



自然エネルギー財団  
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

# 2030年エネルギーミックスへの提案 (第1版)

自然エネルギーを基盤とする日本へ

2020年8月6日

公益財団法人 自然エネルギー財団

## 謝辞

本提言の作成にあたり、多くのエネルギー関連企業、調査機関、エネルギー専門家の方々にご協力いただきました。ここに感謝の意を記します。

## 作成担当者

本提言は、自然エネルギー財団の2030エネルギーミックス研究チームが執筆しました。主な執筆者と担当は以下の通りです。

大野 輝之 常務理事 : 第1章、第4章、第5章、第6章

木村 啓二 上級研究員 : 第2章、第3章、第4章

西田 裕子 シニアマネージャー (気候変動) : 第4章

また、以下のメンバーが作成に参加しました。

相川 高信 上級研究員

石田 雅也 シニアマネージャー (ビジネス連携)

市村 将太 上級研究員

大林 ミカ 事業局長

木村 誠一郎 上級研究員

工藤 美香 上級研究員

斉藤 哲夫 特任研究員

滝澤 元 上級研究員

ロマン・ジスラー 上級研究員

編集作業は、広瀬 朗子 リサーチスタッフが担当しました。

## 免責事項

本レポートに記載した情報は執筆時点で入手可能な内容に基づいていますが、その正確性に関して自然エネルギー財団が責任を負うものではありません。

## 自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および東京電力福島第一原子力発電所の事故を受けて、孫正義ソフトバンクグループ代表を設立者・会長として2011年8月に設立されました。安心・安全で豊かな社会の実現には、自然エネルギーの普及が不可欠であるという信念から、自然エネルギーを基盤とした社会の構築を目的として活動しています。

## はじめに

今年から来年にかけて、日本はエネルギー政策の大きな選択を行うべき時を迎えます。

来年3月11日は、東日本全体が壊滅する可能性すらあった東京電力福島第一原子力発電所事故から10年の節目の日です。しかし、多くの国民が望んだ安全なエネルギーシステムは未だ実現されたとはいえません。来年11月には、コロナ危機によって延期されたCOP26の開催が予定されています。今年もすでに集中豪雨が西日本を中心に大きな被害をもたらしています。二酸化炭素排出を早く大幅に削減しなければ、気候危機はますます深刻化してしまいます。

国は、COP26に向け、地球温暖化対策計画の改定を行う方針を公表しており、これに合わせてエネルギー基本計画の改正作業も開始される見込みです。二度と原発事故の惨禍を招くことがないように、そして気候危機によって人々の生命と財産が脅かされることがないように、これらの計画改定の中で、原子力に、そして最終的には、化石燃料にも依存する必要のない、自然エネルギーを基盤とする日本への道筋を選択する必要があります。

この「2030年エネルギーミックスへの提案（第1版）」は、日本が行うべき選択に対する自然エネルギー財団の提案です。第1版としたように、今回の提言は最終版ではありません。脱炭素社会の実現、安定供給の確保、リスク低減、そしてアフォーダブルなエネルギー供給というエネルギー政策の目標を実現するために何が必要か。今回の提言で全ての論点をカバーしているわけではありません。今日の時点で提言を公表するのは、より良いエネルギー政策の選択が行われるように、できるだけ早い時点から、専門家、企業、関係省庁、自治体、NGOなど多くの人々が参加する活発な議論を喚起したいという思いによるものです。

世界各国で持続可能なエネルギーシステムへの転換が進められています。国の状況に応じた差異がありますが、多くの国々に共通するのは、2030年までに、まず電力の半分程度、あるいはそれ以上を自然エネルギーで供給しようとしていることです。

日本でも、総人口3分の2、8,400万人余をカバーする道府県や政令指定都市の自治体協議会が、2030年の自然エネルギー目標を「40%超え」あるいは「少なくとも45%」に引き上げる提案を行っています。経済3団体の一つ経済同友会も2030年40%目標を提言し、RE-Usersなど大手の電力ユーザーの中では更に積極的な提案への賛同が広がっています。これらの背景には、自然エネルギー拡大が、気候変動対策だけではなく、地域活性化、経済成長や新たなビジネスの拡大にとっても重要だという認識の広がりがあります。

日本が選択すべき持続可能なエネルギーミックスへの合意が形成されるよう、多くの皆さんから忌憚のないご意見をいただくこと、また、建設的な議論にご参加をいただくことを期待しています。

2020年8月 公益財団法人 自然エネルギー財団

はじめに .....	1
概要.....	6
<b>第1章 求められるエネルギー転換の加速.....</b>	<b>15</b>
福島から10年ー原発ゼロの実現へ .....	15
脱炭素社会への転換を加速する必要の高まり .....	16
政府エネルギーミックスの破綻.....	17
2030年に自然エネルギーを基軸とする電力供給を .....	18
<b>第2章 エネルギー需給をめぐる現状.....</b>	<b>20</b>
第1節 エネルギー需給構造.....	20
一次エネルギー需給.....	20
電力需給.....	21
第2節 CO <sub>2</sub> 排出の状況.....	22
第3節 エネルギーコストの状況.....	24
第4節 自然エネルギーをめぐる状況.....	26
<b>第3章 2030年における自然エネルギーの導入可能性.....</b>	<b>28</b>
第1節 太陽光発電の導入可能性.....	29
1. 利用可能な土地面積の制約 .....	29
2. 経済的制約 .....	31
3. 2030年度の導入可能性 .....	34
第2節 風力発電の導入可能性.....	36
1. 環境アセスメントの状況 .....	37
2. 系統接続検討・申込の状況 .....	39
3. 2030年度の風力発電の導入可能性.....	40
4. 2030年度の風力発電の発電電力量.....	41
第3節 バイオエネルギー発電の導入可能性 .....	41
1. 売電用バイオエネルギー .....	41
2. 自家用バイオエネルギー（再エネ特措法外） .....	43
3. 転換促進ケース .....	44
第4節 水力発電の導入可能性.....	45
第5節 地熱発電の導入可能性.....	48
第6節 自然エネルギー電力の導入可能性（まとめ） .....	51

<b>第4章 持続可能なエネルギーミックスのあり方</b> .....	<b>53</b>
第1節 化石燃料の時代から自然エネルギーの時代へ .....	53
第2節 エネルギー需要の見通し .....	57
1. 需要の推計の考え方 .....	57
2. エネルギー需要推計の前提条件と結果 .....	58
第3節 持続可能なエネルギーミックスの姿 .....	63
1. 原子力発電の想定 .....	63
2. 火力発電の想定 .....	64
3. 2030年エネルギーミックスの姿 .....	66
4. CO <sub>2</sub> 排出量の算定 .....	69
5. 持続可能なエネルギーミックスの意義と課題 .....	71
第4節 脱炭素社会への展望 .....	75
<b>第5章 持続可能なエネルギーミックスへの政策課題</b> .....	<b>78</b>
第1節 電力システムの改革 .....	78
第2節 脱炭素への市場メカニズム：カーボンプライシング .....	81
第3節 土地利用規制の再検討 .....	85
第4節 企業の自然エネルギー利用の拡大 .....	87
第5節 自治体の実行力の強化 .....	90
<b>第6章 エネルギー政策の選択の時</b> .....	<b>93</b>
パンデミックからの緑の回復 .....	93
この10年で日本を変える .....	96

## 【図目次】

図 2-1	最終エネルギー消費の推移.....	20
図 2-2	一次エネルギー供給の推移.....	21
図 2-3	発電電力量.....	22
図 2-4	エネルギー起源の CO <sub>2</sub> 排出量の推移と政府目標.....	23
図 2-5	エネルギーミックスの達成指標：経済的効率性について.....	24
図 2-6	世帯当たりの光熱費とその実収入に占める割合（二人以上の勤労者世帯） ...	25
図 2-7	国内電気料金支払額(税抜)の推計値および対名目 GDP 比率.....	26
図 2-8	電源別自然エネルギーの設備容量（接続済と接続申込）2019 年度末時点 ....	27
図 2-9	年度別自然エネルギーの発電電力量.....	27
図 3-1	蓄電池付き住宅用太陽光発電システムの発電コスト推計.....	32
図 3-2	将来の事業用太陽光発電の発電コスト推計（発電側基本料金含む） .....	33
図 3-3	陸上風力の環境アセスメント実施状況(2019 年度末時点).....	38
図 3-4	洋上風力の環境アセスメント実施状況(2019 年度末時点).....	38
図 3-5	風力発電の環境アセスメントの状況と系統連系申込状況.....	39
図 3-6	中小水力発電の年間導入量.....	46
図 3-7	地熱資源開発プロセスと支援措置.....	50
図 3-8	自然エネルギーの発電電力量の推移.....	52
図 4-1	世界の石油消費量と実質原油価格の推移（1970～2019 年） .....	55
図 4-2	火力発電施設の CO <sub>2</sub> 排出量.....	65
図 4-3	CO <sub>2</sub> 排出量算定結果表・グラフ .....	70
図 4-4	再エネ特措法に基づく買取費用額の推計(転換促進ケース).....	74
図 4-5	エネルギー消費と GDP のデカップリング.....	76
図 5-1	ブルームバーグによる発電コストの予測.....	82
図 5-2	スペインの発電電力量に占める石炭火力の割合（2016～2020 年） .....	83
図 5-3	英国の電力供給に占める石炭火力の割合（2009～2019 年） .....	84

## 【表目次】

表 3-1	2030 年度の自然エネルギーの見通し概要 .....	28
表 3-2	利用可能な土地の推計及び設置可能容量 .....	30
表 3-3	太陽光発電の設備容量見通し (GW) .....	36
表 3-4	風力発電の環境アセスメントの手続き中の設備容量 .....	37
表 3-5	2030 年度までの風力発電の導入可能設備容量 (GW) .....	40
表 3-6	2030 年度までの風力発電の発電可能量 (TWh) .....	41
表 3-7	バイオエネルギーの現状 (2019 年度末時点).....	42
表 3-8	2030 年度の売電用バイオエネルギー発電の年間発電電力量の予測.....	43
表 3-9	製紙産業のエネルギー供給 (TWh/年) .....	43
表 3-10	紙パルプ産業の使用燃料の割合 (%) .....	44
表 3-11	中小水力の導入シナリオ別集計結果.....	46
表 3-12	水力発電の 2030 年度までの導入可能性 .....	48
表 3-13	地熱導入ポテンシャル推定値 (環境省) .....	48
表 3-14	地熱発電の実績と 2030 年度までの見通し .....	51
表 4-1	主な活動量・エネルギー消費原単位の設定 .....	61
表 4-2	主な指標.....	61
表 4-3	最終エネルギー消費の見通し(PJ) .....	62
表 4-4	電力需要の見通し (TWh) .....	62
表 4-5	現状政策ケースの電力需要量と電源構成 (TWh) .....	67
表 4-6	持続可能なエネルギーミックス (TWh) .....	68
表 4-7	エネルギー起源 CO <sub>2</sub> 排出算定結果 (億 t-CO <sub>2</sub> ) .....	69
表 4-8	電力の排出係数 (全電源) .....	70
表 4-9	部門別の CO <sub>2</sub> 排出量 (転換促進ケース) (億 t-CO <sub>2</sub> ) .....	71
表 5-1	電力システム改革に対する提言一覧.....	79
表 5-2	提言 4-1「日本版コネクと&マネージ」の全面適用の拡大および既存電源への適用...	80
表 5-3	提言 気候変動に取り組む企業が求める 3 つの戦略と 9 つの施策 .....	90

## エネルギー単位表示

設備容量に関する単位	1kW 1MW=1,000kW 1GW=100 万 kW
電力量に関する単位	1kWh 1MWh = 1,000kWh 1TWh =10 億 kWh

## 概要

### 2030年エネルギーミックスへの提案（第1版）－自然エネルギーを基盤とする日本へ－

#### 第1章 求められるエネルギー転換の加速

国が定めた2030年度のエネルギーミックスは、自然エネルギー22～24%、原子力20～22%、火力発電56%としている。2018年度には自然エネルギーが17%まで拡大してきているのに対し、原子力発電は6%にとどまっている。

原発再稼働の状況を踏まえれば、下限の20%の半分程度も実現困難と言わざるを得ない。自然エネルギー発電を現在の目標を大幅に超えて拡大しなければ、石炭や天然ガス火力の発電量が増加し、二酸化炭素削減目標の達成も困難になる。国が掲げるエネルギーミックスは既に破綻しており、早急に見直しが必要である。

福島原発事故から10年を迎える今、そして気候変動対策の抜本的な強化が必要な今、日本のエネルギー転換を加速しなければならない。世界の経験は、この転換の中心的な役割を果たすのが、エネルギー効率化とともに、自然エネルギーの拡大であることを示している。

本提言では、持続可能なエネルギーミックスの姿を描くとともに、その実現に必要な政策課題を提示する。

#### 第2章 エネルギー需給をめぐる現状

最終エネルギー消費は、2018年度に2010年度比で11%減少した。総需要電力量も2010年度の1,045TWhから2018年度の930TWhへと11%減少した。

多くの原子力発電所が稼働していない状態にも関わらず、2018年度のエネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量は、2010年度比で7%減少し、10.6億トンになっている。1990年度の排出量を下回ったのは初めてのことである。この減少は、エネルギー消費の減少と自然エネルギーの増加により、化石燃料消費が減少したことによるものである。

エネルギーコストに関しては、アフォーダブルな価格で必要なエネルギー・サービスを受けられるかどうか重要な問題であり、この観点から、「世帯の実収入に占める光熱費の比率」を検討した。2010年度に3.2%であった光熱費率は原発事故後の2013年度には3.5%に上昇した。しかし2018年度には2.9%と低下している。家計におけるエネルギーコストの負担感は、原発事故前や再エネ賦課金が課される前の2010年度に比べてむしろ低下しているといえる。



### 第3章 2030年における自然エネルギーの導入可能性

日本における自然エネルギー電力の拡大を制約してきたのは、主に発電コストの高さ、電力系統への接続に関する制約、立地制約という要因であった。自然エネルギーの導入促進のための、これらの制約が政策的に解決ないし緩和される「転換促進ケース」と、現状の制度(予定済みのものを含む)政策が、このまま大きく変わらずに進んでいく「現状政策ケース」の2ケースについて、これまでの導入状況、明らかになっている計画などを踏まえ、実証的に検討する。

#### 太陽光発電

太陽光発電の導入の見通しを左右する大きな要素は、利用可能な設置面積の制約と経済的制約である。①住宅用の自家消費向け太陽光発電、②産業用の自家消費向け太陽光発電、③売電事業用の地面設置型太陽光発電の3類型について、二つの制約を考慮して導入量を見込んだ。

屋根置型の太陽光発電(①、②)の場合、設置可能な未利用の屋根面積は大きい。住宅に関してみれば、これまで太陽光発電が設置された住宅戸数は、全国の戸建て住宅総数の1割以下である。

地面設置型の太陽光発電(③)について、2030年度までに物理的に設置可能な土地について検討を行った結果、耕作放棄地、ゴルフ場からの転用、空き地・原野など利用可能な土地の合計は15万haにのぼることがわかった。土地の形状を考慮した設置可能な設備容量(太陽電池容量)は112.4GW(DC)に達する。2019年末の10kW以上の太陽光発電の導入量は、44.3GW(系統連系容量)であり、これと比較して3倍近い導入余地がある。

住宅用太陽光の発電コストは、2018年段階ですでに、家庭用電気料金の平均販売単価を下回っている。蓄電池付き太陽光発電システムも、2025年までには家庭用電気料金の販売単価を大きく下回る水準に到達しうると推計される。産業用太陽光の発電コストは、2025年ごろには10円/kWhほどになりうる。2018年度の特別高圧の加重平均販売単価は12.2円/kWh、高圧電力の平均販売単価16.3円/kWhであり、これを下回っている。

売電事業用の太陽光発電コストは、導入が予定されている発電側基本料金を加味しても、2030年度までに7円/kWh程度までに下落する見通しである。これは、2030年度の新設の火力や原子力の発電コストより安価でありコスト競争力が高い水準である。しかし、卸電力価格は、既存の火力発電等の燃料価格などの可変費で決まり、更に昼間の時間帯の卸電力価格は、太陽光が多く発電することで低下する傾向にあり、こうした状況が売電事業用の太陽光発電の経済的な自立を難しくすることが考えられる。

現状政策ケースにおいても、住宅用太陽光、産業用太陽光は発電コストが低下し、電力購入価格を下回るため経済的メリットが生まれ、自立的に普及する可能性が高い。売電事業用太陽光は、卸電力価格の低下により経済的な自立が遅れる可能性がある。

住宅用太陽光や産業用太陽光の導入を加速するためには、建築物のエネルギー基準の強化や電力需要側の自然エネルギー利用インセンティブの強化などにより、設置者が導入を加速する環境を整備することが重要である。売電事業用太陽光の導入を加速するために有効なのは、適切な水準のカーボンプライシングを導入することである。

転換促進ケースでは、これらの措置の導入により。現状政策ケースに比べて約 40%増加し、145GW に達すると見込んだ。

## 風力発電

風力発電は、世界的には太陽光発電とともに自然エネルギー拡大の牽引力となってきたが、日本では電力系統への接続制約と立地制約、長期を要する環境アセスメント手続き、更にこれらとも関連するコスト高により導入が著しく立ち遅れて来た。

しかし最近では、2019年に「再エネ海域利用法」が制定された後、2020年7月に「洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」が設立され、風力発電産業を拡大する目指す動きが始まっている。

発電コストに関しては、日本においても風車の大型化や市場拡大による、コスト低減のポテンシャルはまだまだあると考えられ、ブルームバーグ NEF によれば、日本でも、2030年度に向けて、陸上風力発電は、4.9~6.7 セント/kWh(5~7 円/kWh)、洋上風力発電は 5.1 セント/kWh にまで低減する見通しを示している。これらは、政府の 2030 年度の新設の火力発電の発電コスト見通しの水準を大きく下回る。

こうした状況を踏まえつつ、風力発電の導入量を規定する重要な要因である環境アセスメントと系統連系の可否について、現時点でどの程度の規模の設備がこれらの手続きを進めているかを検討し、推計を行った。2019 年度末で環境アセスメント手続き中のものが合計約 36GW あり、電力系統への接続契約申込済と接続検討申込済の合計は約 107GW である。これらを踏まえ、現状政策ケースでは、2030 年度までに 23GW が導入され、転換促進ケースでは、29GW が導入されると見込んだ。

## 2030 年度の自然エネルギー導入量

### 現状政策ケース

太陽光発電はコスト低下が進み、特に住宅用、産業用の自家消費向け太陽光発電の導入が進んでいく。風力発電でもこれまで環境アセスメント手続きなどを進めてきたプロジェクトが順次、稼働を開始する。他方、今後導入が予定されている発電側基本料金は、自然エネルギー電源のコスト競争力を損なわせる方向に作用する。バイオエネルギーや中小水力発電、地熱発電等は、これまで同様再エネ特措法の枠組みの中で導入が緩やかに進んでいくと見込む。この結果、2030 年度の自然エネルギーの発電電力量は、324TWh 程度と見込んだ。これは 2018 年度の自然エネルギーの発電電力量のおよそ 2 倍の水準である。

## 転換促進ケース

再エネ特措法のもとで実施される入札計画も中長期で野心的なものが示され、市場で自立可能な時期まで安定的な入札制度が続くと見通した。また、とりわけ風力発電の普及にとって重要な送電線の運用改善や必要な増強が行われ、速やかな接続が可能になることを想定した。更に、カーボンプライシングの導入により化石燃料に対して適切なコスト負担が求められるなど、自然エネルギー導入加速に必要な措置が取られることを想定している。

これらの措置と太陽光発電や風力発電のコスト低減により、売電事業は経済的支援をうけずに自立的に普及が拡大する道筋が見えてくる。自家消費型モデルについても経済的に優位になるのみならず、新築住宅・建築物への導入義務付けによって、年々安定的に導入が拡大していくとした。

以上を踏まえ、2030年度の自然エネルギーの発電電力量は398TWh程度と見込んだ。自然エネルギーは既存の化石燃料に対しても市場競争力を持つことになり、2030年以降も持続的な普及が続くことが可能となる。

## 第4章 持続可能なエネルギーミックスのあり方 化石燃料の時代から自然エネルギーの時代へ

日本のエネルギー政策は、「日本は資源小国であり、化石燃料資源の確保と準国産エネルギーと位置付ける原子力の開発を進めなければならない」という考えにとらわれてきた。

しかし、自然エネルギーが安価に大量に供給できる時代を迎え、エネルギー供給は、もはや少数の国家の独占するものではなくなった。日本の有する豊富な自然エネルギー資源に依拠すれば、化石燃料だけに着目した「資源小国」の呪縛から自由になることができる。

また気候危機が進む中で、石油も石炭も天然ガスも、もはや燃料として使用することが許されない時代が、すぐ目の前に来ている。脱炭素社会へ移行する中で、エネルギー安全保障のあり方も、化石燃料確保を至上の命題とするものから、大きく変わらなければならない。

自然エネルギーを基盤としたシステムに移行していくことを前提にして、持続可能なエネルギーミックスのめざすべき目標として、以下の4項目を提起する。

- 1 脱炭素社会の実現
- 2 化石燃料に依存しない安定供給の確保
- 3 自然災害やテロなどによるリスクの低減
- 4 アフォーダブルなエネルギー供給

## エネルギー需要の見通し

政府の需要見通しでは、2030年度までの間、GDP成長率1.7%が継続することを見込んでいるが、実際のGDP成長率は2013年以降2019年度までの平均では0.9%となっている。こうした過大な見通しを見直すとともに、革新的な技術の導入や産業構造の転換ではなく、既に確立され、普及し始めているエネルギー効率化技術の性能向上、普及拡大することを想定して推計を行った。

その結果、2030年度の最終エネルギー需要は、現状政策ケースでは12,620PJ（政府見通しと同じ）であるのに対して、転換促進ケースでは9,820PJとなった。これは、2018年度よりも25%の減少である。電力需要は、現状政策ケースでは980TWhであるのに対し、転換促進ケースでは、850TWhとなった。

## 現状政策ケースに基づくエネルギーミックスの姿

自然エネルギー割合は政府のエネルギーミックス（22～24%）よりは高くなるが、30%程度にとどまる。原子力発電の供給量は再稼働済みで40年の運転期限内の原子炉のみが稼働する場合の3%を下限とし、これに加え規制委員会の認可をうけている原子炉が全て稼働する場合の7%を上限として想定した。石炭火力については、政府が26%を供給するという方針を維持しているため、この目標どおりとした。石油火力等は副生ガス等の利用を推定し2%程度残る。残余の電力需要を満たすために、天然ガス火力が35～39%を供給すると想定した。

