆



kWh)／電源構成(％、再生エネルギー：原子力：水素・アンモニア：CCUS〔二酸化炭素回収・利用、貯留〕火力の順)／電力コスト(円/kWh、限界費用)を意味している。

- ①政府提示の参考値のケース 1.35／54：10：13：23／24.9
- ②再エネ 100％ケース 1.05／100：0：0：0／53.4
- ③再エネ価格低減ケース 1.5／63：10：2：25／22.4
- ④原子力活用ケース 1.35／53：20：4：23／24.1
- ⑤水素・アンモニア価格低減ケース 1.35／47：10：23：20／23.5
- ⑥CCUS 拡大ケース 1.35／44：10：10：35／22.7
- ⑦カーシェアリング進展ケース 1.35／51：10：15：24／24.6

各ケースの最後の数値を見ればわかるように、カーボンニュートラル下の 50 年の電力コスト(限界費用)は、いずれの場合でも、現行水準(13 円/kWh、2020 年時点)より大幅に上昇する。②の再エネ 100％ケースの場合、上昇幅がとくに大きい。これはあくまで限界費用を示したもので、今後、再エネ関連のイノベーションが進めば顕著に低下する可能性があり、現時点で②のシナリオを排除する理由にはならない。いずれにしても、カーボンニュートラルを達成しようとする、このままでは電力コストの相当程度の上昇は避けられそうにないのである。

電力コストの上昇を抑えるためには、さまざまなイノベーションを実現しなければならない。それとともに、やるべきことが 1 つある。それは、既存インフラの徹底的な活用である。

カーボンニュートラルをめざす日本のアプローチには、欧米諸国ではあまり重視されていない 2 つの施策が含まれている。アンモニアを燃料として使用するカーボンフリー火力発電と、二酸化炭素と水素から都市ガスの主成分のメタンを作るメタネーションとが、それである。今年 6 月に改定されたグリーン成長戦略では、重点 14 分野のうち 2 番目にアンモニア利用を、3 番目にメタネーションを、各々取り上げている。

考えてみれば、アンモニア利用は既存の石炭火力設備を徹底的に活用することを意味し、メタネーションは既存のガス導管を徹底的に活用することを意味する。この既存インフラの徹底活用は、今後進展していく新興国のカーボンニュートラル化の過程でも、大いに効果を発揮することだろう。エネルギーコストの上昇を抑制する日本的なアプローチは、国際的にも重要な意味をもつものである。

## おわりに：残された課題

本章での検討を通じて、①原子力は、リプレース回避方針が固定化されるなかで、カーボンニュートラルの実現にあまり大きな意味をもちそうにないこと、②対照的に、新たに登場した「カーボンフリー火力」は、太陽光発電や風力発電とタッグを組むことによって、カーボンニュートラルの実現過程で大きな役割をはたすであろうこと、が明らかになった。

今後、二酸化炭素を排出しない大型電源の主役は、徐々に原子力から「カーボンフリー火力」へ移行していくのではないだろうか。

もちろん、「カーボンフリー火力」にも課題は山積している。アンモニアにしても水素にしても、いかに調達コストを低減させるか。また、そもそも、カーボンフリーな形でアンモニアや水素を大量に調達することは可能なのか。いずれも大問題である。これらの論点については、研究プログラム「加速するエネルギー転換と日本の

対応」の最終報告書のなかで立ち入って論じることにはしたい。

さらに本章では、非電力分野におけるカーボンニュートラル達成の道筋については、紙幅の制約上、検討することができなかった。この論点についても、最終報告書への残された課題となる。

## 3-4 カーボンニュートラルの担い手としての地域の役割

平沼 光

### 3-4-1 カーボンニュートラルに向けて動き出した日本

2020年10月、菅首相(当時)は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を宣言。2020年12月には政府が「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」を公表し、2050年に発電量の約50～60%を再エネで賄うことが参考値として示された。そして、2021年10月22日に閣議決定された第6次エネルギー基本計画では、2030年の再生可能エネルギー(以下、再エネ)導入目標をこれまでの22～24%から36～38%に引き上げるとともに、再エネを2050年における主力電源として最優先の原則の下で最大限の導入に取り組むことが示された。