## 転換促進ケース（持続可能なエネルギーミックス）

電化が進むもののエネルギー効率化と活動量の変化により、電力需要は減少し、850TWhとなる。自然エネルギーは、第3章での検討を受け、太陽光、水力、風力、バイオエネルギー、地熱という5つの電源がそれぞれ拡大し発電量の45%を占める。原子力発電は再稼働の低迷する現状、経済性の低下、エネルギーミックスの持続可能性の考え方を踏まえ、ゼロと見込んだ。また、パリ協定の目標実現のためには石炭火力フェーズアウトが必要であり、利用を見込まない。天然ガス火力は他の火力発電に比べてCO<sub>2</sub>排出量が少なく、また、柔軟な出力調整に優れており、変動型自然エネルギーとの適合性がある。脱炭素社会の実現に向け、電力部門においては、できるだけ早期に自然エネルギー100%を実現しなければならないが、2030年においては、自然エネルギー電源に加え天然ガス火力が電力供給の中心になることを想定する。

## 持続可能なエネルギーミックスの意義と課題

今回、想定した 2030 年度のエネルギーミックスはめざすべき 4 つの目標に照らし、以下のように評価できる。

- ・ 電力部門の CO<sub>2</sub> 排出量（エネルギー起源）は政府需給見通しのケースが 3.60 億トン-CO<sub>2</sub> であるのに対し、2.04 億トン-CO<sub>2</sub> と大幅に削減される。電力以外も含む総排出量では 6.48 億トン-CO<sub>2</sub> であり、2013 年度比では 47%削減となる。国の目標（エネルギー起源）25%を大きく上回る。
- ・ 国産資源である自然エネルギーの割合が大幅に高まり、輸入依存度が低下することから、エネルギー安定供給に寄与する。
- ・ 自然災害やテロなどによるリスクの低減という点では、何よりも原子力発電に依存しないため、大幅にリスクが低減されている。更に自然エネルギー電源には分散型のものが多いため、地震などにより大規模電源が一挙に失われるというリスクが小さい。
- ・ アフォーダブルなエネルギー供給という点でも、天然ガス発電量は増えるが、化石燃料への依存は大きく低下する。発電用に用いられる天然ガス、石炭、石油の輸入金額の合計は 2019 年に約 4.5 兆円と試算される。化石燃料価格は、国際市場の価格変動や為替変動により大きく変わるため、2030 年の正確な予測は困難であるが、石炭火力、石油火力のフェーズアウトにより、発電用の化石燃料輸入額は 1 兆円程度の削減を見込むことができる。

今後、更なる検討が必要な課題としては、以下の 2 点がある。

- ・ あらゆる時間帯での安定供給：電力の需給は常にバランスしなければならない。この点から、あらゆる時間帯で需要に対して十分な供給力が確保されていることが求められる。特に太陽光発電からの供給力が急減する夕方から夜間にかけて、電力需要が高いまま維持される場合が問題となりうる。電力の安定供給を確保するため、供給力不足の発生は回避しなければならない。今後の需給解析を通じて、供給量不足の発生可能性について解明していくとともに、市場メカニズムの影響も考慮しながら、供給力不足回避のための制度的・技術的な検討を進めていく。
- ・ アフォーダブルなエネルギー供給：転換促進ケースで、電力コストの国民負担感がどうなるか、という検討が必要となる。これには、自然エネルギーのコスト水準、自然エネルギーの供給が増大することによる卸電力市場価格の変化、カーボンプライシングの影響などを考慮する必要があり、別途、今後の研究レポートで検討を行っていく。

## 第5章 持続可能なエネルギーミックスへの政策課題

自然エネルギー電力を転換促進ケースで示した水準まで導入し、持続可能なエネルギーミックスを実現するためには、政策・制度の改革が必要であり、特に重要なのは電力システム改革の徹底、カーボンプライシングの導入、土地利用規制の見直しである。

### 電力システムの改革

今後、自然エネルギー電源の供給量を拡大していくために必要なのは、自然エネルギー電源を特別に優遇する措置を導入することではなく、発電・小売・送電において、公正な取り扱いが行われるようにすることである。公正な電力システムを実現するためには、石炭火力や原子力発電などの既存電源を優先的に利用し温存するような仕組みを改めることも必要である。財団の提言（2020年5月）では、こうした観点から発電、小売、送電の各部門及び発送電分離・規制機関の役割に関し、公正で競争的な電力システムを実現するための18の提言を行っている。

### 脱炭素への市場メカニズム：カーボンプライシング

日本ではカーボンプライシングが導入されておらず、二酸化炭素の環境負荷が的確に評価されていない。ブルームバーグ NEF の新設電源のコスト推計によると、日本でも2025年には太陽光発電と陸上風力発電が、石炭火力、天然ガス火力よりも安価になるが、既存の石炭火力発電は依然として最もコストが安いと推計される。財団の推計によれば、こうした状況を変えるためには、5,500円/トン-CO<sub>2</sub>以上の炭素価格の導入が必要である。OECDの「経済審査報告書日本」でも、「USD 50/t-CO<sub>2</sub>の炭素価格を想定すれば、2030年より前に太陽光発電（発電所規模）のコストが石炭火力を下回る（蓄電コスト含む）」と指摘している。

英国は脱石炭政策を進めるため、EU-ETSに上乗せする形で2013年に炭素税（Carbon Price Floor）を導入した。これらの効果により、2012年に年間電力供給の38%を石炭火力が占めていたが、2019年にはわずか2%にまで激減した。

日本で導入されている「地球温暖化対策税」の税率はCO<sub>2</sub>排出量1トンあたり289円という極めて低いものであり、殆ど実効性はない。日本においても、これ以上先送りせず、一刻も早い導入を実現する必要がある。

### 土地利用規制の再検討

転換促進ケースでは、2030年度までに今後、地面設置型の太陽光発電38.5GW程度の導入を見込んでおり、主に耕作放棄地、荒廃農地、空き地・原野、ゴルフ場からの転用などでの立地を想定している。これらの場所における円滑な導入、立地を実現するためには、自然環境、地域環境との調和を図ることが必要である。また、農地法や農業振興地域の整備に関する法律（農振法）など既存の法律による様々な立地規制との調整を行うことも求められる。

2030年度までの導入を自然環境、地域環境と調和させながら促進するためには、農村漁村再エネ法など既存の仕組みを活用しながら、地域住民や利害関係者を含め、地域における開発プロセスを再構築していくことが重要である。

## 企業の自然エネルギー利用の拡大

持続可能なエネルギーミックスを実現するためには、制度改革とともに、非政府アクターが実行段階で果たす役割も大きく、大手企業の中で自然エネルギー利用拡大の動きが加速している。これらの企業は自社での利用を進めるだけでなく、日本全体での自然エネルギー拡大を求めている。2020年1月、自然エネルギーの利用拡大に取り組む主要企業20社の意見をもとに、自然エネルギー財団は CDP Japan と WWF ジャパンと共同で、日本が自然エネルギーの電力を利用しやすい国になるように、3つの戦略と9つの施策を提案している。

## 自治体の実行力の強化

2011年3月の東日本大震災と福島原発事故以降に、全国の多くの自治体で自然エネルギー導入拡大をめざす取組みが始まっている。2020年7月に、34の道府県で構成される自然エネルギー協議会は「2030年には自然エネルギー発電比率を40%超えとする」ことを、19の政令指定都市で構成される指定都市自然エネルギー協議会は「主力電源化に必要な目標値として『2030年までに少なくとも45%』を目指し、第6次エネルギー基本計画に盛り込むこと」を国に求める提言を公表している。

今後、自治体が自然エネルギー拡大にむけて大きな役割を果たせるようにするためには、実行力の強化が重要であり、自治体に不足する資源（人材・経験、資金）を充足させる国レベルでの仕組みも必要である。

## 第6章 エネルギー政策の選択の時

### パンデミックからの緑の回復

年初から世界に急拡大した新型コロナウイルス感染症により COP26 は 2021 年に延期されたが、気候危機への取組み強化の重要性は全く変わらない。むしろ、新型コロナウイルス感染症が引き起こしたパンデミックは、エネルギー政策の選択の重要性を更に高めることになった。経済危機からの回復をめざす巨額の資金は、ただ単に以前の状態に復帰するためではなく、脱炭素社会の実現に貢献するように用いられなければならない。

コロナ危機からの回復に向け巨額の投資が行われることになり、欧州委員会が策定している EU タクソノミーの重要性は一層高まっている。この基準が持続可能な経済活動として認める発電方法は、排出係数が 100gCO<sub>2</sub>eq/kWh 以下のものだけである。原子力については、排出はほぼゼロであるが、「他の環境目的達成を大きく阻害しない」か否かについて評価がわかれており、現状では保留扱いになっている。結果として、EU タクソノミーが持続可能な発電方式として、明確に認めているのは自然エネルギー電源だけである。

## この10年で日本を変える

2020年から2021年にかけて、日本のエネルギー政策は大きな選択を行うべき時を迎える。2021年に延期されたCOP26までに地球温暖化対策計画の改定が予定されており、これに合わせてエネルギー基本計画の再検討も開始される。2030年までの温室効果ガス削減目標をパリ協定と1.5°C目標に整合するように引き上げ、これにふさわしいエネルギーミックスに改定する必要がある。

その中心におくべきは、自然エネルギーの飛躍的な拡大である。政府の中でも従来以上に自然エネルギー拡大を進める方向が強まっているが、その規模と速度が世界で進むエネルギー転換に見合うものになるのか、気候危機の回避に必要なレベルに適合するのかは、これからの選択にかかっている。

本提言が持続可能なエネルギーミックスとして提言し、意欲的な企業や自治体のネットワークが提唱するように2030年の自然エネルギー電力の割合を少なくとも45%程度までに高めることが必要である。

直近の政府の審議会資料においては、自然エネルギー拡大の重要性を指摘する一方で、原子力発電と高効率と称する石炭火力発電を継続する意向が明確に示されている。世界がコロナ危機からの回復を脱炭素社会への転換の起爆剤とする中で、日本政府が石炭と原子力への固執を続ければ、日本と世界の乖離は更に大きくなってしまう。

ドイツは2010年に17%だった自然エネルギー電力の割合を2019年に44%にまで高め、2020年前半の速報値では50%を超えた。英国は2012年から2019年までに石炭火力の割合を38%から2%までに劇減させた。政府が高い自然エネルギー導入を軸にエネルギー転換を行う明確な目標を定め、企業と自治体がある実現にむけて本来の力を発揮できる環境を整えれば、10年間で大きな変化を成し遂げることができる。

四季折々の多彩な自然を享受する日本は、太陽光、風力、水力、地熱、バイオマスという自然エネルギーを視野に入れれば、決して資源小国ではなく、持続可能なエネルギー資源に恵まれた豊かな国である。2030年に向けて、この豊かな資源を活かし、原発にも石炭火力にも依存しない日本を実現する。それがいま行うべきエネルギー政策の選択である。



## 第1章 求められるエネルギー転換の加速

### 福島から10年－原発ゼロの実現へ

来年（2021年）3月、日本は東京電力福島第一原子力発電所事故（以下、「福島原発事故」と書く）から10年の節目を迎える。東日本全体が壊滅する可能性すらあった大惨事を経験し、多くの国民が原子力発電に依存する必要のない社会の実現を望んだ。

こうした国民の声を背景に、エネルギー政策の転換が進んで来たが、今日でも二度と災禍を起こすことのない安全なエネルギーシステムが確立されたとは言い難い。2011年以降、エネルギー基本計画の2回の改訂が行われたが、国は原子力発電への依存を続ける方針を変えていない。

原子力発電所を保有する電気事業者各社は再稼働を進めようとしているが、現在までに運転を再開したのは9基に留まっている<sup>1</sup>。そしてその半数程度が、震災後に定められた規制基準で設置が義務付けられたテロ対策施設「特定重大事故等対処施設（特重）」の整備が間に合わず、再び停止しようとしている。更に関西電力の経営陣が原発事業に関して多年にわたりコンプライアンス違反を行い、またその事実を隠蔽しようとしたことや、日本原子力発電が新規規制基準に基づく再稼働審査の資料を書き換えていたことなど、原子力事業者としての信頼性を根本から疑わせる事例が発覚している。

経済的にも、原子力発電のメリットは失われている。既存の原発についても、その発電コストは安全対策の強化が求められる中で大幅に上昇し、価格競争力を失ってきている<sup>2</sup>。対照的に、日本でも自然エネルギー発電は安価になり、着実に供給量を増やしている。

まもなく福島原発事故から10年を迎える今、原発ゼロを実現し、安全で安心な電力供給体制を確立すべき時を迎えている。

---

1 資源エネルギー庁「原子力発電所の現状」（2020年7月6日時点）  
[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/nuclear/001/pdf/001\\_02\\_001.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/nuclear/001/pdf/001_02_001.pdf)

2 安全対策を含めた再稼働時の発電コストは、女川第2原発では12.5~13.1円/kWh、東海第二原発では8.6~9.6円/kWhと推計される。自然エネルギー財団「縮小する日本の原子力発電」2020年7月

## 脱炭素社会への転換を加速する必要の高まり

エネルギー転換の加速は、気候危機の顕在化によっても求められている。2018年に公表された「気候変動に関する政府間パネル（IPCC）」の1.5°C特別報告書は、気候変動による深刻な影響を回避するためには、2050年までに二酸化炭素の排出を実質ゼロにするだけでなく、2030年までに2010年比で排出量の半減が必要であることを明らかにした<sup>3</sup>。

2030年までの半減のためには、2020年以降、毎年7～8%の排出削減が必要である。コロナ危機が招いた経済活動の後退により2020年の排出量は7%減少すると予測されているが<sup>4</sup>、経済を回復させ発展させながら、このレベルの排出削減を2030年まで続けるためには、エネルギー消費の効率化とともに、エネルギー供給自体を抜本的に脱炭素化することが不可欠である。

日本のエネルギー供給を脱炭素化するため、最も重要で喫緊の課題は、石炭火力発電の利用をやめることである。国は「日本の石炭火力発電は高効率で世界の二酸化炭素排出削減に貢献する」と喧伝してきたが、これが全くの誤りであったことは、自然エネルギー財団が公表した一連の報告書<sup>5</sup>や環境省が設置した「石炭火力発電輸出への公的支援に関する有識者ファクト検討会」の報告書<sup>6</sup>によっても明らかになっている。

国が石炭火力発電への固執を続けることは、気候危機回避にむけた世界の努力を損なうとともに、日本のエネルギー転換を遅らせ、国内・海外で脱炭素化にむけた新たなビジネス拡大の機会も損なっている。エネルギー転換の最重要の課題の一つとして、国内・海外の石炭火力発電から撤退しなければならない<sup>7</sup>。

---

<sup>3</sup> IPCC" SPECIAL REPORT: GLOBAL WARMING OF 1.5 °C Summary for Policymakers"(2018)  
<https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/spm/>  
[https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15\\_SPM\\_version\\_report\\_LR.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15_SPM_version_report_LR.pdf)

<sup>4</sup> Le Quéré, C., Jackson, R.B., Jones, M.W. et al. Temporary reduction in daily global CO<sub>2</sub> emissions during the COVID-19 forced confinement. Nat. Clim. Chang. 10, 647–653 (2020). <https://doi.org/10.1038/s41558-020-0797-x>

<sup>5</sup> 自然エネルギー財団「インフォバック 石炭火力輸出の中止と自然エネルギー支援への転換が必要な4つの理由」（2020年6月）<https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20200625.php> ほか

<sup>6</sup> 環境省のウェブサイト（[https://www.env.go.jp/earth/post\\_72.html](https://www.env.go.jp/earth/post_72.html)）に、ファクト検討会『石炭火力発電輸出ファクト集2020』に関する分析レポート」（2020年5月）が掲載されている。

<sup>7</sup> 国内の非効率石炭火力の扱いと石炭火力輸出について、2020年7月に国から新たな方針がしめられている。これらは日本の石炭火力推進政策に対する内外の批判の一定の反映ではあるが、欧州各国などで進む脱石炭火力の動きとは大きく異なる。自然エネルギー財団「石炭火力の完全なフェーズアウトを」「石炭火力輸出の完全な中止と自然エネルギー支援への転換を」（2020年7月）参照

## 政府エネルギーミックスの破綻

国がエネルギー基本計画を踏まえて定めた 2030 年度の電源構成は、自然エネルギーが 22～24%、原子力が 20～22%、火力発電が 56%（石炭火力が 26%）を占めるというものである<sup>8</sup>。2018 年度には自然エネルギーが 17%まで拡大してきているのに対し、原子力発電は国と電力会社をあげた再稼働の努力にも拘わらず 6%にとどまっている<sup>9</sup>。

国のめざす 2030 年度の原子力発電目標は、下限の 20%の場合でも、設備利用率を 70%（2010 年の実績は 67.2%）と想定し、合計 35GW 程度の原子炉の稼働が必要である。福島原発事故前に稼働していた 54 基の原子炉のうち、既に 21 基が廃炉になり残りは 33 基である<sup>10</sup>。この中には、現時点でも新規規制基準への適合性申請すらできていないものや、審査が難航しているもの、審査に合格しても地元自治体の合意が得られないもの、更には 2030 年以前に 40 年の運転期限を迎えるものが数多くあり、20%という下限目標はおろか、その半分程度の実現も困難と言わざるを得ない。

他方、石炭火力発電は現状でも全電力供給量の 3 割以上を満たす設備容量を有しているのに、更に 8.7GW の新規石炭火力が建設中または計画中である。本年（2020 年）7 月 3 日に、梶山経済産業大臣は非効率な石炭火力の休廃止を進める方針を明らかにしたが<sup>11</sup>、対象となる設備の多くは 100MW 級以下の小規模なものである。この方針が実行されても、2030 年には 32GW 以上の石炭火力発電が残ることになる。

自然エネルギー発電を現在の目標を大幅に超えて拡大しなければ、原子力発電が目標に届かない部分の多くを、石炭や天然ガス火力発電が代替し、二酸化炭素排出量の増加を招くことになってしまう。そうなければ、引き上げが必要な現在の国別目標（NDC）26%削減（2013 年度比）すら、守れないことになる。

国が掲げる 2030 年度のエネルギーミックスは、エネルギー需要推計の前提となる GDP 成長率の想定が実際と大きく乖離してしまっていることも含め、既に破綻しており、早急に見直しが必要である。

---

<sup>8</sup> 経済産業省「長期エネルギー需給見通し」（2015 年 7 月）  
[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/pdf/report\\_01.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/pdf/report_01.pdf)

<sup>9</sup> 自然エネルギー財団ウェブサイト「2018 年度の発電量内訳（速報値）」（更新日：2019 年 11 月 25 日）  
<https://www.renewable-ei.org/statistics/energy/?cat=electricity>

<sup>10</sup> 資源エネルギー庁「原子力発電所の現状」（2020 年 7 月 6 日時点）  
[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/nuclear/001/pdf/001\\_02\\_001.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/nuclear/001/pdf/001_02_001.pdf)

<sup>11</sup> 経済産業省「梶山経済産業大臣の閣議後記者会見の概要」（2020 年 7 月 3 日）  
<https://www.meti.go.jp/speeches/kaiken/2020/20200703001.html>

## 2030年に自然エネルギーを基軸とする電力供給を

福島原発事故から10年を迎える今、そして気候変動対策の抜本的な強化が必要な今、日本のエネルギー転換を加速しなければならない。世界の経験は、この転換の中心的な役割を果たすのが、エネルギー効率化とともに、自然エネルギーの拡大であることを示している。2011年から今日まで、世界で自然エネルギー発電導入量は著しい増加を記録し、価格の劇的な低下が進んだ。

世界では、2011年末に238GWであった風力発電設備容量は、2019年末には2.7倍の651GWに達した。太陽光の増加は更に急速であり、2011年末の71GWから9倍近い627GWになっている<sup>12</sup>。実際の発電電力量でも、自然エネルギー発電電力量は2018年にガス火力発電を抜いて石炭火力に次ぐ第2の電源になっている。原子力発電と比較すれば2.5倍程度であり、その差は拡大する一方だ。2019年の電源別の1kWhあたりの発電コストは、太陽光発電が4.1セント、風力発電が4.2セントとなっている。一方、原子力発電は15.5セント、石炭火力発電は10.9セントであり、太陽光・風力と比較して、それぞれ3倍以上、2倍以上という高さになっている<sup>13</sup>。

次章以降で示すように、日本においても太陽光発電を中心に自然エネルギーの導入拡大と価格低下が進んでいる。過去10年間の世界の経験、日本の実践は、的確な政策が導入され市場環境が整えられれば、日本でも2030年度に必要な電力の半分近くまでを自然エネルギーで供給し、原子力にも石炭火力にも依存しない電力供給を実現することができることを示している。

福島原発事故後、いち早く2022年までの脱原発を決めたドイツは、昨年(2019年)、2038年までに石炭火力も全廃することを決めた<sup>14</sup>。脱原発と脱石炭をめざせるのは、自然エネルギー拡大に成功しているからだ。昨年の電力消費量に占める自然エネの割合は44%であり<sup>15</sup>、最近発表された今年前半の速報値では、50%を超えている<sup>16</sup>。10年前、2010年のドイツの自然エネルギー割合は、今の日本とほぼ同じ17%だったのだ。

---

<sup>12</sup> REN21"Renewables 2020 Global Status Report" (2020年6月)  
[https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr\\_2020\\_full\\_report\\_en.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf)

<sup>13</sup> Lazard "Lazard's Levelized Cost of Energy analysis" (2019年11月)  
<https://www.lazard.com/media/451086/lazards-levelized-cost-of-energy-version-130-vf.pdf>

<sup>14</sup> ドイツ連邦政府ウェブサイト "FAQs to ending the use of coal Ending coal-generated power" (2020年7月7日最終アクセス) <https://www.bundesregierung.de/breg-en/news/kohleausstiegs-gesetz-1717014>

<sup>15</sup> 自然エネルギー財団ウェブサイト「統計 国際エネルギー 世界の電力(年次)」(更新日:2020年6月25日)  
<https://www.renewable-ei.org/statistics/international/>

<sup>16</sup> Clean Energy Wire "Renewables cover over half of German electricity use - preliminary data" (2020年6月29日) <https://www.cleanenergywire.org/news/renewables-cover-over-half-german-electricity-use-preliminary-data>

しかし、政策転換が行われなければ、自然エネルギー電力が増加はするものの、石炭火力を中心とする化石燃料への依存を大きくしてしまう。本提言では、以下の各章において、持続可能なエネルギーミックスの姿を描くとともに、その実現に必要な政策課題を提示する。

第2章では、2030年への展望を検討する前提として、2010年以降の国内のエネルギー状況の変化を概説する。第3章では、エネルギー転換の中心である自然エネルギー電力の導入可能性を現状政策ケースと転換促進ケースの二つについて積み上げ式的に検討する。第4章では、持続可能なエネルギーミックスのあり方を検討した上で、エネルギー需要、原子力発電、火力発電の見通しをあわせ、2030年度の電源構成の姿を示す。第5章では、転換促進ケースで想定する自然エネルギー導入を実現するために必要な主要な政策課題を述べる。また企業と自治体の役割にも言及する。第6章では、新型コロナウイルス感染症拡大に起因する経済危機からの「緑の回復」にふれつつ、2030年までの10年間の重要性を示す。