再エネを主力電源としてカーボンニュートラルを目指す動きは自治体にも広がっている。2021年10月29日現在、東京都・京都市・横浜市を始めとする479自治体が「2050年までに二酸化炭素排出実質ゼロ」を表明している<sup>1</sup>。また、34の道府県が中心となり、地域の再エネの普及を加速させることを目的とした自然エネルギー協議会が2021年6月9日に公表した提言<sup>2</sup>では、「2030年には自然エネルギー発電比率を40%超とする」ことが提言されており、今後各自治体における取り組みが活発化する見通しにある。

エネルギーの需要者である企業の再エネニーズも高まっている。企業195社が加盟し脱炭素社会への移行を推進する企業グループ、日本気候リーダーズ・パートナーシップ(JCLP: Japan Climate Leaders' Partnership)が本年9月に公表した「第6次エネルギー基本計画案に関する声明」では、2030年の再エネ比率50%を求めている。また、脱炭素に取り組む企業490社が参加する気候変動イニシアティブ(JCI: Japan Climate Initiative)や経済同友会も2030年の再エネ比率40～50%を求めており<sup>3</sup>、さらなる再エネ普及が求められているが、再エネは地域に吹く風や照り付ける太陽光を活用する地域由来の分散型エネルギーである。そのため、その活用には地域の役割が重要になってくる。本章では再エネの普及拡大をはじめ、カーボンニュートラルの担い手として地域がどのような役割を担うかを考察する。

### 3-4-2 再エネ普及に必要な地域の社会的受容性

自治体や企業からの再エネ普及の要望が高まってきている一方、再エネ発電設備の設置地域では様々な問題も浮上してきている。特に発電容量が1メガワット以上になるメガソーラーのような大規模な太陽光発電施設については、長野県富士見町や山梨県笛吹市、高知県土佐清水市など各地で地域の自然環境や景観への影響を懸念した市民による反対運動が起き、事業計画が頓挫した事例も発生している<sup>4</sup>。

既に長野県では長野県環境影響評価条例を改正し、一定規模以上の太陽光発電所の設置を環境アセスメントの対象事業に加えることや、長野県景観規則を改正し、太陽光発電施設が、周辺の景観と調和するよう事前審査の実施を始めている<sup>5</sup>。

こうした、再エネ発電設備の設置に抑制的な条例は、2016年度に26件だったものが2020年度には134件と5年で約5.2倍に増加している状況となっている<sup>6</sup>。

再エネ発電設備の設置抑制条例の増加には「外部資本型」のメガソーラーが影響している。日本の再エネ設備認定量の多くがメガソーラーとなっているが、メガソーラーは設置地域外の資本が行ういわゆる「外部資本型」

が多くを占めている<sup>7</sup>。太陽光発電設置における地域トラブルの多くは「外部資本型」のメガソーラーの案件で発生しており、地域外の資本が行う再エネ発電事業の課題も生じている<sup>8</sup>。

例えば、自治体などの地域が、地域外の手事業者の資本によるメガソーラー事業を受け入れても、メンテナンスなどの仕事を設置者である大手事業者が請け負った場合は地域にはさしたる雇用が創出されない。また、売電益は外部資本の利益となるほか、法人税は外部資本の事業本社がある自治体の税収になるなど、「外部資本型」の再エネ発電事業で自治体や地域市民がメリットを得ることはあまりないことが指摘されている<sup>9</sup>。

再エネは地域に吹く風や照り付ける太陽光など地域由来のエネルギーであることから、その活用においては地域市民の理解や協力などの地域市民の主体的な関与、則ち地域の社会的受容性が重要となる。第6次エネルギー基本計画では再エネを最大限導入することが示されたが、再エネ発電施設の設置による地域の環境や景観への影響が問題視されている中、再エネに対する地域の社会的受容性が確保できなければ、各地で起きているメガソーラーに対する「Not In My Back-Yard（自分の裏庭ではやらないで）」という NIMBY（ニンビィ）的な反対運動がさらに増加し、2030 年、そして 2050 年に向けた再エネの普及に影響を及ぼすことが考えられる。

### 3-4-3 再エネ普及のポイントと地域の役割

第6次エネルギー基本計画の関連資料として公表された「2030 年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）」では、2030 年の再エネ比率 36～38%にむけて、2019 年度時点での再エネ導入実績 1,853 億 kWh<sup>10</sup>のおよそ2倍となる合計 3,360～3,530 億 kWh 程度の再エネ導入を目指すとしている。その内訳(3,530 億 kWh 時)は、太陽光 1,460 億 kWh（約 41%）、陸上風力 340 億 kWh（約 10%）、洋上風力 170 億 kWh（約 5%）、地熱 110 億 kWh（約 3%）、水力 980 億 kWh（約 28%）、バイオマス（約 13%）となっており、太陽光発電が占める割合が最も多い。太陽光発電については、太陽光発電システムの設置に適した未開発の適地が減少する中、いかにしてその普及を促進するかが大きなポイントとなるが、太陽光発電システムの新しい設置場所として農地を活用する営農型太陽光発電（ソーラーシェアリング）が注目されている。

ソーラーシェアリングとは、農地に支柱を立てて上部空間に太陽光発電設備を設置し、太陽光を農業生産と発電とで共有する取組で、作物の販売収入に加え、売電による継続的な収入や発電電力の地産地消などの複合的な便益を生み出すことが期待されている。2021 年 4 月に公表された一般社団法人太陽光発電事業者連盟（ASPEn: Alliance for Solar Power Entrepreneurs）の提言<sup>11</sup>では、国内の農地面積（荒廃農地含む）のうち約 2%にあたる 10 万 ha にソーラーシェアリングを導入することで農作物の生産を損なうことなく、年間 1,000 億 kWh の電力生産を確保することが可能としており、山林を切り開くなどの必要のない新たな設置場所として注目される。また、設置場所拡大のポテンシャルとして屋根置き太陽光発電も注目されている。2019 年 6 月現在、新築注文住宅における屋根置き太陽光発電等を設置した省エネ高効率住宅である ZEH 化率は約 20%に留まっていることから、さらに ZEH 化率を高めることで太陽光発電の普及拡大が見込まれる。

日本の再エネでは最も高い導入ポテンシャルを持つとされる洋上風力発電<sup>12</sup>は、まだ社会実装の初期段階にあり 2030 年までにどこまで増やせるかは不透明な状況にあることから 2050 年に向けた中長期的な視野での普及が必要となる。すなわち、直近ではソーラーシェアリングや屋根置き太陽光発電などにより太陽光発電の普及を急ぐとともに、中長期的な視点で洋上風力の社会実装を促進し、あわせて地熱、水力、バイオマス等の導入を着実に進めていくことが必要になる。

前述した通り、再エネは地域由来のエネルギーであることから、各種再エネ事業の実施においては地域の社会的受容性が重要となる。さらに、エネルギーの地産地消など再エネ事業が地域利益を生み出すものとするには、

再エネを地域で活用できるエネルギーシステムの構築が必要となり、自治体や地域市民など地域のステイクホルダーが主体的に関与することが求められる。特に改正地球温暖化対策推進法の成立により、市町村は再エネの促進区域を定めることが求められるなど、自治体をはじめとする地域の役割がさらに重要となっている。