エネルギー基本計画に基づいて定められたエネルギーミックスの正式名称は「長期エネルギー需給見通し」であり、内容的には電源構成だけでなく、熱利用・燃料も含むエネルギー需要及び一次エネルギー供給構造も含んでいる。2050年までに脱炭素社会を実現するためには、電気だけでなく全てのエネルギー利用に由来する二酸化炭素排出をゼロにする必要があり、熱や燃料も含めた包括的なエネルギーミックスの議論が必要である。

一方、全てのエネルギーを脱炭素化していく道筋として国際的に合意されてきているのは、熱・燃料利用を電化することで効率化し、その電力を自然エネルギーで供給することにより脱炭素化する、という戦略である。

この戦略を踏まえれば、本来の包括的な意味でのエネルギーミックスの脱炭素化を進めるためにも、電源構成の脱炭素化が重要であり実践的な優先度が高いことになる。本提言が、エネルギー需給の現状、ならびに2030年度の需要想定では「一次エネルギー全体」を議論の対象としているが、持続可能なエネルギーミックスのあり方に関しては、電源構成に的をしばっているのは、こうした理由によるものである。熱利用・燃料の電化、電化できないエネルギー利用の脱炭素化戦略については、別途、自然エネルギー財団が検討を進めている2050年へのエネルギー戦略の提案の中で示していく予定である。

なお、以下の章では、政府の2030年エネルギーミックスや電源構成を、「政府需給見通し」または「政府見通し」と書いている。

## 第2章 エネルギー需給をめぐる現状

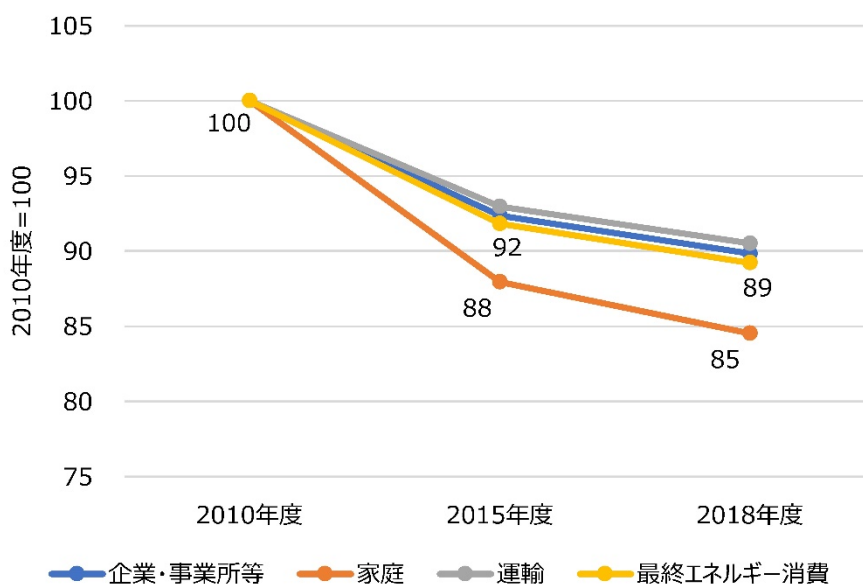
2030年にむけた持続可能なエネルギーミックスを検討するにあたって、まず本章では、近年の日本のエネルギー需給の状況について概括する。福島原発事故を契機に日本のエネルギーシステムは大きく変化してきた。これを踏まえて、本章では、とりわけ2010年以降の国内のエネルギーをめぐる状況の変化を概説する。

### 第1節 エネルギー需給構造

#### 一次エネルギー需給

日本国内で消費されているエネルギー（最終エネルギー消費）は2010年度と比べて、2018年度は11%減少した。企業・事業所他、家庭、運輸の3つの部門でみると、家庭部門でのエネルギー消費がもっとも減少率が大きく、2010年度比15%減っている（図2-1）。続いて、企業・事業所他で10年度比10%減少している。特に家庭においては、電力以外のエネルギー需要（灯油やガスなど）が大きく減少している。これはエネルギー効率化に加えて、電化が進んだ影響もあると推察される。例えば家庭の電力需要は、2010年度比13%減少しているが、電力以外のエネルギー消費は18%も減少している。

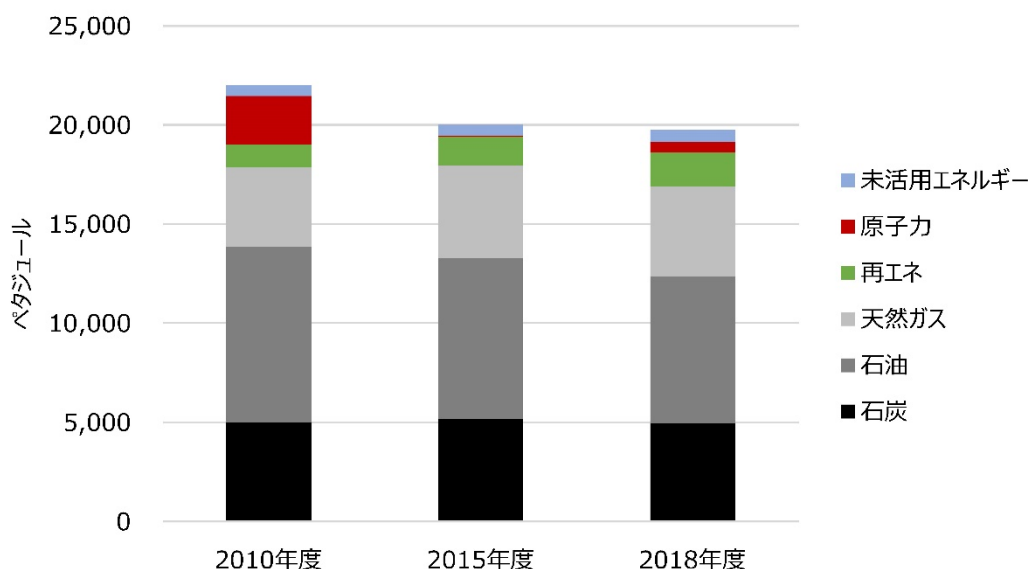
図2-1 最終エネルギー消費の推移



出典) 資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」より自然エネルギー財団作成

エネルギー需要の減少に伴って、エネルギー供給量も減っている（図 2-2）。国内に供給されている一次エネルギーは、2010 年度に比べて 10%減少している。この供給量の減少量は非常に大きく、福島原発事故前である 2010 年度の原子力発電からのエネルギー供給量(2,462 ペタジュール)に匹敵する。原発事故以降、原子力発電所の多くが停止しているにもかかわらず、2018 年度の化石燃料からのエネルギー供給量は 2010 年度に比べて 5%減少している。その要因の大きな一つは、自然エネルギーの供給量が増えていることである。

図 2-2 一次エネルギー供給の推移



出典) 資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」より自然エネルギー財団作成

## 電力需給

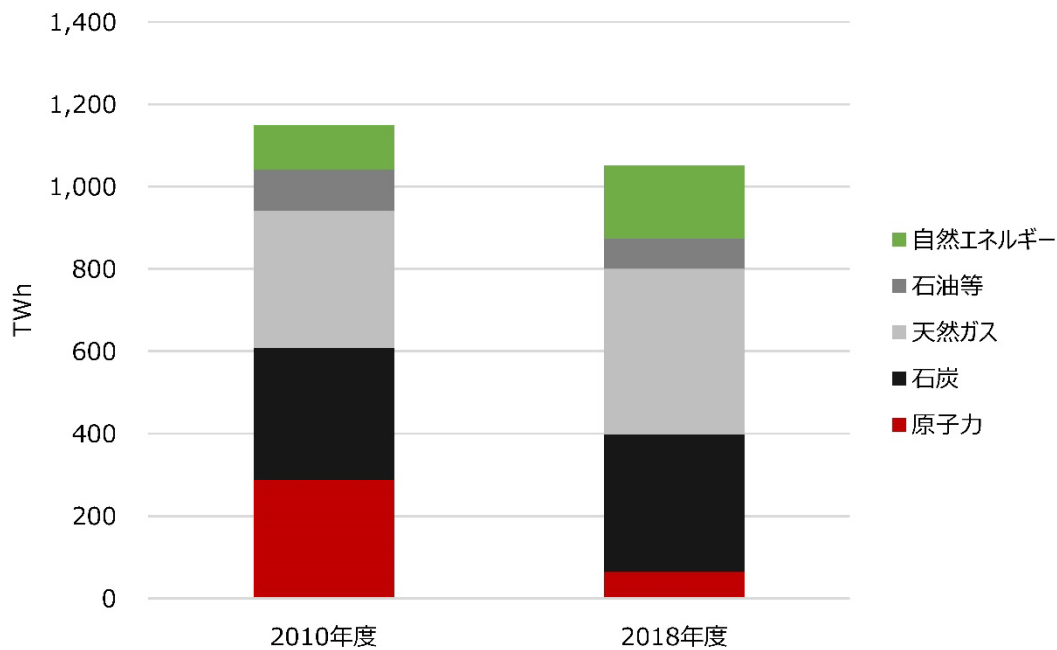
電力需要もまた 2010 年度以降減少している。総需要電力量<sup>17</sup>は 2010 年度の 1,045TWh から 2018 年度の 930TWh へと 11%減少している。発電電力量は福島原発事故の直後に大幅に下がっただけでなく、それ以降も緩やかに減少傾向にある。国内総生産（GDP）は緩やかながら増加している中であっても電力需要が減り続けていることは特筆すべきであり、いわゆるデカップリングが進行している。

発電電力量(自家発電含む)では、2018 年度には 2010 年度比で 8.5%減少している(図 2-3)。発電電力の内訳は、2010 年度以降大きく変わってきた。原子力発電が減少したのに対して、天然ガス火力および自然エネルギーがそれを代替している。停止していた原子力発電所の再稼働が進むものの、原子力発電の電力供給に占める割合は 6%にとどまる。天然ガス火力発電は、東日本大震災直後の原子力からの電力供給の急減をカバーし、最大で発電電力量の 43%を供給

<sup>17</sup> 電力調査統計より。総需要電力量は、電気事業者の販売電力量に自家発電の自家消費電力量を加えた値である。電気事業者の自家消費分は含まない。自家消費電力量は、発電設備の合計出力が 1000kW 以上の自家用発電設備による発電電力量のみを含み、家庭用などの自家消費電力は含まれていない。

した。その後、自然エネルギー（水力発電含む）が増えるにつれて比率をおとし、18年度は発電電力量の38%を占める。自然エネルギーの状況は第4節で改めてのべるが、徐々に電力供給の担い手として成長しはじめている。2018年度の自然エネルギーの発電電力量は2010年度と比較しておよそ60%増加し、発電電力量全体の17%を占め、天然ガス、石炭に次ぐ電源となっている。

図 2-3 発電電力量



出典) 資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」より自然エネルギー財団作成

## 第2節 CO<sub>2</sub>排出の状況

福島原発事故以降、多くの原子力発電所が廃炉、あるいは停止しているため、日本のCO<sub>2</sub>排出量が増えていると認識されているかもしれない。しかし、多くの原子力発電所が稼働していない状態にも関わらず、2018年度の一次エネルギー供給量における化石燃料消費が2010年度に比べて減少したため、エネルギー起源のCO<sub>2</sub>排出量は2010年度比で7%減少し、10.6億トンになっている(図2-4)。更に、2018年度のCO<sub>2</sub>排出量は、1990年度の排出量をはじめて下回った。2030年度の政府のエネルギー起源のCO<sub>2</sub>排出量目標は9.3億トンであり<sup>18</sup>、のこり1.3億トンの削減で達成が可能となっている。

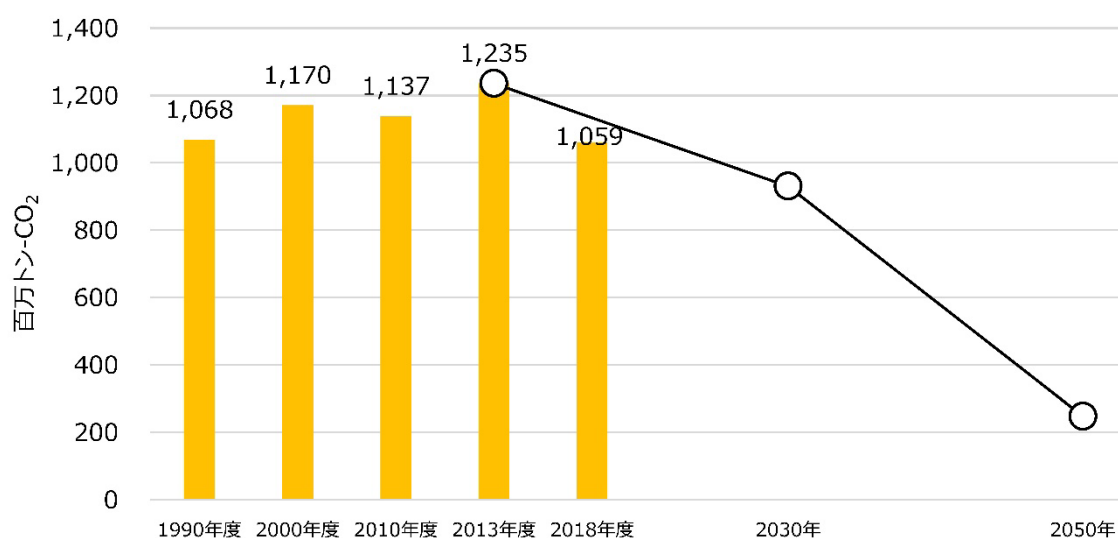
<sup>18</sup> 環境省「地球温暖化対策計画」(2016年5月13日閣議決定) <https://www.env.go.jp/press/files/jp/102816.pdf>



政府や既存の電力業界は、これまで温室効果ガス削減の中心的な政策の1つとして原子力発電を推進してきたが、1990年度から2010年度までの20年間、結果としてCO<sub>2</sub>排出量は7%増加した。逆に、福島原発事故以降、原子力発電の多くが停止している中で、一旦はCO<sub>2</sub>排出量が増加したものの、2018年度まで大きく減少している。

気候変動の危機に対応するために、最終的には化石燃料のエネルギー源としての消費から完全に脱却することが求められる。すなわち、「脱炭素社会」への移行である。日本は、CO<sub>2</sub>排出量を2050年までに80%削減する長期目標を有している<sup>19</sup>。また、2019年6月に策定された「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」では、「我が国は、最終到達点として『脱炭素社会』を掲げ、それを野心的に今世紀後半のできるだけ早期に実現していくことを目指す。」と明記している<sup>20</sup>。福島原発事故以降、原子力発電に依存せずに二酸化炭素排出削減を実現していることは、今後の対策の選択に大きな示唆を与えるものと言える。

図 2-4 エネルギー起源のCO<sub>2</sub>排出量の推移と政府目標



注) 棒グラフは実績排出量。2030年度までの折れ線グラフは政府目標値。

出典) 国立環境研究所 温室効果ガスインベントリオフィス(2020)「日本の温室効果ガス排出量データ (1990~2018年度確報値)」より自然エネルギー財団作成

<sup>19</sup> 同上

<sup>20</sup> 安倍総理大臣は、2020年2月3日の衆議院予算委員会の答弁で、今世紀後半の意義について問われ、「今世紀後半のできるだけ早い、できるだけ早いといえば、当然、二〇五〇年も視野、五一年にこれはできれば一番いい」と答弁している。

[http://www.shugiin.go.jp/internet/itdb\\_kaigiroku.nsf/html/kaigiroku/001820120200203005.htm](http://www.shugiin.go.jp/internet/itdb_kaigiroku.nsf/html/kaigiroku/001820120200203005.htm)

### 第3節 エネルギーコストの状況

エネルギーコストはエネルギーをめぐる政策議論の主要な論点の一つである。第5次エネルギー基本計画（2018年策定）では、「エネルギー政策の基本的視点（3E+S）」の一つとして、「経済効率性の向上による低コストでのエネルギー供給を図る<sup>21</sup>」を掲げている。政府がエネルギーコストに関する達成状況の指標として用いているのは、電力コストであり、具体的には燃料費+FIT買取費を取り上げている（図2-5）。

図2-5 エネルギーミックスの達成指標：経済的効率性について

	震災前 (2010年度)	震災後 (2013年度)	足下		ミックス (2030年度)
			(2017年度)	(2018年度)	
②電力コスト (燃料費+ FIT買取費)	5.0兆円 燃料費：5.0兆円 (原油価格83\$/bbl) FIT買取：0兆円	9.7兆円 燃料費：9.2兆円 (原油価格110\$/bbl) 数量要因+1.6兆円 価格要因+2.7兆円 FIT買取：0.5兆円	7.4兆円 燃料費：5.0兆円 (原油価格54\$/bbl) 数量要因▲1.4兆円 価格要因▲2.9兆円 FIT買取：2.4兆円	8.5兆円 燃料費：5.7兆円 (原油価格63\$/bbl) 数量要因▲2.0兆円 価格要因▲1.6兆円 FIT買取：2.8兆円	9.2~9.5兆円 燃料費：5.3兆円 (原油価格128\$/bbl) FIT買取：3.7~4.0兆円

出典) 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 (第31回会合) (2020年7月1日) 資料1「エネルギー政策の方向性」より  
[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/031/pdf/031\\_004.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/031/pdf/031_004.pdf)

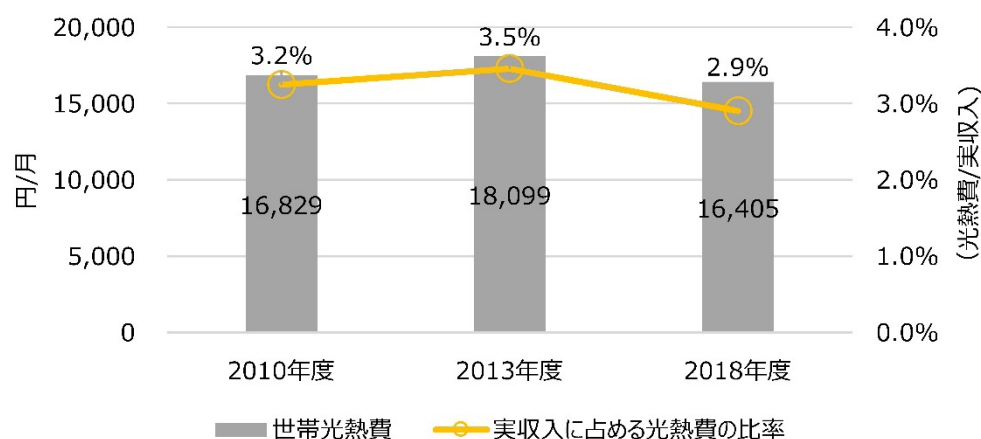
しかしながら、電力コスト（燃料費+FIT買取費）のみを経済効率性に関する政策評価の指標にしているのは、大きく以下の3つの問題がある。第一に、経済効率性の向上の有無は、本来、コスト水準を見るだけでは評価できず、市場が有効に機能しているかどうかによって評価されるものである。第二に、コストの範囲についても議論が必要である。電力コストについて、政府は、燃料費とFIT買取費のみを取り上げているが、電力会社の会計上の費用には、これらに加えて、減価償却費、人件費、修繕費、税金等多様な費用が含まれ、これらも当然電気料金に反映される。第三に、電力コストについて、経済成長率やインフレ率を考慮していないため、社会全体の負担感を反映した適切な指標と言えない。世界的にはエネルギー供給の経済性については、「アフォーダブル（支払い可能）な価格」で必要なエネルギー・サービスを受けられるかどうか重要とされている。

以上の点を踏まえ、家庭や企業の「負担感」に着目し、かつコストの全体像を包摂した指標をもとに、エネルギーコストを評価する。ここでは、その試みとして、家庭のエネルギーコスト（すなわち、光熱費）の支払い可能性を考慮した負担感、および経済全体における電気料金の負担度を評価する。

<sup>21</sup> 資源エネルギー庁「エネルギー基本計画」（2018年7月3日閣議決定） p.13  
[https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic\\_plan/pdf/180703.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/180703.pdf)

まず、家庭の具体的な指標として、「世帯の実収入に占める光熱費の比率」を採用する。総務省家計調査より計算すると、実収入に占める光熱費の比率は、2010年度に3.2%であったのが、原発事故後の2013年度には、3.5%に上昇している。しかし、2018年度には実収入が増大する一方で、光熱費は減少したため、その比率は2.9%と、原発事故前や再エネ賦課金が課される前よりも低下している（図2-6）。つまり、家計におけるエネルギーコストの負担感は2010年度に比べてむしろ低下しているといえる。

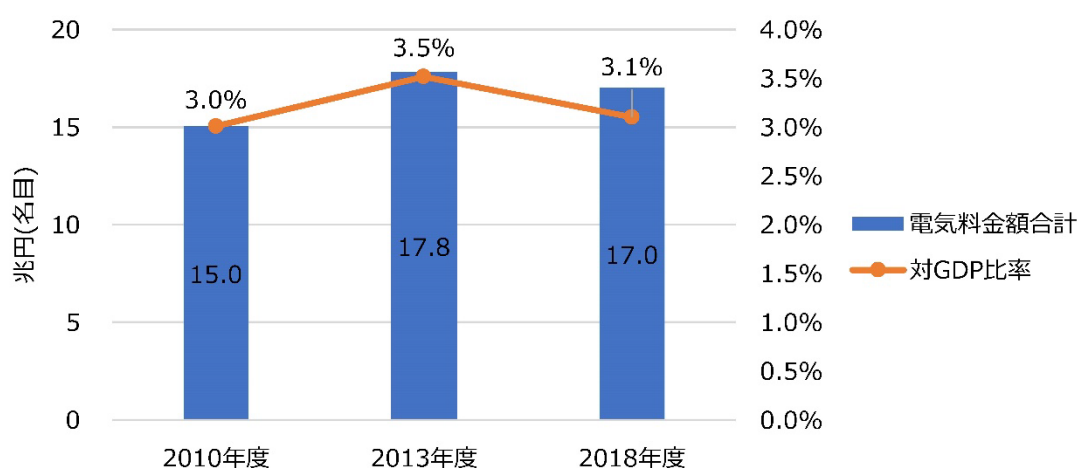
図2-6 世帯当たりの光熱費とその実収入に占める割合（二人以上の勤労者世帯）



出典) 総務省「家計調査」より自然エネルギー財団作成

次に、経済全体の電気料金の負担感を、ここでは電力支払額の対名目GDP比率であらわすこととする。この指標により、国内で経済的付加価値を生み出すのに、企業や家計がどれだけ電力に支払っているか（電力の支出面）をみることができる。この比率が高くなれば、産み出す経済的付加価値に対する電気料金の支払額が多くなっており、負担感が増している、とみることもできる。ただし、本来は、電力だけでなく、他のエネルギー消費（熱や燃料）も含めたエネルギー支出全体でみるのが適切であろう。しかし、そうした支出額の数値が得られないため、ここでは電力に絞って、評価する。図2-7に示したように、電気料金支払額の対GDP比率は、2010年度は3.0%であったのが、2013年度には3.5%に上昇していることがわかる。これは、福島原発事故による影響や、急激な円安による海外からの燃料輸入額の増加によるものと考えられる。しかし、これらの諸影響は、2018年度までには収まり、3.1%に戻っている。以上より、国民経済的観点から、原発停止や再エネ賦課金の増加にもかかわらず、18年時点の電力コスト負担は東日本大震災前の水準とほぼ同程度といえる。