#### 3-4-4 地域主体の営農型太陽光発電の取り組み（市民エネルギーちば株式会社）

地域の社会的受容性を背景にした再エネ事業は日本ではまだ一般的ではないが、先駆的な取り組みが生まれてきている。

千葉県匝瑳市に所在する市民エネルギーちば株式会社は、荒廃農地を活用した営農型太陽光発電事業を地域市民の主体的な参加により実施している。千葉県匝瑳市ではかつてはタバコ栽培などが営まれていたが農家の高齢化などで15年以上前に耕作が放棄され、荒廃農地となった土地に不法廃棄物が投棄されるなど地域の問題となっていた。こうした問題を憂慮した地域の農業生産者を中心とした有志が2014年に市民エネルギーちば合同会社を設立（2019年7月に市民エネルギーちば株式会社に社名変更）。採算性が悪く農業を続けられなくなっていた土地でソーラーシェアリングを実施し、脱炭素と荒廃農地を再生する取り組みが始められ、2015年には1MWのソーラーシェアリングとなる匝瑳メガソーラーシェアリング第一発電所の運営を開始。2019年9月現在、市民エネルギーちばが関わるソーラーシェアリングは30ヵ所（設備容量合計3,260kW）に達し、ソーラーシェアリングの太陽光パネルの下では有機農業で大豆や小麦が栽培され、農家収入の安定にも寄与している。

ソーラーシェアリングの取り組みは地域の活性化にも大きな役割を果たしている。2018年3月にはソーラーシェアリングの売電収益を基金として地域課題の解決に取り組む「豊和村づくり協議会」が立ち上げられている。協議会のメンバーには、自治会や地元環境保全会、農業法人、小学校のPTAなど地域の幅広い顔ぶれが参加し、環境保全や子供たちの教育支援など多岐にわたる取り組みが進められている。地域活性化を進めるためソーラーシェアリングで収穫された農作物を加工品にする6次産業化も行われている。市民エネルギーちばは、ソーラーシェアリング作物を使ったお菓子や味噌などの加工品の開発、販売を行う子会社、株式会社Reを2018年10月に設立。株式会社Reは農作物の6次産業化のほか農村民泊業も展開し、地域雇用の創出に貢献している。

こうして市民エネルギーちばのソーラーシェアリングは地域社会になくはならない存在として認知されるに至っているが、この取り組みは匝瑳市の中にとどまらず地域の外へも広がりを見せている。米国のアウトドアパレルメーカーのパタゴニア（patagonia）は2020年までにオフィスや店舗で使用する量の電力を100%再エネで賄い、2025年までに事業全体でカーボンニュートラルを達成することを目標としている。この目標達成のためパタゴニアの日本支社であるパタゴニア・インターナショナル・インク日本支社（以下、パタゴニア日本支社）においても、2019年4月9日より国内最大規模の直営店であるパタゴニア渋谷ストア（東京）の使用電力を再エネに切り替えを進めており、市民エネルギーちばのソーラーシェアリングに投資も行っている。2019年には投資したソーラーシェアリングの通電が開始され、発電された電力は「みんな電力株式会社」（2021年10月に商号を「株式会社UPDATER」に変更）のブロックチェーン技術を使ったトラッキングシステムにより100%再エネ電力を証明する取引が行われ、パタゴニア渋谷ストアの年間電力使用量の多くを賄っている<sup>13</sup>。

また、米国西海岸発のファッションブランド、ロンハーマン（RON HERMAN）もパタゴニアと同様に市民エネルギーちばの取り組みに注目し、市民エネルギーちばと協働してソーラーシェアリング設備「ロンハーマン匝瑳店」を立ち上げ、2021年10月15日に通電が開始されているなど、ソーラーシェアリングは再エネ普及によるエネルギー需給率と食料需給率向上の高いポテンシャルが期待されている。