図 2-7 国内電気料金支払額(税抜)の推計値および対名目 GDP 比率



注) 国内電気料金の支払額：2010年度及び13年度の値は、旧一般電気事業者の電灯料金収入および電力料金収入、他社販売収入、託送料金収入を合計した値。2018年度の値は、電気事業者の販売額の総計に再エネ賦課金を加算したものである。いずれも消費税は含まれていない。

出典) 旧一般電気事業者「有価証券報告書」および電力・ガス取引監視等委員会『電力取引報結果』より集計。GDPは、内閣府(2019)「平成30年度国民経済計算年次推計」より自然エネルギー財団作成

以上を踏まえると、政府が採用している電力コスト（それも燃料費+FIT買取費だけに着目したコスト）は、経済効率性の指標としても、エネルギーコストの指標としても妥当なものとは言い難い。第4章で述べるように、エネルギー政策の評価にあたっては、アフォーダブルなエネルギー供給という視点がより重要になっている。家庭、企業の負担感を含め、国民経済のエネルギー費用を適切に評価する指標の採用が検討される必要がある。

## 第4節 自然エネルギーをめぐる状況

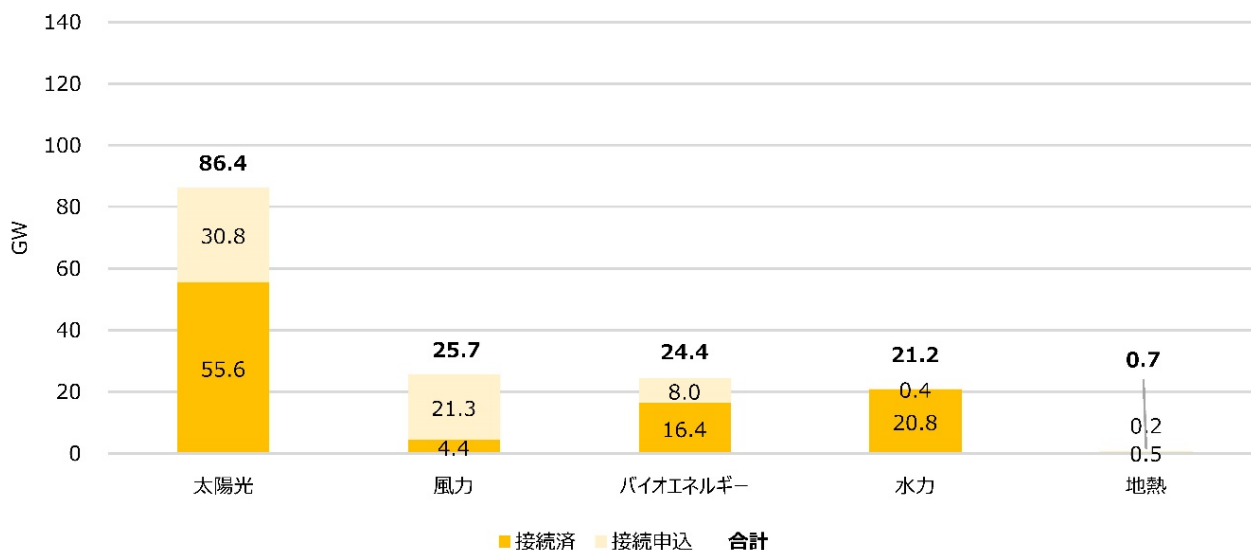
第1節で述べたように福島原発事故後、自然エネルギーの供給量が増加している。図2-8に示すとおり、自然エネルギーのうち、もっとも急速に普及拡大しているのは太陽光発電である。系統連系された太陽光発電の設備容量は2019年度末段階で55.6GWに達している。2010年度時点の設備容量3.6GWから15倍近い量になっている。更に一般送配電事業者に接続申し込みをしている未稼働の設備も30.8GWある。

太陽光発電に次いで増加量が大きかったのはバイオエネルギー発電であり、2019年度末の設備容量は16.4GWである。但し、火力発電との混焼の場合、当該火力発電の設備容量を含んでいる。再エネ特措法設備認定情報（2019年12月末）<sup>22</sup>においては、バイオエネルギーを混焼している発電所全体の設備容量は、17.3GWであり、そのうちバイオエネルギーのエネルギー量分の出力は3.4GWとなっている。

<sup>22</sup> 資源エネルギー庁「事業計画認定情報 公表用ウェブサイト」<https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfo>

風力発電の設備容量は、2010年度には2.5GWであったが、2019年度末の接続済設備容量も4.4GWにとどまっている。再エネ特措法施行後も新規導入量は年約0.2GWと低迷している。但し、接続申し込み済みの設備は21.3GWあり、これらが順次稼働していくことが見込まれる。

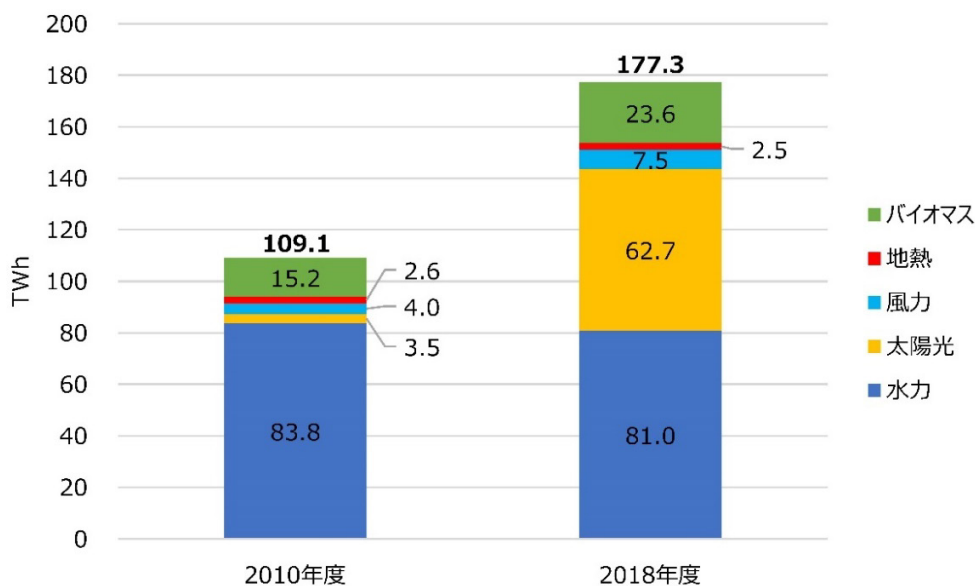
図 2-8 電源別自然エネルギーの設備容量（接続済と接続申込）2019年度末時点



出典) 各一般送配電事業者の再生可能エネルギー接続情報より自然エネルギー財団作成

自然エネルギー電源の増加にともなって、発電量も急激に増加している。2010年度の自然エネルギーの発電電力量109TWhの77%は水力発電であったが、2018年度までに太陽光発電の発電電力量が急速に増大したため、自然エネルギーの発電電力量は、177TWhに増大し、水力発電の割合は自然エネルギー発電電力量全体の46%に低下し、太陽光発電が35%を占めるまでになっている(図2-9)。

図 2-9 年度別自然エネルギーの発電電力量



出典) 資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」より自然エネルギー財団作成

### 第3章 2030年における自然エネルギーの導入可能性

第1章で述べたように、日本と世界の直面する諸課題を解決するために自然エネルギーを中心としたエネルギーシステムへ急速に転換していくことが必要である。本章では、これまでの導入状況、明らかになっている計画などを踏まえ、2030年までに自然エネルギーをどこまで増やせるかについて、実証的に検討する。

日本における自然エネルギー電力の拡大を制約してきたのは、主に発電コストの高さ、電力系統への接続に関する制約、立地制約という要因であった。以下の検討では、自然エネルギーの導入促進のための、これらの制約が政策的に解決ないし緩和される「転換促進ケース」と、現状の制度(予定済みのものを含む)政策が、このまま大きく変わらずに進んでいく「現状政策ケース」の2ケースについて検討を行う。

以降、各節において自然エネルギー電源ごとの2030年度までの見通しを述べるが、最初に、検討結果のみを表3-1に示しておく。政府見通しの発電電力量は237~252TWhであり、その上限を比べると、現状政策ケースで1.3倍、転換促進ケースで1.6倍程度となる。

表 3-1 2030年度の自然エネルギーの見通し概要

	電源種	実績値	2030年度		
			政府見通し	現状政策ケース	転換促進ケース
設備容量 (GW)	太陽光	56	64	102	145
	風力	4	10	23	29
	地熱	1	1-2	1	2
	バイオエネルギー	5	6-7	8	8
	水力	21	49	23	24
発電電力量 (TWh)	太陽光	63	75	123	173
	風力	7	18	65	82
	地熱	3	10 -11	4	7
	バイオエネルギー	24	39 -49	50	52
	水力	81	94 -98	82	84
	<b>合計</b>	<b>177</b>	<b>237 -252</b>	<b>324</b>	<b>398</b>

注1) 発電電力量の実績値は18年度値、設備容量は2019年度末時点の数値

注2) 自然エネルギーの発電電力量は出力抑制を含まない。

注3) 政府見通しの「水力」には揚水発電を含むが財団の推計には含んでいない。

出典) 19年度末の実績値は、バイオエネルギーについてはFIT統計等より。その他電源については一般送配電事業者の接続容量より自然エネルギー財団作成

## 第1節 太陽光発電の導入可能性

2019年度末時点で、合計約55.6GWが稼働し、送配電会社の系統に接続している。このうち、主に家庭用の10kW未満の太陽光発電は11.3GWであり、主に産業用・事業用の10kW以上の太陽光発電は44.3GWである。更に、今後稼働を予定している設備の中で送配電会社に接続契約申込をおこなっている設備容量は30.8GWである。これらの設備は数年内に稼働する可能性が高く、稼働済みの設備とあわせて86.3GWとなる<sup>23</sup>。

2030年度までの太陽光発電の導入の見通しを左右する大きな要素は、各市場セグメント(①住宅用の自家消費向け太陽光発電、②産業用の自家消費向け太陽光発電、③売電事業用の地面設置型太陽光発電)における利用可能な設置面積および経済的制約である。

### 1 利用可能な土地面積の制約

屋根置型の太陽光発電の場合(上記の①、②)、家屋やビル、工場・倉庫、都市施設など既存の建築物の屋根の上が使われるため、他の用途との競合は小さい。系統接続も建物で電力を消費しているため、比較的容易であると考えられる。日当たりや屋根の強度などが制約要因になるが、設置可能な未利用の屋根面積は大きい。住宅に関してみれば、これまで太陽光発電が設置された住宅戸数は全国の戸建て住宅総数の1割以下<sup>24</sup>であり、屋根置型については日当たりなどの要件を考慮しても、面積的な制約はあまりない。

これに比べて制約が大きいのは、地面設置型の事業用太陽光発電(③)である。日射量などの条件は屋根置と同様だが、原則として、土地を太陽光発電事業専用(営農型を除く)に用いるため、地代の発生を考慮する必要があるうえに、他の用途との競合が発生する場合がある。また、特に山林など人里離れた場所においては接続可能な系統が付近にない場合もありうる。このため制約が大きい地面設置型の太陽光発電について、統計資料および太陽光発電事業者へのヒアリングから、2030年度までに物理的に設置可能な土地について検討を行った。

ここでは「2030年度まで」という時間的制約および規制的制約から、土地の用途変更の範囲と速度を考慮した。耕作されなくなった農地の転用、ゴルフ場からの転用、空き家・廃屋等からの転用を想定し、各土地の利用区分別に、利用可能な土地の比率(利用可能率)を設定している。設定にあたっては、既存研究<sup>25</sup>および、発電事業者へのヒアリングをもとに現実的に利用可能かどうかを判断した。

---

<sup>23</sup> 一般送配電事業者の「再生可能エネルギーの接続・申込状況」および、経済産業省資源エネルギー庁「固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト」より集計。

<sup>24</sup> 例えば、太陽光発電協会「太陽光発電の状況 - FIT 抜本見直しと成長戦略-」(2019年10月)によれば、8.8%にとどまる。[https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/047\\_01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/047_01_00.pdf)

<sup>25</sup> みずほ情報総研「再生可能エネルギー固定価格買取制度における賦課金単価算定の精緻化に向けた分析等調査報告書」(2018年3月) [https://www.meti.go.jp/meti\\_lib/report/H29FY/000260.pdf](https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H29FY/000260.pdf) を参照。

表 3-2 利用可能な土地の推計及び設置可能容量

項目・単位	総面積	利用可能率	利用可能面積	設備容量
	万 ha		万 ha	GW(DC)
森林 (既存+2019年までの見通し)	-		1.4	6.7
空き地・原野(民有地)	15.5	10%	1.6	12.9
資材置き場	2.5	5%	0.1	1.0
駐車場	5.1	5%	0.3	2.1
ゴルフ場からの転用	-		2.3	12.3
その他・不詳	5.5	5%	0.3	1.5
耕作放棄地	42.3	15%	6.3	52.9
追加転用+追加荒廃農地	12.0	10%	1.2	10.0
湖沼水面	24.0	1%	0.2	2.0
ダム水面	21.0	5%	1.1	8.8
空き家の転用	4.7	5%	0.2	1.9
利用できない建物(廃屋等) -法人所有	0.3	10%	0.0	0.2
合計			15.0	112.4

注) 設置容量あたりの面積は、環境省「太陽光発電事業に係る環境影響評価に関する検討状況」によれば、100haあたり設備容量(交流側)が平均で37MWとされている。ここから過積載率130%、今後の太陽電池モジュールの効率向上を考慮し、山林などの起伏地でのkWあたりの面積を設定した。ゴルフ場・その他の起伏地は山林よりも起伏がやや少ないと仮定した。

出典) 国土交通省(2013)『平成25年世帯・法人土地・建物基本調査』、農水省(2017)「荒廃農地の現状と対策」、太陽光発電に係る林地開発許可基準の在り方に関する検討会(2019)「太陽光発電に係る林地開発許可基準の在り方に関する検討会報告書」、総務省(2019)「平成30年住宅・土地統計調査」、一般社団法人日本ゴルフ場経営者協会(2019)「利用税の課税状況からみたゴルフ場数、延利用者数、利用税額等の推移」より自然エネルギー財団作成。

森林については、森林伐採や造成のコスト、系統連系上の問題が発生しやすいこと、環境影響が懸念されることから、2017年までに林地開発許可を得ているもの(約1万ha)に、2018年及び19年の見通し(約0.4万ha)を加えた値とし、それ以上の導入可能性は低いとした。

ゴルフ場からの転用には大きな可能性がある。一般社団法人日本ゴルフ場経営者協会(2019)によれば、2010年から2018年までの間に、ゴルフ場数は2,432か所から2,248か所へと184か所減少している。この傾向が続くとすると、2030年度までに460か所のゴルフ場が減少すると見込まれる。ゴルフ場一か所あたりの設置可能な面積を50haとし、2030年度までに設置可能な発電容量を計算した。



耕作放棄地とは過去1年以上作物を作付けしておらず、今後も作付けする意思のない土地であり、全国で42.3万haに上る。そのうち、果樹園等の傾斜がある耕作放棄地は、太陽光発電の設置に適さない場合が多いなど、全ての耕作放棄地が利用可能なわけではない。今回は、太陽光発電事業者へのヒアリングから、利用可能な土地を15%とした。

以上のような検討の結果、2030年度までに利用可能な地上設置型の土地の合計は15万haにのぼることがわかった。土地の形状を考慮した設置可能な設備容量（太陽電池容量）は112.4GWに達する。2019年末の10kW以上の太陽光発電の導入量は、44.3GW（系統連系容量）ある<sup>26</sup>が、これと比較しても3倍近い導入余地があることがわかる。このうち耕作放棄地については、農地転用が必要であり、適切な規制の再構築が求められる。

## 2 経済的制約

導入見通しを左右するもう一つの要素は、太陽光発電システムの設置が設置者・投資家に利益を与えるか、という経済的制約の問題である。設置者などが受けるリターンは、自家消費の場合と売電事業の場合で異なる。自家消費の場合は、発電コストが電力購入価格よりも低いことが重要になる。売電事業の場合は、販売電力価格が発電コストを上回る必要がある。こうした状況になれば、設備導入が進む。

日本においても太陽光発電のコストは、持続的な低下が期待される<sup>27</sup>。一方、今後、事業用太陽光は、FiP制度のもとで市場に販売することが想定され、また新たに「発電側基本料金」が発電事業者に課されることが予定されている。そこで、市場販売費用および発電側基本料金<sup>28</sup>を考慮したうえで、財団の行った研究<sup>29</sup>から2030年度の太陽光発電コストを推計した。この推計をもとに、住宅用の自家消費向け太陽光発電、産業用の自家消費向け太陽光発電、売電事業用の地面設置型太陽光発電の3類型ごとに経済的制約がどのようになるかを検討する。

---

<sup>26</sup> 太陽光発電は、系統連系容量を超える太陽電池容量を搭載するケースが多くなっている。これを過積載という。近年、過積載率は上昇しており、2019年に設置された10kW以上の事業用太陽光の過積載率は136.2%上昇している。

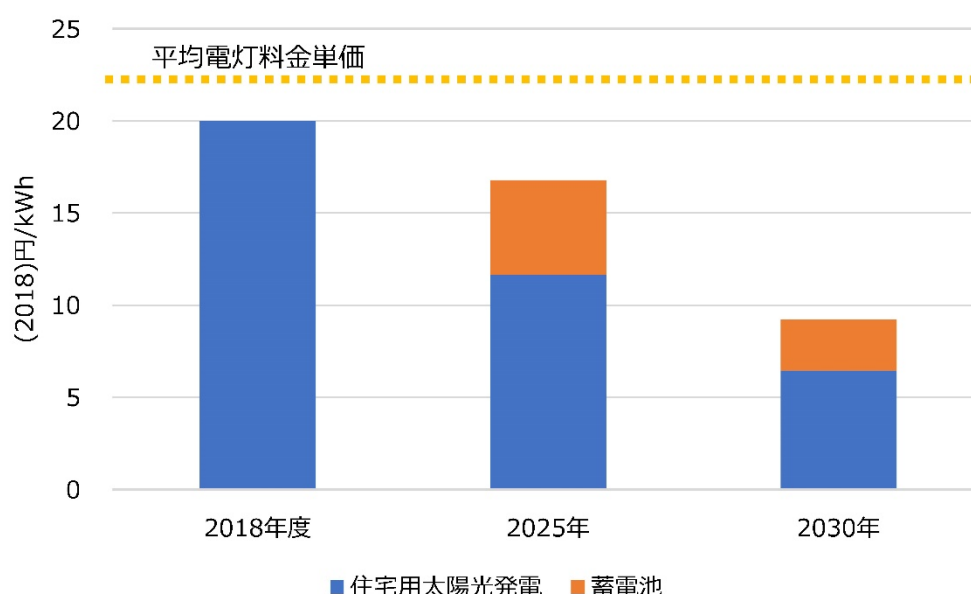
<sup>27</sup> 後述する自然エネルギー財団の推計以外にも、ブルームバーグNEF、資源総合システムから2020年代に大幅なコスト低下が進む予測が公表されている。

<sup>28</sup> 発電側基本料金の水準については、月150円/kW程度が目安と示されている。梶山経産大臣は、2020年7月3日の記者会見で、その見直しを示唆しているが、現時点で料金水準に変化があるのかは不明である。このため今回の試算では、月150円/kW、年間1800円/kWとして運転維持費に算入した。

<sup>29</sup> 木村啓二(2019)「日本の太陽光発電の発電コスト：現状と将来推計」自然エネルギー財団  
[https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/Report\\_SolarCost\\_201907.pdf](https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/Report_SolarCost_201907.pdf)

まず、住宅用太陽光の発電コストは、2018年段階ですでに、電灯料金（家庭用電気料金）の平均販売単価を下回っている。しかし、住宅の場合は、昼間の消費電力が少なく、発電出力が消費電力を超過することが一般的である。そのため、太陽光の余剰電力を売電するか、蓄電池に蓄えて、夕方や夜に消費する場合の経済性を比較する必要がある。蓄電池がない場合、2020年代後半には、発電コストが10円/kWhを下回り、余剰電力を市場に格安で販売しても経済的には成り立つ可能性がある。蓄電池付きの場合、電気自動車なのか定置式蓄電池かはいくつかのケース別の検討が必要だが、国際的な定置式蓄電池価格の見通しを当てはめると、蓄電池付き太陽光発電システムは、2025年までには電灯販売単価を大きく下回る水準に到達しうると推計される(図 3-1)。

図 3-1 蓄電池付き住宅用太陽光発電システムの発電コスト推計

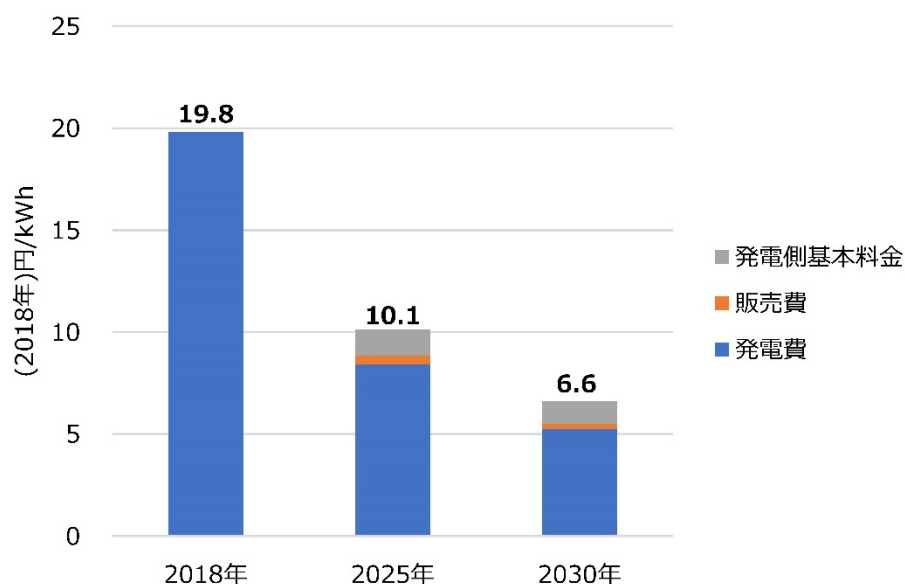


出典) 家庭用蓄電池の価格見通しはブルームバーグ NEF (2019)を参照し、太陽光発電システム価格は財団推定値を参照し、発電コストを計算した。なお定置式の蓄電池は、効率90%とし、昼間の余剰電力を全て蓄電し、夕方から夜にかけて消費すると想定した。

次に、産業用太陽光の発電コストは、屋根置自家消費を想定しており、発電側基本料金を考慮しない。この場合、2025年ごろには10円/kWhほどになりうる。これは、2018年度の特別高圧および高圧電力の加重平均販売単価<sup>30</sup>を下回る水準である。

<sup>30</sup> 電力・ガス取引監視等委員会「電力取引報」より計算。2018年度の特別高圧の加重平均販売単価<sup>30</sup>は12.2円/kWh、高圧電力の平均販売単価16.3円/kWhである。

図 3-2 将来の事業用太陽光発電の発電コスト推計（発電側基本料金含む）



注) 推計手法は、木村(2019)「日本の太陽光発電の発電コスト：現状と将来推計」と同様であり、個別の費用項目を推計し、それを積み上げ、運転年数や設備利用率、過積載率、割引率を設定して計算した。また、発電側基本料金は、年間 1800 円/kW として、運転維持費に算入している。

出典) 自然エネルギー財団作成

最後に、売電事業用の発電コストは、2030 年度までに発電側基本料金を加味しても 7 円/kWh 程度までに下落する見通しである。これは、2030 年度の新設の火力や原子力の発電コストより安価でありコスト競争力が高い水準である。しかし、これをもって、売電用の太陽光発電事業が経済的に自立しうると単純に言えるわけではない。卸電力価格は、既存の火力発電等の燃料価格などの可変費で決まり、更に昼間の時間帯の卸電力価格は、太陽光が多く発電することで低下する傾向にある。こうした状況が太陽光発電の経済的な自立を難しくすることが考えられる。

その一方で昼間の時間帯における卸電力価格の低下そのものが、新たなビジネスを生み出す可能性もある。例えば、昼間の安い電気で蓄電を行い、価格が高い夕方に売電することで値差を稼ぐというビジネスだ。また、電力価格の安い昼間に自動で EV に蓄電する、あるいは家電等を集中的に動かすシステムなども出てくる可能性がある。そうなれば、結果的に、昼間の電力需要が増えて、価格下落が緩和され、売電用太陽光発電事業の経済的自立を促進する。

例えば、グーグルでは、太陽光や風力の発電電力量が豊富なタイミングに合わせて、データセンターにおいてエネルギー消費の多い計算タスクを集中させるシステムを構築した<sup>31</sup>。国内でも、電炉産業などが土日や夜間操業から、太陽光発電からの電力が見込める昼間に稼働をシフトさせる動きがで始めている<sup>32</sup>。これら全ての可能性を現段階で見通すことができないが、市場メカニズムが働けばこうしたビジネスモデルが生まれ、結果的に太陽光発電の導入が促進される可能性がある。

### 3 2030 年度の導入可能性

以上をまとめると、経済的側面からみれば、住宅用太陽光発電は、当面は余剰電力買取が維持され、また 2025 年までには蓄電池をつけても電灯販売単価を大きく下回る水準に到達すると推計されることにより、設置者がメリットを受けられる状況が継続すると推測される。また産業用太陽光発電は、高圧・特別高圧の電力販売単価に対して、2020 年代前半には優位になりえるため、自立的に普及していくことが見込める。これに対し売電事業は、発電側基本料金の負担が重く、また卸電力価格そのもの下落により、2030 年までに政策的な支援なしに普及可能かどうかは見通しが困難だ。

こうした太陽光発電の経済的側面の検討から、各ケースにおける 2030 年度までの導入可能性について検討する。

#### 現状政策ケース

住宅用太陽光は、当面、再エネ特措法による余剰電力買取が続くことが見込まれ、また、蓄電池も含めた発電コスト全体が安価になっていくことから、新築住宅設置件数やリフォームの件数に依存しつつ市場は緩やかに拡大すると見込むことができる。また産業用太陽光は、自家消費比率が高いことが前提になるものの、2020 年代前半には、発電コストが産業用の電力販売単価よりも安価になることが見込まれ、自立的に普及する可能性が高い。ただし、建物所有者が自ら設置する誘因は強くないため、普及の速度は緩やかと見込まれる。

導入拡大への課題が大きいのは売電事業用太陽光である。卸電力価格の低下により経済的な自立が遅れる可能性があるため、再エネ特措法における入札を通じた買取制度に依存することになる。すなわち、事業用発電の今後の見通しは、政府の入札枠に制約されることになる。

---

<sup>31</sup> グーグル “Our data centers now work harder when the sun shines and wind blows” (2020 年 4 月 22 日)  
<https://www.blog.google/inside-google/infrastructure/data-centers-work-harder-sun-shines-wind-blows/>

<sup>32</sup> 日本経済新聞「電炉も働き方改革 日曜休み、夜勤は縮小」(2019 年 6 月 26 日付)

## 転換促進ケース

住宅用太陽光や産業用太陽光においては、経済的に十分成り立つ水準であるが、導入を加速するためには、建物の所有者に太陽光発電設置の誘因を強化することが必要である。建築物のエネルギー基準の強化や電力需要側の自然エネルギー利用インセンティブの強化などにより、設置者が導入を加速する環境を整備することが重要である。例えば、新築・改築の際には、太陽光発電などの自然エネルギーの導入を建物の建築時に義務付ける新たな制度の導入が考えられる。実際にもカリフォルニア州では、2020年より新築の戸建住宅・集合住宅に対して太陽光発電の導入を義務付けている<sup>33</sup>。

売電事業用太陽光の導入を加速するために有効なのは、適切な水準のカーボンプライシング<sup>34</sup>を導入することである。第5章で述べるように欧州各国では、カーボンプライシングの導入により、化石燃料価格が社会的費用も含め適正に評価されるようになり、自然エネルギー電力の導入が加速している。今回の試算によれば、カーボンプライシングの導入により相対的に太陽光発電の売電事業の状況が改善され、2025年ごろ以降は、新規の太陽光発電設備の発電コストが、石炭火力発電の可変費（燃料費と運転維持費）を下回ることになりうる。そうなれば、既存も含め石炭火力発電所を稼働させるより、新規に太陽光発電を建設するほうが安価に電力供給できるようになる。

こうした追加的な政策を講じることによって、建物への導入、売電事業の自立化と活性化が起こり、様々なビジネスモデルが生まれるとともに、普及が加速しうる。具体的には、新築住宅(持家+分譲)およびリフォーム住宅の年間設置件数の最大80%に相当する住宅用太陽光発電が設置されるものと想定した。産業用太陽光についても新築の建築物を中心に設置が促進されるものと想定した。売電事業用は、太陽光発電の相対的な経済性向上を踏まえ、2025年までの入札容量の増加および28年前後から自立的な導入が加速すると想定した。その結果、転換促進ケースでは、現状政策ケースに比べて、設備容量ベースで約40%増加し、145GWに達すると見込んだ。以上の分析を踏まえ、2030年度の太陽光発電の設備容量は表3-3の通りと見込んだ。

---

<sup>33</sup> 同義務は、カリフォルニアエネルギー委員会が策定する「2019 建築エネルギー効率基準」に規定されている。  
(<https://ww2.energy.ca.gov/2018publications/CEC-400-2018-020/CEC-400-2018-020-CMF.pdf>)

<sup>34</sup> ここで適切な水準とは、国際的な炭素価格水準に整合し、かつ炭素排出量の少ない天然ガス火力が、炭素排出量が多い石炭火力に対して、経済的に優位になる水準を言う。財団では、5,500円/トン-CO<sub>2</sub>以上の炭素価格が必要と推計した。

表 3-3 太陽光発電の設備容量見通し (GW)

	2019 年度	2030 年度	
		現状政策ケース	転換促進ケース
住宅用 (屋根置)	11.3	20.3	25.8
産業用 (屋根置)	n/a	15.7	36.1
事業用 (地面置)	44.3	66.1	82.8
合計	55.6	102.1	144.6

注) 設備容量は、系統連系端(AC 端)ベース。

出典) 2019 年末数字は、再エネ特措法統計の稼働容量より。

## 第 2 節 風力発電の導入可能性

風力発電は、世界的には太陽光発電とともに自然エネルギー拡大の牽引力となってきたが、日本では電力系統への接続制約と立地制約、長期を要する環境アセスメント手続き、更にこれらとも関連するコスト高により導入が著しく立ち遅れて来た。2019 年度末時点では 4.37GW が送配電会社に接続している。そのうち、再エネ特措法のもとで運転開始した設備は 1.60GW である。また、再エネ特措法のもとで、すでに新規事業計画認定を取得し、今後稼働予定の設備は 8.14GW ある。

しかし最近では、特に洋上風力拡大への期待が日本でも高まり、2019 年に「再エネ海域利用法」が制定され海域利用制度が整備された。また、2020 年 7 月には、洋上風力を拡大する事を目的に、官民協働で課題解決に必要な政策を明らかにするため「洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」が設立されるなど、風力発電産業全体で洋上風力を促進していこうとする動きが始まっている<sup>35</sup>。こうした動きが活発化することで、送電網の強化など、陸上風力のための環境も整っていくことが期待されている。

発電コストに関しては、世界では 2019 年時点で陸上風力発電コストが 5.3 セント/kWh になっており、すでに最も安価な火力発電よりも安いとされている<sup>36</sup>のに対し、日本における陸上風力発電の発電コストは、9.2~11.1 セント/kWh(2019 年)であり、世界に比べて 2 倍ほど高い水準となっている<sup>37</sup>。風況など自然環境を除いても、著しく高い資本費と運転維持費が高コストの要因といえる<sup>38</sup>。日本においても風車の大型化や市場拡大による、コスト低減のポテンシャルはまだまだあると考えられ、ブルームバーグ NEF は、2030 年度に向けて、日本の陸上風力発電の発電コストは、4.9~6.7 セント/kWh(5~7 円/kWh)まで低下すると推計している。

<sup>35</sup> 自然エネルギー財団連載コラム「日本の洋上風力発電の現状について」2020 年 7 月  
<https://www.renewable-ei.org/activities/column/REupdate/20200713.php>

<sup>36</sup> IRENA (2020) Renewable Power Generation Costs in 2019

<sup>37</sup> BloombergNEF (2019) New Energy Outlook

<sup>38</sup> 国際的比較は、自然エネルギー財団(2018)「自然エネルギー発電コスト低減への制度的課題:改正 FIT 法に焦点をあてて」を参照のこと。

日本の洋上風力発電についても、ブルームバーグ NEF は 2030 年度に向けて、5.1 セント/kWh にまで低減する見通しを示している<sup>39</sup>。洋上風力は、設置面積や輸送などに係る制約が少ないことから、世界では大規模化が進み、資本費の低減が図られている。また、風況が良いエリアへの建設により発電電力量が増加している。国が意欲的な中長期の導入目標を設定するとともに、ゾーニングや環境アセスメントの実施、港湾や建設船の整備でも積極的な役割を果たすことで、世界で進む洋上風力発電コストの低下を日本でも実現することが可能である。

今回は、風力発電の導入量を規定する重要な要因である環境アセスメントと系統連系の可否について、現時点でどの程度の規模の設備がこれらの手続きを進めているかを検討し、推計を行っている。ブルームバーグ NEF が推計する 2030 年度の陸上、洋上風力発電のコストは、政府の 2030 年度の新設の火力発電の発電コスト見通しの水準を大きく下回る。これらの価格低下が実現できれば、日本においても風力発電が現在の見込みを超えて更に大きく成長する可能性がある。

## 1 環境アセスメントの状況

2030 年度までの導入量を規定する重要な要素の 1 つは、環境アセスメントである。10MW 以上の風力発電設備の建設は、環境アセスメントの実施が義務付けられている。このプロセスには数年かかるため、計画から建設期間を含めて、運転開始までに 5～10 年程度かかると予想される。したがって、現在アセスメント手続きにあるかどうか、2030 年度の導入可能性を推定するうえで重要になる。

環境アセスメントの手続きには、配慮書、方法書、準備書、評価書の 4 段階がある。一般的に、準備書手続き、方法書手続きに入っているものは、アセスメントのための調査を実施中あるいは実施済みのプロセスのものであり、事業実現の可能性は高い。他方で、配慮書手続き中のものは、事業計画の初期段階で、環境保全のための配慮事項を検討中であり、事業規模などもアセスメント手続きの中で固めていくので、中止や計画変更がありうる。2019 年度末で各段階のものが表 3-4 の通りであり、合計で約 36GW ある。そのうち、方法書以降のものは、20.6GW ある。

表 3-4 風力発電の環境アセスメントの手続き中の設備容量

	配慮書	方法書	準備書	評価書
設備容量(GW)	15.0	13.0	4.7	2.9

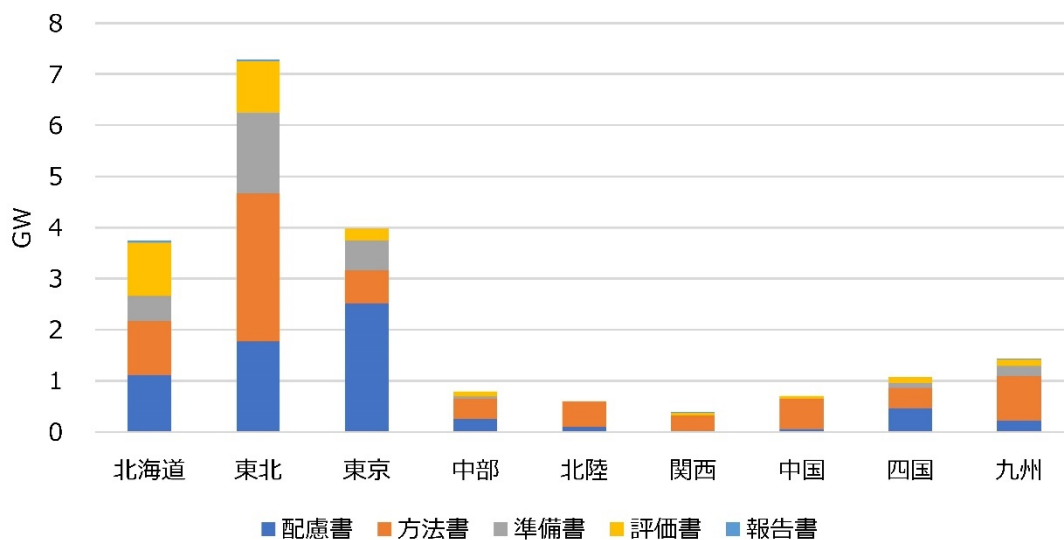
出典) 環境省「環境影響評価情報支援ネットワーク」(<http://assess.env.go.jp/>) より自然エネルギー財団作成

<sup>39</sup> BloombergNEF (2019) New Energy Outlook

## 陸上風力

環境アセスメント実施中は、19.9GW であり、配慮書段階が 6.5GW、方法書段階が 7.7GW、準備書段階が 3.0GW である。評価書段階にまで至っているものは 2.7GW ある。これに運転中の陸上風力(4.3GW)を加えると、24.2GW となる。地域的には、東北(7.1GW)、東京(4.0GW)、北海道(3.7GW)の順での順でアセスメント実施設備容量が多い。

図 3-3 陸上風力の環境アセスメント実施状況(2019 年度末時点)

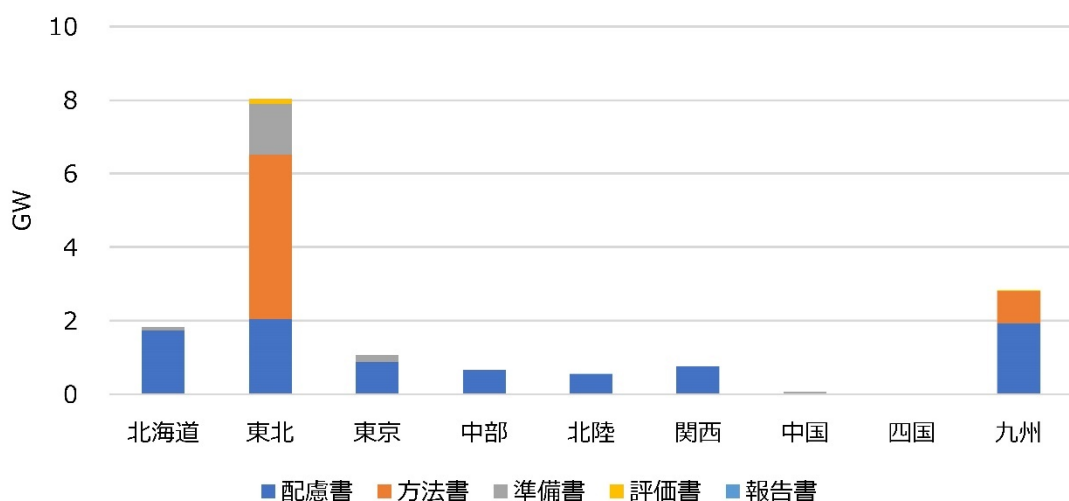


出典) 環境省 環境影響評価情報支援ネットワーク (<http://assess.env.go.jp/>)より自然エネルギー財団作成

## 洋上風力

2019 年度末時点で、環境アセスメント実施中は 15.8GW あり、そのうち、配慮書段階が 8.5GW、方法書段階が 5.3GW、準備書段階のものが 1.7GW である。評価書段階に至っているものはほとんどない。地域別にみると、東北(8.0GW)、九州(2.8GW)、北海道(1.8GW)の順にアセスメント実施中の設備容量が多い。

図 3-4 洋上風力の環境アセスメント実施状況(2019 年度末時点)



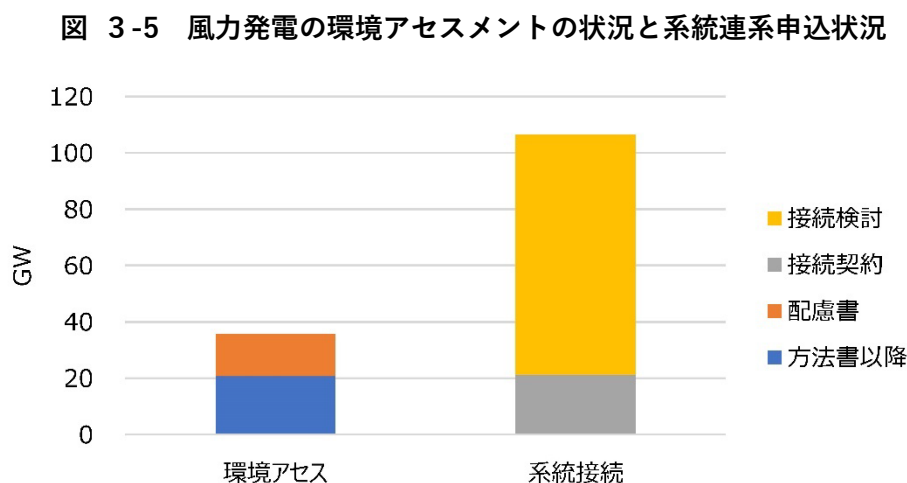
出典) 環境省 環境影響評価情報支援ネットワーク (<http://assess.env.go.jp/>)より自然エネルギー財団作成



## 2 系統接続検討・申込の状況

次に、風力発電の導入量に大きな影響を与えるのは系統連系である。風力発電は、強い風の吹く人里離れた場所に大規模に建設される傾向にある。そのため、発電所の計画場所に給電可能な空き容量がある送電網があるかどうか重要なカギになる。空き容量の情報等をもとに、事業者は接続検討申込を行い、検討の結果、空き容量がある場合に、接続契約申込を行う。したがって、すでに接続契約申込をしている案件については、系統接続費用も含めて事業実現の可能性が高いとみてよい。接続検討申込済の段階では、接続可能かどうかについては未定の段階であるため、不確実性が高い。

そこで、一般送配電事業者のウェブサイトで公開されている系統連系申込情報をもとに、系統エリア別に系統連系申込情報を前項のアセスメント実施状況と合わせて集計すると以下の図の通りになる。



出典) 環境省 環境影響評価情報支援ネットワーク (<http://assess.env.go.jp/>)  
各一般送配電事業者の接続・申込状況ページより自然エネルギー財団集計

接続契約申込済と接続検討申込済の合計は約 107GW であり、環境アセスメント実施中の 36GW の約 3 倍ある。そのうち、接続契約申込済のものは合計で約 21GW ある（環境アセス実施中で方法書段階以降の量に相当）。また、接続検討申込段階のものは 85GW もある（環境アセス実施中で配慮書段階のもの約 6 倍に相当）。85GW の接続検討申込済のうち、東京（31GW）、東北（15GW）、中部（10GW）、北海道（11GW）、九州（9GW）は、洋上風力発電の計画であるとみられ、環境アセスメント手続きに入っていないものがおおいとみられる。

### 3 2030 年度の風力発電の導入可能性

以上のデータを踏まえて、2030 年度の導入可能性について検討する。

#### 現状政策ケース

現状政策ケースでは、環境影響アセスメントのなかで、準備書段階以降のものは全て 2030 年度までに運転開始するとし、方法書段階のものは 90%が 2030 年度までに運転開始するとした。他方で、配慮書段階のものは、計画初期段階のものが多いこともあり、保守的にみて 2030 年度までの運転開始はゼロとした。合計で 2030 年度までに 23GW が導入される見通しである。これは、系統連系について、送配電事業者にすでに接続済、および接続契約申込済を合わせた容量で十分に達成可能である。接続契約申込済の案件は、すでに送配電会社が接続承諾済みのもの、および事前検討段階で見通しが得られたものであり、実現可能性は高いと考えられる。

#### 転換促進ケース

転換促進ケースでは、風力発電の普及にとって重要なコネクト & マネージ、火力を含めた系統混雑処理などの系統運用の合理化、送電線の必要な増強が行われ、速やかな接続が可能になることを想定する。陸上風力では、買取制度の継続的運用、あるいは毎年 1GW 以上の入札枠を設定することにより、現状政策ケースよりも大きな導入を想定できる。また洋上風力については、国が主体的に系統接続枠の確保、ゾーニング等の促進区域を指定し、事業者の負担やリスクを減らすことにより、さらなる開発促進が可能になる。

上記を踏まえ、転換促進ケースでは、環境影響アセスメント中の方法書段階までは、現状政策ケースと同じだが、配慮書段階のものは、2030 年度までの 40%が運転開始するものとみなした。合計で 2030 年度までに 29GW が導入されることを見込むことができる。