### 3-4-5 地域マイクログリッドの構築

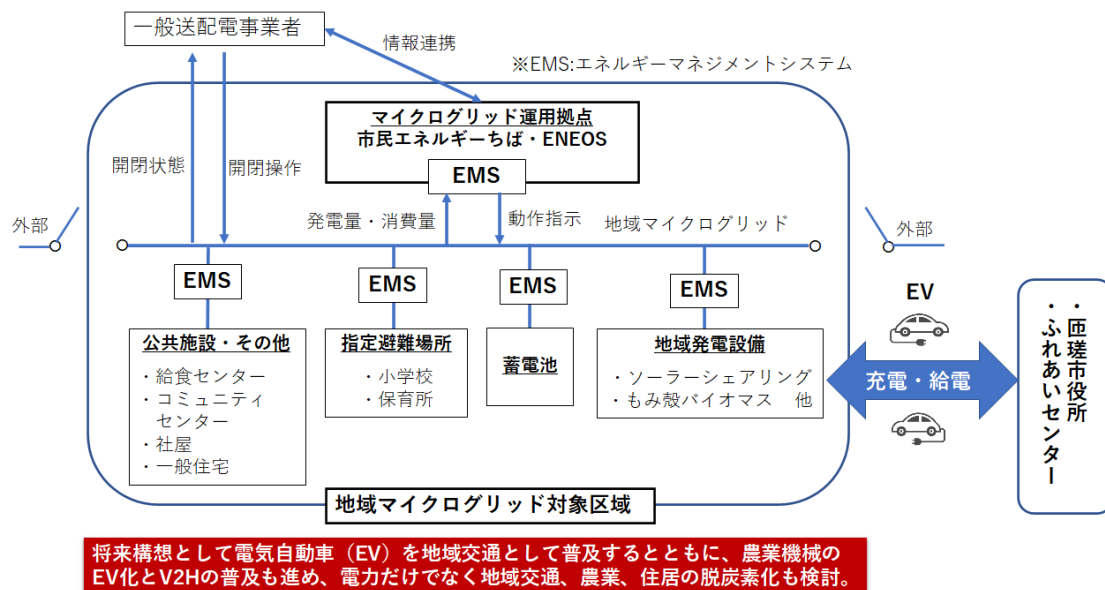
市民エネルギーちばでは、単にソーラーシェアリングを普及させるだけでなく、地域マイクログリッドの構築にも取り組んでいる。

市民エネルギーちばは、経済産業省の「令和3年度地域共生型再生可能エネルギー等普及促進事業費補助金(地域マイクログリッド構築支援事業のうち、導入プラン作成事業)」に ENEOS ホールディングス株式会社と協働で、ソーラーシェアリングを中心とした地域マイクログリッドを構築する事業(以下、支援事業)を申請。2021年6月に経済産業省から支援対象事業として補助金の交付決定を受けている。

匝瑳市は2019年の台風15号の水害により、市の広範囲で一週間以上の停電に見舞われている。その際、市民エネルギーちばは、ソーラーシェアリングを充電や電気機器の利用拠点として地域市民に開放し、災害時のエネルギー供給に貢献している。支援事業では、こうした市民エネルギーちばの経験を活かし、匝瑳市との協力のもと、匝瑳市北部を対象地域として、ソーラーシェアリング、屋根置き太陽光発電、もみ殻バイオマス発電、ガスコージェネレーション、蓄電池、電気自動車(EV)、EVから住居に電力を供給するビークルトゥホーム(V2H:Vehicle to Home)充放電設備、そしてそれらをコントロールするエネルギーマネジメントシステム(EMS)を導入し、電力系統から解列された状況においても電力の地産地消と資金の地域内循環を実現する、持続可能な低炭素型地域マイクログリッドを構築する計画にある。

計画ではマイクログリッド対象地域で発電した電力をEVに蓄え、対象地域外となる3km離れた匝瑳市役所とふれあいセンターにV2H充放電設備を設置することでEVから電力を供給することを構想しているが、将来的には地域交通としてソーラーシェアリングの電力で走行するEVを普及させるとともにトラクターなどの農業機械のEV化も促進し、あわせてV2Hを含めたZEH化を進めることで、発電、地域モビリティ、農業、住居の4つの部門にわたるトータルの脱炭素化を実現させることも検討している。(図1)