表 3-5 2030 年度までの風力発電の導入可能設備容量 (GW)

	2019 年度	2030 年度	
		現状政策ケース	転換促進ケース
陸上	4.3	16.6	19.2
着床	0.0	6.7	10.0
浮体	0.0	0.1	0.1
合計	4.4	23.3	29.3

出典) 自然エネルギー財団作成

## 4 2030年度の風力発電の発電電力量

風力発電の発電電力量を計算するため、系統エリア別の風況およびポテンシャルデータを活用し、地域による風況の違いを考慮した。そのうえで、陸上風力発電は4MWクラスでハブ高さ90m、洋上風力発電は10MWクラスでハブ高さ140mを想定し、この地上高（海面高）における風況から低風速仕様のパワーカーブをもとに、発電電力量を算出した。このように風力発電設備の大型化および風況を考慮した結果、風力発電の発電電力量は、表3-6のとおりとなった。特に、風況の良い、北海道・東北地域にこうした大型風車を導入していくことによって、設備利用率は大きく増大する。

表 3-6 2030年度までの風力発電の発電可能量（TWh）

	2018年度	2030年度	
		現状政策ケース	転換促進ケース
陸上	n.a	45	52
着床	n.a	19	29
浮体	n.a	0	0
合計	7	65	82

注) 2018年度は、統計上陸上、着床、浮体の区分けがないため、発電電力量の内訳は不明。

出典) 2018年度実績は、総合エネルギー統計より。

## 第3節 バイオエネルギー発電の導入可能性

バイオエネルギーは、電気のみならず、熱、あるいは輸送用燃料など、様々な形態でエネルギー供給が可能である。また、バイオマス資源のうち木質系は、エネルギー利用だけでなく素材としての利用可能性もある。更に、持続可能性の確保を前提に利用できるバイオマス資源には限りがある。こうした前提を考慮しつつ、本節では、おもに発電向けバイオエネルギーに着目する。発電部門には、大きく分けて売電用と自家消費用がある。

### 1 売電用バイオエネルギー

売電用はすでに4.5GWが稼働済みである。再エネ特措法の事業計画認定を受けている認定量は、移行認定分も加えて10.8GWある。未稼働の発電容量は、差し引き6.3GWである。

未利用木質については、認定量、稼働容量ともに、政府の長期エネルギー需給見通しの数値を超えている。一般木質・農作物残さの移行認定分を含む認定量は7.6GWとなっており、政府見通しを大きく上回っている。但し、資源エネルギー庁が新たに設定した設備発注期限などの認定基準を満たせない可能性があるものがあり、認定量の全てが稼働するかどうかは不透明である。

表 3-7 バイオエネルギーの現状（2019 年度末時点）

燃料種別	稼働容量 (GW)	認定容量 (移行認定分含む) (GW)	政府 需給見通し (GW)
メタン発酵ガス	0.1	0.1	0.2
未利用木質	0.4	0.6	0.2
一般木質・農業残さ	1.6	7.6	2.7-4.0
建設廃材・一般廃棄物・RPS 等	2.5	2.6	2.9
合計	4.5	10.8	6.0-7.3

注) 案件によってはバイオマス以外の燃料（化石燃料やバイオマス以外の廃棄物）も使用することがあるため、使用燃料のバイオマス比率を考慮した容量のみが集計されている。

出典) 資源エネルギー庁 FIT 統計より自然エネルギー財団作成

以上に基づき、現状政策ケースの 2030 年設備容量を想定した。

メタン発酵ガスについては、緩やかであるが認定量は確実に増えていることから、政府見通しを達成するものとする。未利用木質については、国産材が燃料になるが、その使用量は、林野庁が計画する供給量に近づいており、認定容量・稼働容量ともにすでにほぼ頭打ちである。ただし 2 MW 未満の小規模優遇は続いており、また都道府県が燃料供給量の確認を行っているため、確度が高いとして既認定分の稼働を見込む。

一般木質・農業残さは認定容量のうち、未稼働分が 6.0GW ある。バイオマス発電事業者協会によれば、2016 年度末までの認定分については、2.2GW が稼働すると予測されている<sup>40</sup>。これ以降について、2017 年度認定分 1.7GW のうち 1.2GW の稼働を見込み、2020 年度以降は、入札制度により年間 0.1GW ずつ導入されると仮定した(2018、2019 年度は入札不成立)。この結果、2030 年度には合計 4.4GW の導入を見込む。

建設廃材、一般廃棄物、RPS 等については、認定量が政府見通しを上回っている。人口減少などにより廃棄物量の減少が見込まれるが、リサイクル率および利用率の向上などの業界努力により、政府見通しの量が達成されるものとする。

以上の想定により、売電用バイオエネルギーについては、2030 年度の設備容量は 7.99GW と見込んだ。

発電電力量の推計にあたっては、2019 年度の第 50 回調達価格算定委員会で初めて示されたバイオエネルギー発電の各区分についての設備利用率を参考とし、試算する。一般木質・農作物残渣については、燃料の需給が厳しくなる局面を見越して、68%の設備利用率とした。建築廃材の設備利用率は、50%程度、一般廃棄物は 30%程度の実績だったため、平均をとって 40%としている。この結果、2030 年度の年間総発電電力量は 40.7TWh となった。

<sup>40</sup> (一社) バイオマス発電事業者協会「バイオマス発電事業の現状と要望」第 47 回調達価格等算定委員会（2019 年 10 月 29 日）[https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/047\\_05\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/047_05_00.pdf)

表 3-8 2030 年度の売電用バイオエネルギー発電の年間発電電力量の予測

燃料種別	発電容量 (GW)	設備利用率 (%)	発電量 (TWh)
メタン発酵ガス	0.2	70	1.0
未利用木質	0.6	70	3.4
一般木質・農業残さ	4.4	68	26.2
建設廃材・一般廃棄物・RPS 等	2.9	40	10.1
合計	8.0	-	40.7

出典) 自然エネルギー財団作成

## 2 自家用バイオエネルギー（再エネ特措法外）

自家消費のバイオエネルギー発電がおこなわれているのは、主に製紙産業である。製造プロセスで発生する副産物（黒液、端材など）のバイオエネルギーが、石炭などの化石燃料とともに燃料として用いられ、製造プロセスに必要な蒸気や電気に転換され、利用されてきた。電気についてみれば、2013～2017 年度の平均で、20.9TWh を自家発電している。これは購入電力を合わせた合計の 8 割程度に達する。

表 3-9 製紙産業のエネルギー供給（TWh/年）

年	自家発電・コジェネ		購入分		合計	
	電気	蒸気	電気	蒸気	電気	蒸気
2013	20.6	52.7	6.5	0.2	27.1	52.9
2014	20.9	53.1	6.2	0.3	27.0	53.4
2015	20.9	52.1	5.7	0.2	26.6	52.3
2016	21.3	51.9	5.2	0.2	26.5	52.1
2017	21.0	52.2	5.2	0.2	26.1	52.4
平均	<b>20.9</b>	<b>52.4</b>	<b>5.8</b>	<b>0.2</b>	<b>26.7</b>	<b>52.6</b>

出典) 日本製紙連合会「紙パルプ産業のエネルギー事情」（各年版）より自然エネルギー財団作成

自家発電・コジェネで使用する燃料について、日本製紙連合会「紙パルプ産業のエネルギー事情」によれば、過去 5 年間の生産・消費の実績をみると、使用燃料に占めるバイオマス比率は概ね安定しており、2013～2017 年度の平均で 43.3%である（表 3-10）。同じ期間の発電量平均が 20.9TWh であったから、バイオエネルギー発電電力量（非再エネ特措法）は、これらのデータから、9.0TWh と推計できる。

表 3-10 紙パルプ産業の使用燃料の割合 (%)

年	化石燃料	バイオマス	廃棄物 (非バイオマス)
2013	48.0	42.6	9.4
2014	47.3	43.5	9.2
2015	47.1	43.6	9.4
2016	47.3	43.2	9.5
2017	46.8	43.4	9.7
平均	<b>47.3</b>	<b>43.3</b>	<b>9.4</b>

出典) 日本製紙連合会「紙パルプ産業のエネルギー事情」(各年版)より自然エネルギー財団作成

2030年度の発電量の推計にあたっては、紙の生産量がゆるやかに減少している点が重要になる。しかし、過去5年間の推移をみると、購入電力分を減らすことで、自家発電電力量は維持されていたため、現状政策ケースでは、2030年度も同程度の自家発電水準、バイオエネルギー比率が維持されることを見込む。

### 3 転換促進ケース

転換促進ケースでは、脱炭素化にむけカーボンプライシングが導入されることを想定している。この場合、価格面で化石燃料よりも有利になるバイオマス燃料の比率を増加させるかたちで、バイオエネルギーへの転換が進むと想定される。例えば、石炭価格が9,460円/トン<sup>41</sup>、CO<sub>2</sub>1トンあたり5,500円の炭素価格であったとすれば、石炭火力の燃料費に炭素費用を加えた発電コストは、1kWhあたり9.1円/kWhとなる。この価格に対し、バイオマス発電が競争力を有するためには、燃料単価が13,200円/トン(120ドル/トン)程度であればよい。東アジア地域のデータでは、現段階でも木質ペレット換算で数百万トンのバイオマス資源が120ドル/トン以下で供給可能であると推計されている<sup>42</sup>。したがって、例えば、炭素価格5,500円/トン-CO<sub>2</sub>を課すことにより、バイオマス発電の経済性が高まり、バイオマス比率が高まり、バイオマスによる発電電力量の増加が期待できる<sup>43</sup>。

<sup>41</sup> IEA(2019)の Stated Policy Scenario における 2030年の日本の石炭価格として。

<sup>42</sup> Bovelander (2018) Gone Today Here Tomorrow: The Challenges and Solutions of Finding Sustainable Biomass Sources in a Competitive Environment, 9th Biomass Pellets Trade & Power Conference, Tokyo, May 15, 2018

<sup>43</sup> 製紙産業などで用いられている自家発電の多くは、2020年7月に公表された「非効率石炭火力の休廃止」方針の対象となる可能性がある。しかしその詳細は不明であるため、今回の推計ではその影響を考慮していない。

この点を踏まえ、転換促進ケースでは、石炭火力からバイオマスへの転換が一定進むとした<sup>44</sup>。具体的には、約 100 万トン分のバイオマスが輸入され、自家発電部門を中心に既存の石炭火力発電所の一部で転換され、1.8TWh のバイオマス発電電力量が増加するとした<sup>45</sup>。

以上の結果、売電用、自家用を合わせた 2030 年度のバイオエネルギー発電量は、現状政策ケースで 49.7TWh、転換促進ケースで 51.5TWh と推計した。

## 第 4 節 水力発電の導入可能性

2018 年度末の水力発電（揚水発電を除く。以下同じ）の総設備容量は 22.6GW であった。このうち再エネ特措法によって導入された中小水力発電は 362MW である（そのうち 1MW 未満は 80MW、1MW 以上 30MW 未満は 282MW）<sup>46</sup>。また 2018 年度末の時点で、未稼働の認定設備が 870MW 存在している。

2030 年度までの見通しについては、追加的に導入可能な水力発電ポテンシャルがどれほど残っているか、そして、再エネ特措法のもとで、どこまで増えるかが論点となる<sup>47</sup>。

水力発電のポテンシャルについては、環境省が導入ポテンシャル調査を行っている<sup>48</sup>。これによれば、すでに開発された発電所を控除した中小水力発電の導入ポテンシャルは、約 9GW あると推計されている。この調査では調達価格と内部収益率の想定により 4 つのシナリオを作り、それぞれの導入可能量を推計している。例えば、24 円/kWh の買取価格(2016 年度までの 1MW 以上の中小水力の買取価格)で、7 %以上の内部収益率を確保するプロジェクトのポテンシャルは、2.7GW になる。2017 年度以降買取価格の区分が変わり、1MW～5MW 未満は買取価格が引き上げられている。この結果、経済的に成り立つポテンシャルは 2.7GW よりも大きくなると想定される。

---

<sup>44</sup> 2020 年 7 月に公表された非効率石炭火力休廃止方針に対応し、蒸気生産を継続し自家発電用のボイラの稼働を維持するため、バイオマスへの転換がより加速する可能性もあるが、影響度が不明のため推計には入っていない。

<sup>45</sup> ペレットの低位発熱量が 18GJ/t とすれば、バイオマス分のエネルギー投入量は 18PJ (5.0TWh) となり、発電効率 36% とすれば、発電量は 1.8TWh となる。なお、コージェネの場合は熱も有効利用されるが、その利用量は計上していない。

<sup>46</sup> 中小水力の中に既設導水管を利用した更新設備（特定水力）が 18MW あり、この特定水力分については、既存の設備の更新であるため、発電電力量の正味な増加はわずかであると推定される。

<sup>47</sup> 大型水力発電のリパワリングや利用水量の増量により、大幅な発電量の増加が見込めるという見解があるが、今回の推計には含めていない。

<sup>48</sup> 環境省「平成 27 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」（2016 年 3 月）  
[https://www.env.go.jp/earth/report/h28-03/h27\\_whole.pdf](https://www.env.go.jp/earth/report/h28-03/h27_whole.pdf)

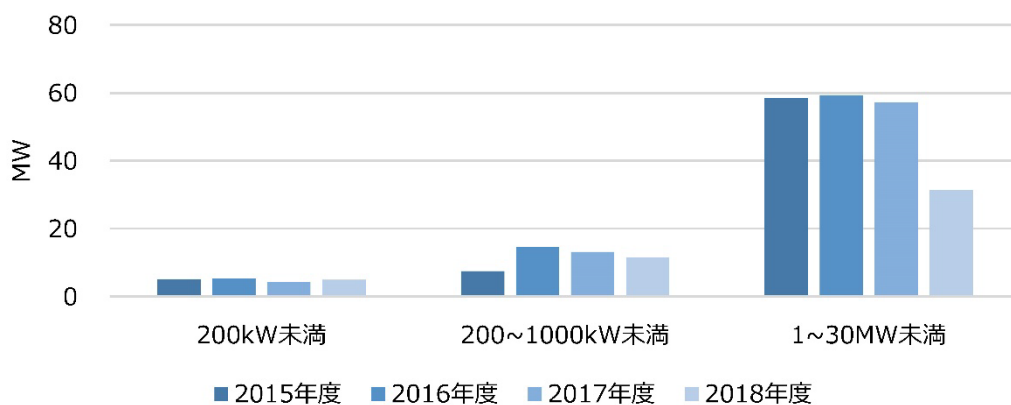
表 3-11 中小水力の導入シナリオ別集計結果

シナリオ	シナリオの内容	開発可能条件	地点数 (地点)	設備容量 (GW)	年間 発電電力量 (TWh)
1	24 円/kWh×20 年間で税引前 PIRR≧7%を満たす	事業単価<115 万円/kW	2,222	2.7	14.2
2	20 円/kWh×20 年間で税引 PIRR≧8%を満たす	事業単価<90 万円/kW	922	1.6	8.3
3	29 円/kWh×20 年間で税引 PIRR≧7%を満たす	事業単価<139 万円/kW	3,978	3.7	20.3
4	34 円/kWh×20 年間で税引 PIRR≧7%を満たす	事業単価<163 万円/kW	6,040	4.7	25.6

出典) 環境省「平成 27 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」(2016 年 3 月) P.98  
(表 3.2-12) [https://www.env.go.jp/earth/report/h28-03/h27\\_whole.pdf](https://www.env.go.jp/earth/report/h28-03/h27_whole.pdf) より自然エネルギー財団作成

次に、この経済的条件を加味した導入ポテンシャルが、2030 年度までにどこまで開発されるか、という点を検討する。このとき重要なのは開発速度であるため、これまでの年間導入量に着目した。1MW 未満の小規模水力発電の年間導入量は、おおむね安定的に推移している(図 3-6)。2015 年度から 18 年度にかけて、200kW 未満の設備は、年平均 5MW ずつ導入されており、200kW 以上 1MW 未満の設備は年間平均 11MW ずつ導入されている。他方、1MW 以上 30MW 未満の設備の場合、2015 年度から 17 年度までは、年約 60MW ずつ導入されていたが 2018 年度は急減した。グラフでは表示されていないが、2019 年度(12 月末まで)は逆に急増しており、安定していない。

図 3-6 中小水力発電の年間導入量



出典) 資源エネルギー庁: FIT 統計より自然エネルギー財団作成

以上の開発速度を踏まえ、2030 年度までの導入可能性を検討する。



## 現状政策ケース

2019 年末に経済産業省から今後の自然エネルギー政策の方向性が提起され<sup>49</sup>、今後、1MW 未満の小規模水力発電は、地域一体型と区分され、市町村の防災計画等への位置づけなど「地域活用要件」を満たすことが求められる。このため新規の開発は大きくブレーキがかかり、すでに認定を受けている事業計画以上、新規の認定が起こりにくい状況になることが予想される。

他方、大規模な中小水力（1MW 以上）については、競争入札への移行が見込まれる。このため、追加的な認定量は入札枠がどの程度になるかに依存し、見通しが難しい。以上から、現状政策ケースでは、現段階（2019 年 9 月）で事業計画認定されているが、未稼働（導水路活用型を除く）の 655MW が 2030 年度までに順次運転開始するものとした。この結果、現状政策ケースでは、大規模とあわせた水力発電全体では、合計 23GW となる。

## 転換促進ケース

転換促進ケースでは、経済的導入ポテンシャルを上限としながら、これまでの開発速度を維持または加速して導入されていくものとした。1MW 未満の小規模水力発電では、これまでの年平均導入量（年 16MW）を維持していくと累積設備容量は 2018 年度末の 80MW から 2030 年度には 278MW となる。なお、そのうち設備更新される発電所（導水路活用型）は 37MW と見込んだ。

1MW 以上の設備は、表 3-11 のシナリオ 1（24 円/kWh）で経済的導入ポテンシャルの 2.7GW の 50%に相当する 1.3GW の導入を見込んだ。この場合、2030 年度まで年平均で約 95MW の導入が必要になる。これは 2015～2017 年度平均の 58MW から加速することを想定している。

この結果、転換促進ケースでは、1.2GW の中小水力発電が増加し、大規模とあわせた水力発電全体では、合計 23.8GW となる。

発電電力量については、以上の設備容量を前提に、現状政策ケース、転換促進ケースいずれも、過去の実績と同等の設備利用率を適用して算定した。具体的には、30M 以上 40%、1MW 以上 30MW 未満は 45%、1MW 未満を 60%とした。また、既存導水路活用型などのリプレース案件については、既存発電量に対して 4%発電量が増加するとして、その増加分を見込んだ<sup>50</sup>。

その結果、発電電力量は、現状政策ケースで 82TWh、転換促進ケースで 84TWh となった。

---

<sup>49</sup> 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会「中間とりまとめ（案）」（2019 年 12 月 12 日）

[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/saiene\\_shuryoku/005/pdf/005\\_006.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/saiene_shuryoku/005/pdf/005_006.pdf)

<sup>50</sup> リプレース案件の増加分発電量については、中小水力発電 4 団体「第 47 回調達価格等算定委員会 中小水力発電 4 団体ご説明資料」（2019 年 10 月 29 日）[https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/047\\_04\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/047_04_00.pdf) の数値から計算。

表 3-12 水力発電の 2030 年度までの導入可能性

	2018 年度	2030 年度	
		現状政策ケース	転換促進ケース
設備容量(GW)	22.6	23.2	23.8
発電電力量(TWh)	79.1	81.7	84.2

出典) 2018 年度実績：設備容量は「電力調査統計」、発電電力量は「総合エネルギー統計」より自然エネルギー財団作成

## 第 5 節 地熱発電の導入可能性

2018 年度末の地熱発電の設備容量は、およそ 500MW と見積もられる<sup>51</sup>。このうち、再エネ特措法によって新たに導入された地熱発電設備は 67 件 78MW となった(2019 年末時点)。67 件のうち出力 1,000kW 以上の地熱発電所は 6 か所にとどまり、ほとんどは温泉熱等によって発電される 200kW 以下の小型バイナリー発電所である。

環境省が実施した最新のポテンシャル評価結果<sup>52</sup>によれば、日本には開発可能な地熱資源がおおよそ 10~15GW 程度あるとされる。

このうち、蒸気を直接取り出しタービンを回す「蒸気フラッシュ式」は、国立・国定公園の開発可能範囲の設定によって 8.2~14.4GW、地熱により何らかの媒体（イソペンタン等）を蒸発させタービンを回す「バイナリー式」は、国立・国定公園における開発可能範囲の設定によって 2.2~2.4GW と推定されている（表 3-13）<sup>53</sup>。

表 3-13 地熱導入ポテンシャル推定値（環境省）

発電方式	対象温度区分	推計条件	導入ポテンシャル (GW)	年間発電電力量 (TWh/年)	H26 (2014) 年度業務における推計結果 (GW)
蒸気フラッシュ発電	150°C以上	基本	8.2	56.9	7.9
		条件 1	12.5	87.2	12.7
		条件 2	14.4	100.6	14.1
バイナリー発電	120~150°C	基本	0.5	3.1	0.5
		条件 2	0.7	4.2	0.7
低温バイナリー発電	53~120°C	基本	1.7	10.6	1.7

出典) 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」(第 3 章 3.7 地熱発電の導入ポテンシャルの再推計) (2020 年 6 月)  
[http://www.env.go.jp/earth/report/post\\_2.html](http://www.env.go.jp/earth/report/post_2.html) より自然エネルギー財団作成

<sup>51</sup> 設備容量の実績値は、一般社団法人火力原子力発電技術協会「2018 年版地熱発電の現状と動向」および経済産業省「固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト」から推定。

<sup>52</sup> 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 ([http://www.env.go.jp/earth/report/post\\_2.html](http://www.env.go.jp/earth/report/post_2.html))

<sup>53</sup> 表中の基本条件は、国立・国定公園のうち、第 1~3 種特別地域への域外からの傾斜掘削と、第 2~3 種特別地域における掘削を行わない場合が設定されており、条件 1 では第 1~3 種特別地域への傾斜掘削のみ追加で行う場合のポテンシャルが、条件 2 では第 2~3 種特別地域における掘削を追加で行う場合のポテンシャルとなっている。

国立・国定公園内の地熱開発は徐々に認められるようになってきている。2012年3月27日の環境省自然環境局長通知「国立・国定公園内における地熱開発の取扱いについて」では、国立・国定公園内の地熱開発について、普通地域は個別に判断して認め、第2種および第3種特別地域については優良事例の形成について検証を行い、真に優良事例としてふさわしいものは認める、とされた。また、公園外等からの傾斜掘削については個別に判断して認めることも確認されている。ただし、2012年時点では、特別保護地区及び第1種特別地域については傾斜掘削による地下利用も含め、全ての地熱開発を認めないとされた。その後、2015年10月2日環境省自然環境局長通知「国立・国定公園内における地熱開発の取扱いについて」において、第1種特別地域についても地表に影響がないこと等を条件に、地下部への傾斜掘削が認められている。このように、国立・国定公園内における地熱発電開発については、条件付きであるものの認められるようになっている。