(図1) 市民エネルギーちばのマイクログリッドの概観





### 3-4-6 「脱炭素先行地域」による脱炭素ドミノの推進にあたって

2021年6月9日に政府の国・地方脱炭素実現会議が公表した、カーボンニュートラルの実現を目指すための「地域脱炭素ロードマップ」では、地域課題を解決し、住民の暮らしの質の向上を実現しながら脱炭素に向かうモデルとなる「脱炭素先行地域」を2030年度までに少なくとも100か所つくり、2030年から全国展開していく脱炭素ドミノを推進する方針にある。そのため、環境省では再エネ普及をはじめとする脱炭素事業に意欲的に取り組む地方自治体等を複数年度にわたり継続的かつ包括的に支援するスキームとして予算額200億円の「地域脱炭素移行・再エネ推進交付金」を2022年度の予算要求に盛り込んでいる。

今後、交付対象となる地域を選定する方針にあるが、選定にあたってはNIMBY問題を引き起こさない持続可能な取り組みを選定することが重要だ。そのためには従来の外部資本型の再エネ事業ではなく、地域市民が主体的に参加し、地域利益を生み出す、地域主体の取り組みを見極める必要がある。また、地域由来の分散型エネルギーである再エネを有効活用するには分散型エネルギーに適した地域のエネルギーシステムの構築が欠かせない。特にカーボンニュートラルを目指すにあたってはエネルギー供給側だけではなく需要側の脱炭素化を進める必要があり、地域の再エネをエネルギー源とするEV、ZEH等をエネルギーシステムに組み込み、需給両面でトータルのカーボンニュートラルを推進する地域のエネルギーシステムの構築を広げる必要がある。

「脱炭素先行地域」を選定するにあたってはこうした要件を満たした地域と取り組みを選定し、それを脱炭素ドミノとして全国展開していくべきである。そのためのモデルとして、市民エネルギーちばの取り組みは先駆的な具体例として参考になる。

#### 参考文献

- <sup>1</sup> 環境省（2021）「2050年 二酸化炭素排出実質ゼロ表明 自治体 2021年10月29日時点」2021年10月29日  
[https://www.env.go.jp/policy/zero\\_carbon\\_city/01\\_ponti\\_211029.pdf](https://www.env.go.jp/policy/zero_carbon_city/01_ponti_211029.pdf)
- <sup>2</sup> 自然エネルギー協議会(2021) 「自然エネルギーへの転換によるグリーン社会実現へ ～グリーントランスフォーメーション（GX）によるコロナ禍からの経済復興に向けて～」2021年6月9日  
([http://www.enekyo.jp/wp-content/uploads/2021/06/20210609\\_teigen.pdf](http://www.enekyo.jp/wp-content/uploads/2021/06/20210609_teigen.pdf)、2021年10月20日アクセス)
- <sup>3</sup> 経済産業省（2021a） 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47回会合）資料5「再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース参考資料」2021年7月30日
- <sup>4</sup> 山下紀明(2016) 「メガソーラー開発に伴うトラブル事例と制度的対応策について」別表1, 認定NPO法人環境エネルギー政策研究所, 2016年3月1日, pp.1-5
- <sup>5</sup> 長野県(2020) 「太陽光発電事業に対する長野県の取組等」  
([https://www.pref.nagano.lg.jp/kankyo/taiyoko\\_torikumi.html](https://www.pref.nagano.lg.jp/kankyo/taiyoko_torikumi.html)、2020年4月3日アクセス)
- <sup>6</sup> 経済産業省（2021b） 「2030年に向けた エネルギー政策の在り方」総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（第40回会合） 2021年4月13日
- <sup>7</sup> 茅野恒夫(2015) 「第7章再生可能エネルギーの意志ある波の行方」小熊英二,赤坂憲雄編著『ゴーストタウンから死者は出ない』,人文書院,2015, pp.191-192