次に、経済的条件を加味した導入ポテンシャルが2030年度までにどこまで開発されうるか、という点を検討する。このとき重要なのは開発速度である。一般的に地熱発電は地熱調査、環境アセスメント、開発、設備設置などのプロセスが多く、開発期間が長いという特徴がある(図3-7)。

再エネ特措法導入以降、開発がスタートした地熱発電所のうち、設備容量が大きく地下貯留層から蒸気を取り出すフラッシュ式の発電所は、いずれもNEDO調査で掘削された既存井を利用している。すなわち、再エネ特措法導入以前の調査等において、地熱貯留層の存在が確認され、新規開発リスクが一定程度抑えられた案件であった。それでも、フラッシュ式発電所は再エネ特措法導入から運転開始まで7年以上の時間がかかった<sup>54</sup>。

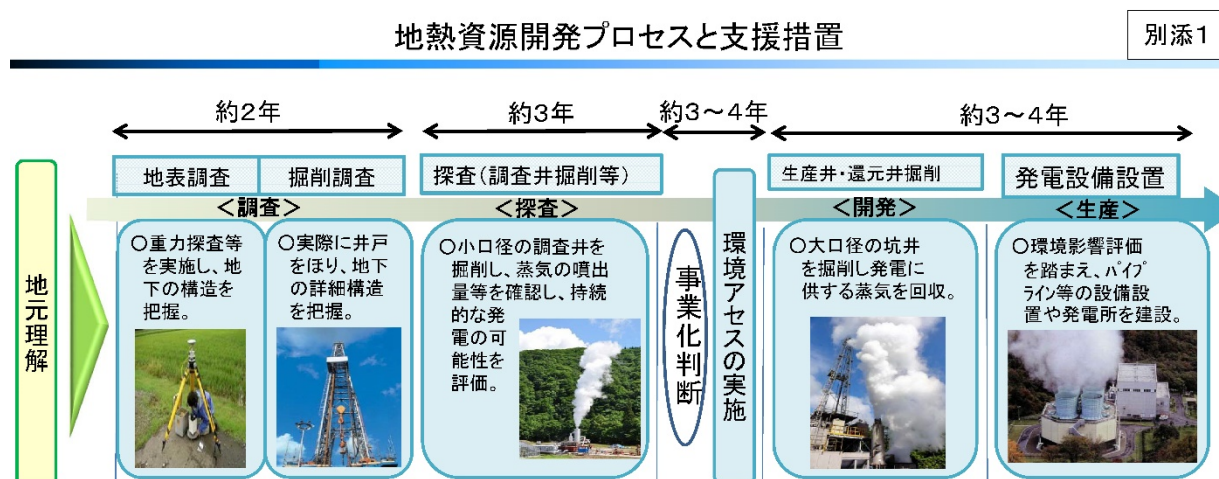
このように、地熱資源開発に時間がかかることから、国もこれまで積極的に地熱資源開発の後押しをしてきた。独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)は2014年度より地熱資源開発調査事業費助成金(現:地熱発電の資源量調査事業費助成金)を開始し、新たな地熱資源調査に対する助成事業を実施している。それでもなお、全く手つかずの地域に対する初期調査から10MW以上の発電所の設置まで至った事例は、今のところ確認されない。JOGMECの助成金および再エネ特措法により地熱発電所開発は追い風の状況にあるが、上記のような状況を考慮すれば、2030年度までの導入量について、政府の導入見込み量である最大1,550MWを超えることは難しいと考えられる。

---

<sup>54</sup> JOGMEC「松尾八幡平地熱発電所の本格運転開始について」  
[http://www.jogmec.go.jp/news/release/news\\_10\\_000302.html](http://www.jogmec.go.jp/news/release/news_10_000302.html) (2019年1月29日), 日本地熱協会「わが国の地熱発電－現状と課題－」第39回調達価格等算定委員会 ご説明資料  
3[https://www.meti.go.jp/shingikai/santetii/pdf/039\\_03\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/santetii/pdf/039_03_00.pdf) (2018年10月24日)

なお、経済産業省の「地熱発電の推進に関する研究会」が2018年に出した報告書では、政府目標の約1,550MWの運転開始が2030年度までに行われるためには、2018年時点で開発・探査段階の60MWおよび調査段階の260MWについて全て発電所が設置され、更に、30MW級の発電所を新たに20箇所程度開発する必要があるとされ、遅くとも2021年までにはそれら600MWの開発に着手されなければならないとされた。

図 3-7 地熱資源開発プロセスと支援措置



出典) 地熱発電の推進に関する研究会「地熱資源開発に係る現状と対策について」(2016年1月)  
[https://warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/11445532/www.enecho.meti.go.jp/category/resources\\_and\\_fuel/geothermal/society/pdf/160127.pdf](https://warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/11445532/www.enecho.meti.go.jp/category/resources_and_fuel/geothermal/society/pdf/160127.pdf)

以上、現状および地熱発電の開発速度を踏まえ2030年度の導入量を検討する。

### 現状政策ケース

JOGMECにより支援されている地熱資源調査の結果、開発まで至らない場合や、地熱発電所の開発に要する時間的制約を考慮して、政策目標の1,550MWには到達せず、2018年度時点の倍増である1,000MWの運転が行われるとした。

### 転換促進ケース

「地熱発電の推進に関する研究会」が地熱開発において日本の課題とした人材不足や掘削機の不足等が、海外の技術者や機材によって補われ、政策目標1,550MWが達成されることを想定した。

なお、政府目標では地熱発電所の設備利用率は80%以上とされているが、2018年度の実績では平均50%であることから、現状政策ケース、転換促進ケースのいずれでも、50%の設備利用率とする。

表 3-14 地熱発電の実績と 2030 年度までの見通し

	設備容量 (GW)	発電電力量 (TWh)
2018 年度末	0.5	2.2
2030 年現状政策ケース	1.0	4.4
2030 年転換促進ケース	1.6	7.0

出典) 設備容量の実績値は、一般社団法人火力原子力発電技術協会「2018 年版地熱発電の現状と動向」、経済産業省「固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト」から推定。発電電力量は電力調査統計の電気事業者およびその他事業者の発電電力量合計値より自然エネルギー財団作成

## 第 6 節 自然エネルギー電力の導入可能性（まとめ）

以上、各電源の見通しを踏まえて、自然エネルギー全体の供給量についてまとめる。

### 現状政策ケース

現状政策ケースでも、太陽光発電はコスト低下が進み、特に住宅用、産業用の自家消費向け太陽光発電の導入が進んでいく。風力発電でもこれまで環境アセスメント続きなどを進めてきたプロジェクトが順次、稼働を開始する。

他方、今後導入が予定されている発電側基本料金は、自然エネルギー電源のコスト競争力を損なわせる方向に作用する。また、火力発電に対するカーボンプライシングのような制度が導入されないため、自然エネルギー電源は新規の化石燃料に対しては一定の競争力をえるものの、既存の化石燃料に対しては依然として競争力がない状態が続く。

これらによって、太陽光や陸上風力といった自然エネルギーの中でも経済的競争力の高い電源の自立化が遅れる。バイオエネルギーや中小水力発電、地熱発電等は、これまで同様再エネ特措法の枠組みの中で導入が緩やかに進んでいくと見込む。

以上から、2030 年度にむけた自然エネルギーの導入量の多くは、住宅用、産業用の自家消費向け太陽光発電を除き、依然として再エネ特措法の枠組みで増えていくことが見込まれる。入札制度のもとで自然エネルギーの普及は比較的緩やかになり、2030 年度の自然エネルギーの発電電力量は、324TWh 程度となる見通しである。これは、2018 年度の自然エネルギーの発電電力量のおよそ 2 倍の水準である。

### 転換促進ケース

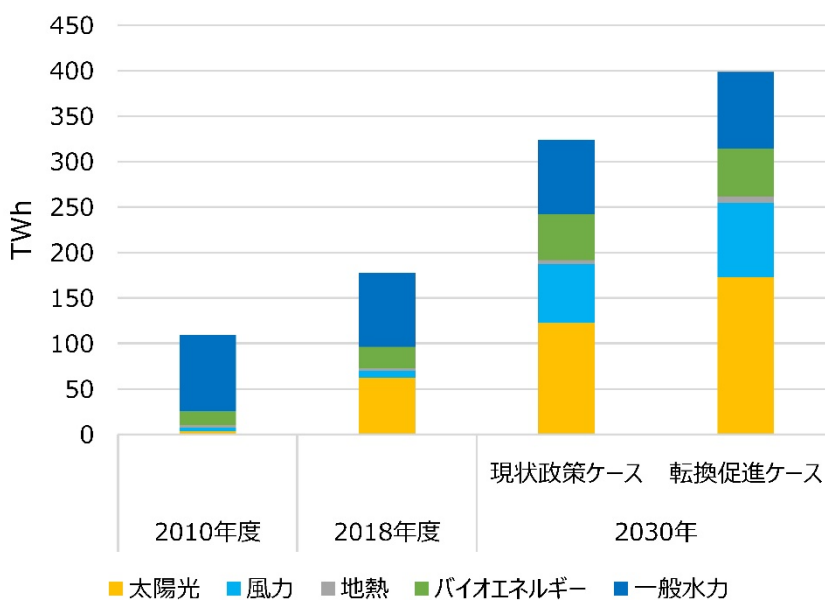
転換促進ケースでは、再エネ特措法のもとで実施される入札計画も中長期で野心的なものが示され、市場で自立可能な時期まで安定的な入札制度が続くと見通した。また、とりわけ風力発電の普及にとって重要な送電線の運用改善や必要な増強が行われ、速やかな接続が可能になることを想定した。更に、カーボンプライシングの導入により化石燃料に対して適切なコスト負担が求められるなど、自然エネルギー導入加速に必要な措置が取られることを想定している。

これらの措置と太陽光発電や風力発電のさらなるコスト低減により、売電事業についても経済的支援をうけずに自立的に普及が拡大する道筋が見えてくる<sup>55</sup>。自家消費型モデルについては経済的に優位になるのみならず、新築住宅・建築物への導入義務付けによって、年々安定的に導入が拡大していくとした。

以上のように、転換促進ケースでは、自然エネルギーのコスト低減をすすめつつ、安定的かつ持続的な市場拡大政策を進めること、同時に公正な市場の創設と合理的な開発プロセスの整備により、現状政策ケースを上回る導入を見込む。2030年度の自然エネルギーの発電電力量は398TWh程度となる見通しである。自然エネルギーは既存の化石燃料に対しても市場競争力を持つことになり、2030年以降も持続的な普及が続くことが可能となる。

なお、今回、示した見通しは2030年までの導入可能性を最大限に見込んだものではない。世界各国で自然エネルギー電力の導入は加速しており、その中でいっそうの価格低下や技術開発が進んでいる。こうした経験や知見の活用により、日本での導入を更に加速する可能性についても、今後、検討していく。

図 3-8 自然エネルギーの発電電力量の推移



注) 発電電力量は、出力抑制量を含まず。

出典) 実績値は、経済産業省「総合エネルギー統計」より自然エネルギー財団作成。

<sup>55</sup> これは政策支援を全く受けないということの意味するものではない。例えば買取価格は低く実質的に補助ゼロであっても、長期の買取期間や買取量が保証されるといった政策支援はありうる。

## 第4章 持続可能なエネルギーミックスのあり方

前章では、現状政策ケースおよび転換促進ケースにおける2030年度までに導入可能な自然エネルギー量について検討した。本章では、まず、今後目指されるべきエネルギーミックスのあり方を述べる。更に、現状政策ケースおよび転換促進ケースにおける需要および他の電源の見通しについて述べ、これらも含め、それぞれのケースで想定される2030年のエネルギーミックスの姿を示す。最後に2050年への展望について論じる。

### 第1節 化石燃料の時代から自然エネルギーの時代へ

2018年に策定された現行のエネルギー基本計画は、2030年エネルギーミックスの前提として、いわゆる「3E+S」の枠組みを以下のように述べている<sup>56</sup>。「エネルギー政策の要諦は、安全性(Safety)を前提とした上で、エネルギーの安定供給(Energy Security)を第一とし、経済効率性の向上(Economic Efficiency)による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合(Environment)を図るため、最大限の取組を行うことである。」

「安全性(S)」は福島原発事故後に加えられたものであり、他の3つのEは、2002年に策定された「エネルギー政策基本法」、2003年に策定された最初のエネルギー基本計画以降、形を変えながら継承されてきたものだ<sup>57</sup>。

安全性、安定供給、経済性、環境適合という要素自体は、他の国々のエネルギー政策の目的にも登場するものであり、それ自体は特別なものではない。特徴的なのは、「3E+S」を強調する背景に、「日本は資源小国であり、化石燃料資源の確保と準国産エネルギーと位置付ける原子力の開発を進めなければならない」という考え方が一貫して流れていることである。

しかし、これからの日本のエネルギー政策を構築する上では、化石燃料だけに着目した「資源小国」という概念にとらわれることも、「資源小国」を前提として、既に破綻の明らかな原子力発電への固執を続けることも妥当ではない。

「エネルギー政策基本法」が制定されてから20年近くたった今日、エネルギーをめぐる世界の状況には大きな変化が起きている。その最大のもは、自然エネルギーが安価になり、世界の多くの地域で大量の供給が可能になったことである。

---

<sup>56</sup> 資源エネルギー庁「エネルギー基本計画」(2018年7月3日閣議決定)  
[https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic\\_plan/pdf/180703.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/180703.pdf)

<sup>57</sup> エネルギー政策基本法では、「安定供給の確保」と「環境への適合」が主要な柱とされ、この二つの政策目的を十分考慮しつつという条件付きで、「市場原理の活用」という3項目目が位置付けられていた。更に「市場原理の活用」が「経済効率性の向上」という表現に置き換えられたのは、2010年の計画からである。

国際再生可能エネルギー機関（IRENA）が2019年1月に公表した報告書「新たな世界：エネルギー変容の地政学」<sup>58</sup>が、その結論の中で述べているように、「再生可能エネルギーへの移行から生まれる世界は、化石燃料を基盤につくられた社会から大きく様変わり」し、「エネルギー供給は、もはや少数の国家の独占するものではない。大半の国々がエネルギーの自立性を実現できる能力をもつようになり、自国の発展と安全保障を高めることができる」ようになってきている。自然の豊かな日本には、太陽光、風力、水力、地熱、バイオマスなど多彩で豊富な自然エネルギー資源がある。これに依拠すれば、化石燃料だけに着目した「資源小国」の呪縛から自由になることができる。

過去20年に起きたもう一つの変化は、気候危機の進行が深刻化を増し、もはやエネルギー源として化石燃料への依存を続けることができなくなることが明らかになったことである。石油も石炭も天然ガスも、地下に大量に埋蔵されていたとしても、もはやそれを燃料として使用することが許されない時代が、すぐ目の前に来ている。脱炭素社会へ移行する中で、エネルギー安全保障のあり方も、化石燃料確保を至上の命題とするものから、大きく変わらなければならない。

こうした二つの大きな変化を受けて、世界では、化石燃料を中心とするエネルギーシステムから、自然エネルギーを基盤とするシステムへの移行が目指されている。EUでは2015年にユンケル委員会のもとで、エネルギー戦略パッケージ（Energy Union Package, 2015）が出された<sup>59</sup>。この中で、EUのエネルギー政策目標<sup>60</sup>を達成するための重要な核として「野心的な気候政策」を位置づけている<sup>61</sup>。また、アメリカでも、ハリケーンや森林火災などの気候変動に起因する甚大な自然災害が続いており、いくつかの州（ニューヨーク州やカリフォルニア州）では、エネルギー政策においては気候政策（あるいは環境全般）が中心的課題となっている。

これからの日本のエネルギー政策の中で、引き続き、安全性、安定供給、経済性、環境適合という4つの要素を考慮することは必要だが、化石燃料が支配的な時代の継続を前提にするのではなく、急速に自然エネルギーを基盤としたシステムに移行していくことを前提にして、エネルギーミックスの姿を描く必要がある。

以上の認識を踏まえ、持続可能なエネルギーミックスのめざすべき目標として、「3E+S」の要素も包含し、以下の4項目を提起する。

---

<sup>58</sup> IRENA "A New World: The Geopolitics of the Energy Transformation" (2019年1月)  
<https://www.irena.org/publications/2019/Jan/A-New-World-The-Geopolitics-of-the-Energy-Transformation>  
\*邦訳版（非公式）[https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/JP\\_A\\_new\\_world.pdf](https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/JP_A_new_world.pdf)

<sup>59</sup> 欧州委員会 "Energy Union Package A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy" (2015年2月25日)  
[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/publication/FOR%20WEB%20energyunion\\_with%20annex\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/publication/FOR%20WEB%20energyunion_with%20annex_en.pdf)

<sup>60</sup> エネルギー戦略の目標は、「消費者に安全で、持続可能で、競争的および支払い可能なエネルギーを提供することとされている。

<sup>61</sup> EU Commission, (2015) "A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy", p.2



## 目標 1：脱炭素社会の実現

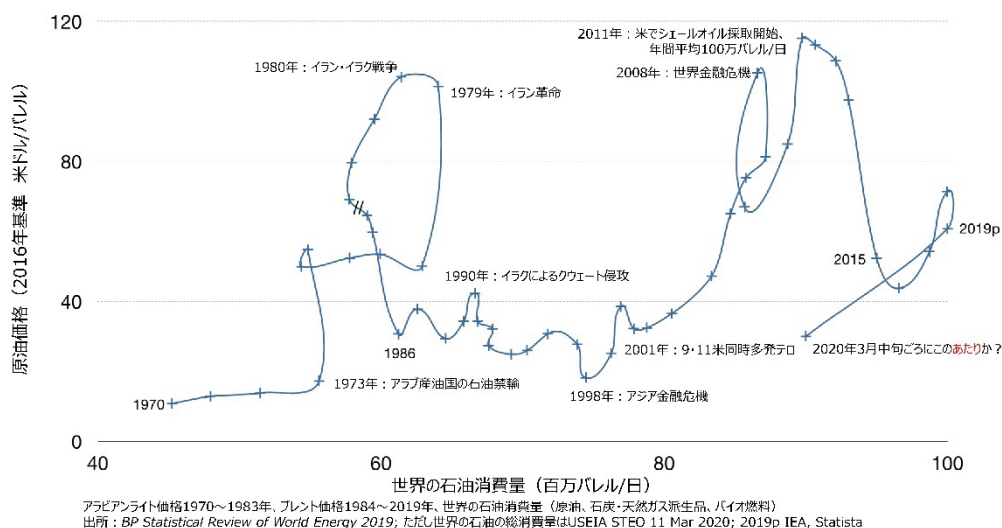
近年、国内からの CO<sub>2</sub> 排出量は着実に減少しているものの、2050 年までに脱炭素社会を実現するためには、CO<sub>2</sub> 実質的な排出ゼロをめざし、急速に削減を進めなければならない。究極的には、化石燃料をエネルギー源として使用することをやめなければならない<sup>62</sup>。こうしたエネルギーの脱炭素化の実現のためには、一部の国民や企業の自発的な努力に頼るのではなく、エネルギーシステム全体の中で、「もはや無料で化石燃料を燃やして CO<sub>2</sub> を大気中に捨てることはできない」ということを社会制度の中に組み込んでいく必要がある。

## 目標 2：化石燃料に依存しない安定供給の確保

中東における戦争、世界的な経済動向、アメリカにおけるシェール革命、新興国のエネルギー需要など、世界的な化石燃料の需給環境に左右され、化石燃料価格は度々乱高下に見舞われている。これらの大きな需給変化は予測が困難であり、エネルギー市場は大きな不確実性にさらされてきた。

これはエネルギー安定供給上のリスクであり、このリスクを社会全体として低減していく必要がある。これまで、国は、エネルギー資源の多様化や輸入国の多様化によって、このリスク低減に努めてきたが、世界市場が一体化していること、海外からの輸入であることから、市場・為替相場の不安定性に伴う価格変動リスクは解消されていない。これらのリスクを低減するためには、世界的な経済・社会動向に左右されにくいエネルギー供給源として、自然エネルギーの比率を増やしていくことが必要である。

図 4-1 世界の石油消費量と実質原油価格の推移（1970～2019年）



出典) エイモリー・B・ロビンス「石油・ネガバレルの衝撃」(2020年4月)

<https://www.forbes.com/sites/amorylovins/2020/04/27/oil-revenge-of-the-negabarrels/#7134b9e3a19d>

<https://www.renewable-ei.org/activities/column/REupdate/20200609.php> (非公式邦訳版)

<sup>62</sup> 化石燃料から排出される CO<sub>2</sub> を全て回収し、地中に貯蔵する方法もあるが、IPCC の 1.5°C レポートの示すシナリオでは、その役割は限定的である。

### 目標3：自然災害やテロなどによるリスクの低減

「3E+S」のS（安全性）は福島原発事故後に追加され、特に原子力にとって重要な課題とされてきた。原子力発電の安全性については原子力規制委員会の規制基準の適合性のみではなく、規制基準のもとにおいても事故リスクが存在する以上、事故が起こった場合にどのような影響がエネルギーシステムに及ぶのかを改めて評価する必要がある。

同時に、2018年9月の北海道胆振東部地震により合計1.5GWの石炭火力発電が停止しブラックアウトが発生した事例、台風や集中豪雨により広域的な停電が発生する事例などが生じている。今後も気候変動の進行で自然災害は増加が予想され、大規模地震やテロのリスクからも逃れることはできない。自然災害などによるエネルギーインフラへのリスクと軽減するために、大規模集中型から分散型エネルギーシステムへの転換を進める必要がある。

### 目標4：アフォーダブルなエネルギー供給

持続可能なエネルギーミックスの要素としては、エネルギー供給がアフォーダブルな価格で行われることも含まれる必要がある。日本は一次エネルギー供給の9割近くを化石燃料に依存しており、そのほとんどが輸入である。発電用の化石燃料輸入額だけでも約4.5兆円に達する。脱炭素、安定供給などの課題も、家庭や企業が支払うことが可能な範囲にエネルギーコストで実現されなければならない<sup>63</sup>。世界の多くの地域で、既に自然エネルギーは最も安価な電源になっている。日本でも太陽光発電については、2020年代に他の電源より安価になることが見込まれる。変動電源を安定的に系統に統合するコスト、熱が燃料としての利用も含め、アフォーダブルなエネルギー供給を実現していく必要がある。