- 
- <sup>8</sup> 山下紀明(2016)「メガソーラー開発に伴うトラブル事例と制度的対応策について」別表 1, 認定 NPO 法人環境エネルギー政策研究所, 2016 年 3 月 1 日
- <sup>9</sup> 西城戸誠(2015)「特集論文 再生可能エネルギー事業と地域環境の創造」『都市社会研究』 第 7 号, 2015, p.32
- <sup>10</sup> 経産省(2021c)「2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた検討」 第 43 回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会事務局資料 1, 令和 3 年 5 月 13 日、
- <sup>11</sup> 一般社団法人太陽光発電事業者連盟 (2021)「2030 年の再生可能エネルギー比率+10%に向けた提言～営農型太陽光発電の大量導入によるエネルギーと食料の自給率向上に向けて～」(2021 年 4 月 23 日)  
<https://aspen.or.jp/2021/04/23/aspen2030/>
- <sup>12</sup> 環境省「我が国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル」  
<http://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/doc/gaiyou3.pdf>
- <sup>13</sup> 市民エネルギーちば(2021) 会社案内 2021  
([file:///C:/Users/hiranuma/AppData/Local/Temp/MicrosoftEdgeDownloads/eb00a3ab-f8e4-471d-a2cc-454de346f098/minene2\\_01-20\\_0909\\_high.pdf](file:///C:/Users/hiranuma/AppData/Local/Temp/MicrosoftEdgeDownloads/eb00a3ab-f8e4-471d-a2cc-454de346f098/minene2_01-20_0909_high.pdf)、2021 年 10 月 20 日アクセス)

本稿ではこれまで再生可能エネルギーの主力エネルギー化に向けた視点、そしてトータルなカーボンニュートラルに向けた視点から様々な論点を考察してきた。まず第1章にて、第6次エネルギー基本計画のレビューを行うとともに、第2章では再生可能エネルギーの主力エネルギー化に向けた施策について、再生可能エネルギーや省エネ・高効率機器等における各種の技術を活かすための政策という視点と、変動性のある再生可能エネルギーの導入拡大において課題となる需給調整への対処という視点から報告を行った。第3章では、トータルなカーボンニュートラルに向けた施策として、エネルギー需要の高度化と最適化、産業界の脱炭素化という視点で報告を行うとともに、再生可能エネルギー以外の電源としてその将来像を描く必要のある原子力と化石燃料の行方、そしてカーボンニュートラルの担い手として役割が増してくる地域のあり方について報告を行った。

日本のエネルギー政策の大方針となる第6次エネルギー基本計画が2021年10月に決定されたが、第1章において第6次エネルギー基本計画における2030年の電力構成見通しの問題点として、①高く設定された再生可能エネルギー比率の実現性への疑問、②政治的な理由で維持された非現実的な原子力比率、③原子力比率維持のため過剰に削減された火力発電、④帳尻合わせのため不自然な形で削減された総発電電力量による産業縮小シナリオへの懸念、という4つの問題点が指摘されたように問題は山積している。2030年まで残り少なくなった時間の中でどこまで解決できるか、対応を急がなければならない。2050年カーボンニュートラルに向けては、化石燃料を代替するカーボンフリーな水素やアンモニアの調達量の確保と調達コスト低減を含め、非電力分野におけるカーボンニュートラルへの道筋をつける必要がある。また、2021年10月31日～11月13日に開催されたCOP26では、2022年末までに2030年までの温室効果ガス削減目標を再検討し、強化することが決定されており、日本も政策の積み増しを行う必要があるが、その際、第6次エネルギー基本計画策定時のように帳尻合わせのような策定方法でよいのか、政策決定プロセスのあり方という点もあらためて検討する必要があるだろう。さらに、ロシアによるウクライナ侵攻により浮き彫りになったエネルギー安全保障への対応を急がなければいけない事態にもなっている。

本研究プログラムでは、本稿で記した様々な論点と政策への示唆をさらに発展させ、カーボンニュートラルに向けた日本のエネルギー政策のあり方を引き続き研究、提示していく予定である。