以上の目標に取り組むための政策の方向性は以下のとおりである。

エネルギー利用の効率化を進めつつ、化石燃料や原子力の利用から脱却し、自然エネルギーへの転換を目指していく。気候変動問題の時間的制約を考慮すれば、脱炭素化への取り組みが喫緊の課題である。したがって、CO<sub>2</sub>排出量が多い石炭、石油の利用を先行的に急速に減らしていかなければならない。同時に、自然災害や事故等による停電リスクが今よりも増加しないよう、電力システムのレジリエンスの向上や自然エネルギーの自然変動性への対応した柔軟性を確保して、電力システムの健全性を維持していくことが重要である。同時に、これらのエネルギー転換を行うにあたって、経済的に過度な負担にならないよう、そのコストを家庭や企業が支払い可能な水準に留めることが重要である。

---

<sup>63</sup> ただし、この支払い可能な費用水準については、エネルギー基本計画にあるように単純な「燃料費と自然エネルギーの買取費用の合計額」を議論するのは適切ではない。むしろ、家計の収支に占める光熱費（エネルギーコスト）の比率、あるいはGDPに占めるエネルギーコストの比率などを、国民経済において望ましい水準に維持していくことが、重要な政策課題の一つになるのではないかと。

## 第2節 エネルギー需要の見通し

### 1 需要の推計の考え方

将来のエネルギー消費量の予測は、一般に消費量を、

$$\text{エネルギー消費量} = \text{活動量} \times \text{エネルギー消費原単位}$$

に分解して行われる。ここで活動量は人口や生産量、延べ床面積などが指標として採用され、将来への変化率を設定する。エネルギー消費原単位は、基準年の原単位に、エネルギー効率の変化率・省エネ率などを付加して算出することができる。今回の2030年度のエネルギー需要の見通しも、これにならって、

$$\text{基準年のエネルギー消費量} \times \text{活動量の変化率} \times \text{エネルギー効率の変化率}$$

として、活動の部門ごとに推計する。

2030年度のエネルギー需要推計は、各分野における活動量の推移と、エネルギー消費原単位の変化をもたらす要素（対策）とその深度を検討していくことに他ならない。ただし、2030年までは10年しかないため、ここでは蓋然性の高い要素、既に市場に存在する技術・対策を組み込み、最大限に活用するという考え方を基本としている。

#### ●活動量の変化

人口の変化、世帯数の変化、生産量の変化、延べ床面積の変化、自動車走行量などが指標となり、変化を推計する。中でも人口の将来動向は、確度の高い手法で既に出されており、また、ほぼ全ての分野の活動量、またその指標に大きな影響を及ぼすことは明らかである。今回の推計では、2030年までの間の活動量の変化を想定するに当たって、人口推計を基本とし、それに加えて、各部門において蓋然性の高い要素を勘案していく。

#### ●エネルギー消費原単位の変化

エネルギー消費原単位の変化の要因として、ここでは①エネルギー負荷の削減、②エネルギー効率の向上、③エネルギー代替による効率向上を主として勘案する。家庭部門を例にとってみると、住宅の断熱強化によりエネルギー負荷を削減し、冷暖房に必要なエネルギーの一部を不要にすることが①に相当する。また、効率のより高い機器、例えばLED照明を導入して同じ明るさを得るのに必要なエネルギー消費量を減少させることが②に、灯油ストーブを電気ヒートポンプ式エアコンに変えることで、同じ暖房を行うのに必要なエネルギーを減らすことが③に相当する。

負荷削減、効率向上、代替に関しては、今後も数多くの技術の導入が予測され、また脱炭素化の加速のためにもそうした新技術の展開が必要であるが、ここでは、既に確立され、普及し始めている技術の性能が向上する、また普及拡大することを想定している。

新型コロナウイルス感染症拡大により急速な普及が予想されるテレワークや、既に萌芽が見られる循環型経済（サーキュラー・エコノミー）<sup>64</sup>への転換など、大きな構造転換の影響は、今回の予測には含んでいない。これらの構造転換は、エネルギー需要の削減に寄与すると予想される。この意味でこれらの構造転換を含まない今回の推計は保守的なものであり、さらなる需要削減の可能性も大いにある。

エネルギー需要のうち、電力需要もまた変化していく。まず、活動量の変化は電力需要の変化にも影響する。また、エネルギー消費原単位の変化のうち、①負荷の削減、②エネルギー効率の向上は、他のエネルギー同様、電力需要にも削減効果を生じる。一方、③エネルギー代替は、主として他のエネルギー源から電力に代替する（電化の進展）ことから、他のエネルギー源が減少し、電力の需要が増大することになる。また電化により効率は向上し、エネルギー消費量は全体としては減少する。ここでは部門ごと、業種／技術ごとにその代替の影響を推計している。

## 2 エネルギー需要推計の前提条件と結果

上記の基本的な考え方に則って、2030年度の需要を推計した。

### 現状政策ケース

現状政策ケースの需要予測は、政府の需要見通しをそのまま使っている。2015年の長期エネルギー需給見通し小委員会の資料によれば<sup>65</sup>、全般に活動量が伸長し、省エネ（エネルギー消費原単位の改善）は控えめな見積もりとなっている。

政府見通しでは、2030年度までの間、GDP成長率1.7%が継続すると推定し、増加を見込んでいる。しかし実際のGDP成長率は2013年以降2019年度までの平均では0.9%となっており、現実と合わなくなっている。エネルギーの最多消費業種である鉄鋼業を例にとると、活動量の指標である粗鋼生産量について、2030年度には1.2億トンに達すると見積もっている。しかしながら現状では既に粗鋼生産量は減少傾向にあり、2019年度の実績は1億トンを下回っている（9,928万トン）。このように、政府目標である現状政策ケースの需要見通しは、現実の需要に比べて過大に想定されている可能性が高い。

---

<sup>64</sup> 資源の持続可能な循環利用を前提とする経済。有限な資源を再生可能とする自然システムを再構築するとともに、原料・製品を使い続けること、そして廃棄物や汚染を生み出さない設計をしていくことを旨とする。（参考：<https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20190404.php>）

<sup>65</sup> 資源エネルギー庁「エネルギー需要見通しについて」総合資源エネルギー調査会長期エネルギー需給見通し小委員会（第7回会合）資料2（2015年4月）  
[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/007/pdf/007\\_06.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/007/pdf/007_06.pdf)

また、政府見通しは省エネ率について、省エネ対策前（BAU）に比べて13%程度の削減を見込んでいるが、部門間の削減率の差が大きく、業務部門が19%、家庭部門が24%であるのに対し、産業部門では6%の削減にすぎない。またこれらの削減率は、2030年度までに伸長するBAUからの削減率であり、2013年度比でみると産業部門では6%増大が想定されている。産業部門の省エネの内容をみると、各業界団体の自主計画を基にしており、まだ多くの省エネポテンシャルが残っていると見受けられる。

## 転換促進ケース

転換促進ケースでは、活動量・エネルギー消費減単位について、表4-1と表4-2に示した想定を置いている。

## 産業部門

産業部門の2030年度の活動量の想定は、人口比（2018年度比6%減）を基本としているが、既に生産量が全体として減少傾向にある鉄鋼業については、内需分を人口比で推計し、外需分については海外生産の進展を考慮して10%削減を見込んだ。また同様に減少傾向にある化学工業では、人口比に加えて生産調整分を加味して10%の削減を見込んだ。

エネルギー消費原単位の2030年度推計を決める省エネ率（変化率）については、エネルギー総合統計の業種ごとに、2018の最終エネルギー消費を基準として、電化以外の省エネ率を10%程度（部門によっては5%）と見込み、その上に、電化による効果（エネルギー削減及び効率化）を算定した。電化の算定は、各部門の熱需要を、工場空調・加温・低温乾燥・高温に分類し、工場空調で40%程度、加温・低温乾燥で20%程度が電気ヒートポンプに代替されるという想定を前提としている。2030年度までに想定されるCOPの向上を勘案して、化石燃料の削減と、電力需要の増大を算定した<sup>66</sup>。製鉄業では、これに加えて電炉へのシフトが10%進むと想定している。

## 業務部門

業務部門では、活動量の指標として延べ床面積を使用している。これについては、政府見通しの2030年度推計値を使い、2018年度比で4%増加すると想定した（表4-1）。エネルギー消費原単位は、2018年度の業務床面積当りの用途別・エネルギー源別エネルギー消費量を原単位として<sup>67</sup>、2030年度の段階で、各用途でどのような省エネルギー対策（電化を含む）が導入されて効果を上げるかを、対策ごとに省エネ率（フロー削減率×普及率）として積み上げて算定した。

---

<sup>66</sup> 電化およびCOPの想定は、一般財団法人ヒートポンプ・蓄熱センター「ヒートポンプの将来像分析及び普及見直し調査（2017.8）」による。

<sup>67</sup> 日本エネルギー経済研究所軽量分析ユニット「エネルギー経済統計要覧2020」

主な対策としては、まず第一に暖房、給湯、照明、厨房設備における設備更新がある。各設備の平均寿命を設定し、その更新に合わせて、機器の効率向上・電化が進むという想定である。LED 照明の省エネ率の高さは、周知のことであるが、これ以外にも吸収式の冷凍機がターボ冷凍機に置き換わるなど、空調・給湯設備の電気ヒートポンプ化は、電化と効率化の両面で大きな効果がある。用途ごとに、既に導入可能で普及が始まっている対策技術をリストアップしてエネルギー源別に削減量を算定した。

第二に、建築物の新築や改修時の断熱・遮熱性能の強化も主要な算定要素となっている。建物の断熱、日射遮蔽性能は空調エネルギー需要削減に寄与する。建築物のサイクルを 50 年と設定し、新築建築物の 80%において断熱強化が実施され、その結果空調需要の 35%が削減されると想定した。建物改修は築 25 年で行われるとし、そのうち、断熱改修が実施されるものが 30%、その結果 20%の空調需要が削減されるとした。

## 家庭部門

家庭部門では、活動量を世帯数推計（表 4-2）によっており、2030 年度は 2018 年度比で 1%の減少である。エネルギー消費原単位は、業務部門と同様の算定方法で、世帯当たり用途別エネルギー源別エネルギー消費量を原単位<sup>68</sup>として、省エネルギー対策を用途ごとに積み上げている。主要なエネルギー削減対策は、業務部門同様、冷暖房、給湯、厨房、照明動力各用途の設備更新に合わせた機器の効率化、電化である。家庭部門では、他燃料の暖房機器が電気ヒートポンプエアコンに置き換わることで、大きく効率が向上する。また、給湯器が電気ヒートポンプに置き換わっていくことも大きな効率向上となる。給湯器については、2030 年度段階では、更新分の 30%程度が電化すると想定している。ただし、残り 70%のガス給湯器への更新でも COP 向上が見込める<sup>69</sup>。

## 運輸部門

運輸部門では、活動量は、旅客交通量・貨物交通量を指標として 2030 年度を人口比で算定し、6%の減少を見込んでいる。原単位は、旅客・貨物のモード（自家用自動車、タクシー、バス、トラック、鉄道、船舶、航空）ごとの 2018 年度の部門別輸送機別エネルギー消費原単位<sup>70</sup>を基に、燃費改善見込みを削減率として乗ずることで求めている。電化については、政府の現状の計画である、2030 年度時点の EV 新車販売台数（バッテリー電気自動車およびプラグイン電気自動車）の 20~30%という目標より少し高いレベルまで（35%）導入が進むと想定している。ごくわずかではあるが、旅客自動車の 3%がバスに移行するなど、モーダルシフトも考慮した。

---

<sup>68</sup> 日本エネルギー経済研究所軽量分析ユニット「エネルギー経済統計要覧 2020」

<sup>69</sup> 機器別のフロー効率の想定は、一般財団法人ヒートポンプ・蓄熱センター「ヒートポンプの将来像分析及び普及見通し調査（2017.8）」による。

<sup>70</sup> 日本エネルギー経済研究所軽量分析ユニット「エネルギー経済統計要覧 2020」

表 4-1 主な活動量・エネルギー消費原単位の設定

分野		活動量とその変化の主な想定	エネルギー消費原単位変化の主な想定
産業部門	素材産業	生産量(人口比+現地生産の進展による輸出減等)	省エネ率 2018 年比-10~15%、 電化による効率改善(i.e.空調ヒートポンプ化: COP5.5) 鉄鋼業における高炉の電炉シフト 10%
	その他	生産量(人口比)	2018 年比-5~10%
業務部門		延べ床面積 (METI 推計)	新築断熱強化による空調需要削減;-35%
			空調設備電気のヒートポンプ化 (COP6.8) 等
家庭部門		世帯数 (社人研推計)	新築時断熱強化による暖房需要削減; -35%
			エアコンのヒートポンプ化の効率化(COP7)
			給湯器の電気ヒートポンプ化の効率化 (COP4) 等
運輸部門		旅客交通量(人 km)・貨物交通量 (トン km)	モード別 2018 年比効率(燃費) 向上 5~25%
		(人口比)	EVシフト (i.e.乗用車新車導入率 35%) 等

出典) 各種資料を基に自然エネルギー財団作成

表 4-2 主な指標

指標		2010	2018	2030	出典・根拠
人口	千人	128,057	126,443	119,125	国立社会保障人口問題研究所 (2020)、総務省
世帯数	千世帯	51,842	53,889	53,484	国立社会保障人口問題研究所 (2030,2018)、総務省
延べ床面積	百万㎡	1,830	1,893	1,971	日本エネルギー経済研究所 (2010,2018)、 経産省(2030)

出典) 上記各資料を基に自然エネルギー財団作成

### 最終エネルギー需要見通しの結果

以上の想定に基づいて、2030 年度の最終エネルギー需要を推計すると、現状政策ケースでは 12,620PJ (政府見通しと同じ) であるのに対して、**転換促進ケース**における 2030 年度の最終エネルギー消費は 9,820PJ となった (表 4-3)。転換促進ケースは、2018 年度よりも 25% エネルギー消費量が減少することを意味する。

表 4-3 最終エネルギー消費の見通し(PJ)

	2010 年度	2013 年度	2018 年度	2030 年度			
				現状政策	転換促進	現状政策 (2018 年度比)	転換促進 (2018 年度比)
産業	6,745	6,515	6,118	6,580	4,890	8%	-20%
業務	2,411	2,292	2,108	2,170	1,610	3%	-24%
家庭	2,169	2,044	1,833	1,470	1,330	-20%	-27%
運輸	3,387	3,236	3,066	2,400	1,990	-22%	-35%
計	14,712	14,086	13,124	12,620	9,820	-4%	-25%

出典) 2010、2013、2018 は、経産省エネルギー総合統計、2030 現状政策は、資源エネルギー庁、長期需給見通し関連資料の数値を換算

[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011\\_07.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011_07.pdf)  
 転換促進は自然エネルギー財団作成

### 電力需要の推計

電力需要は、現状政策ケースでは 980TWh であるのに対し、転換促進ケースでは、850TWh となる (表 4-4)。現状政策ケースでは、2018 年度の電力需要に比べて、4%の増加を見込んでいるが、転換促進ケースでは、電化が進む中でも省エネが推進され、2018 年度比 10%減少する見通しである。

表 4-4 電力需要の見通し (TWh)

	2010 年度	2013 年度	2018 年度	2030 年度			
				現状政策	転換促進	現状政策 (2018 年度比)	転換促進 (2018 年度比)
産業	382	364	351	380	310	8%	-12%
業務	336	324	317	350	270	10%	-15%
家庭	299	284	261	230	220	-12%	-16%
運輸	18	18	18	20	50	14%	185%
計	1,035	990	946	980	850	4%	-10%

出典) 2010、2013、2018 は、経産省エネルギー総合統計、2030 現状政策は、資源エネルギー庁、長期需給見通し関連資料の数値を換算

[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011\\_07.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011_07.pdf)  
 転換促進は自然エネルギー財団作成

部門別では、産業・業務部門では、現状政策ケースで現在よりもエネルギー需要、電力需要とも伸びるとされているのに対し、転換促進ケースでは、どちらも削減が進むと見込んでいる。家庭部門では、現状政策、転換促進ケースともにエネルギー、電力双方で削減が進むと見込んでいる。運輸部門においては、現状政策ケースではエネルギー需要は 22%削減されるが、電力需要は 14%増、転換促進ケースではより早い電化の促進で、電力は 3 倍増近くなるが、エネルギー需要としては 35%減と大幅削減が実現している。



脱炭素化を目指すにあたっては、各部門における電化が重要な要素となる。転換促進ケースでは積極的に電化を促進し、2030年度においては、産業用では工場空調や、加温など低一中温熱需要の分野で電化が進むと想定している。業務、家庭部門においては、空調、給湯などの設備機器交換時期を迎える際に、効率のいい電気ヒートポンプの機器が効率・コストの点から自律的に選択されると想定しており、普及率を伸ばしていく。運輸部門でも、バッテリーの価格低下によりパリティを迎えるEV車の導入が、政府の計画目標を超えるスピードで導入がすすむと想定している。

## 第3節 持続可能なエネルギーミックスの姿

### 1 原子力発電の想定

第1章でも述べたとおり、再稼働に向けた政府と電力会社の試みにもかかわらず原子力発電の供給量は低迷したままである。原子炉の多くは依然として停止しており、2018年度の全体の発電電力量に占める比率は6%である<sup>71</sup>。年々、老朽原発が増え、安全対策強化に要した費用などを含めると、再稼働後の発電コストは他の電源との価格競争力を失ってきている<sup>72</sup>。経済性の観点からも次々と廃炉されており、将来的な電力供給の担い手になる見通しがたっていない。実際に、その設備容量は2010年度に49GWであったものが、2019年末時点で33GWにまで減少している<sup>73</sup>。

今後、60年の運転延長が決定したものを除いて40年廃炉基準を当てはめると、2030年には22GW程度となる<sup>74</sup>。その上、規制基準の状況、政治や司法の判断等、様々なリスクがあり、22GWのうちどの程度がその時点で稼働しているかどうかは見通しが難しい。更に2030年以降、次々と現存する原子力発電所が40年の運転期限を超えていく。建設途上の島根原発3号機、大間原発が運転を開始していなければ、2050年の設備容量はゼロになっている。

こうした現状を客観的に評価すれば、政府の2030年エネルギーミックスが想定する20-22%を実現することは到底、不可能であり、2050年までを展望し将来的な電力供給の担い手と位置付けることは困難である。原子力文化財団の世論調査でも明らかなように、福島原発事故以降10年近く経過したのちも、6割以上の国民が原子力発電の廃止を望んでいる<sup>75</sup>。

---

<sup>71</sup> 自然エネルギー財団ウェブサイト「統計 2018年度の発電量内訳（速報値）」（更新日：2019年11月25日）  
<https://www.renewable-ei.org/statistics/energy/?cat=electricity>

<sup>72</sup> 自然エネルギー財団「縮小する日本の原子力発電 存在価値を問われる9つの課題」（2020年7月）  
[https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/NuclearPowerJapan\\_202007\\_JP.pdf](https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/NuclearPowerJapan_202007_JP.pdf)

<sup>73</sup> 同上

<sup>74</sup> 同上

<sup>75</sup> 一般財団法人 日本原子力文化財団「2019年度 原子力に関する世論調査 世論調査結果」（2019年10月実施）P.28 <https://www.jaero.or.jp/data/01jigyuu/pdf/tyousakenkyu2019/r2019.pdf>

現状政策ケースでの原子力発電量の想定は複数の考え方がある。これまでに再稼働した9基のうち4基は2030年以前に40年の運転期限を迎える<sup>76</sup>。電力需要を現状政策ケースの980TWとする場合、運転期限内にある5基が全て発電を継続したとしても、3%程度しか供給できない。原子力規制委員会の認可を受けているものの再稼働に至っていない原発は、現時点で7基であるが、その中には柏崎刈羽6号機・7号機、女川2号機など地元合意の形成が困難な原子炉が多く含まれている。仮にこれらが全て2030年までに再稼働するとしても、設備容量は12.7GW、発電量は78TWh程度となり、供給可能な電力量は現状政策ケースの7%程度にとどまる。

転換促進ケースにおいては、上記のように、経済的、制度的にも将来的な電力供給の担い手になる見通しが立っていないことを前提に、エネルギーミックスの持続可能性の考え方を踏まえ、原子力発電の発電量をゼロと見込むこととする。

## 2 火力発電の想定

### 石炭火力

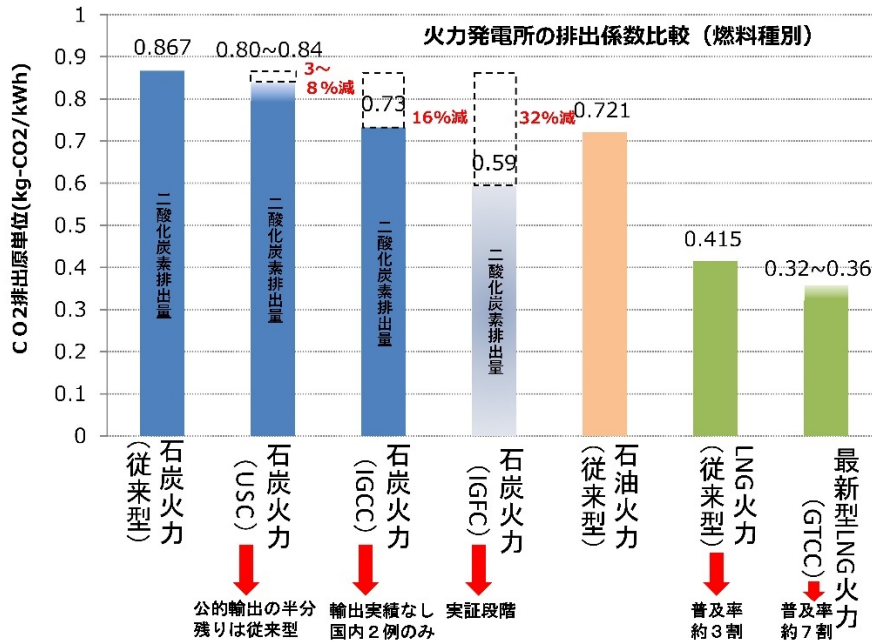
第1章で述べたように、火力発電の中でも最も二酸化炭素排出量が多い石炭火力の利用を可能な限り早くフェーズアウトすることは、日本の気候変動政策、エネルギー政策の最重要の課題の一つである。政府の一部には、依然として高効率化、CCSの活用などにより石炭火力発電が脱炭素化と両立するという議論を展開する向きもある。こうした議論が全く事実に基づかないことは、自然エネルギー財団のこれまでの報告書において明らかにしている<sup>77</sup>。ここでは、石炭火力の中でも最も二酸化炭素排出が小さいとされる実証段階にある次世代型IGFC（石炭ガス化燃料電池複合発電）でも、通常用いられている天然ガス火力発電（GTCC）の2倍近い二酸化炭素を排出することだけを指摘しておく。

---

<sup>76</sup> 自然エネルギー財団「インフォパック 縮小する日本の原子力発電 存在価値を問われる9つの課題」（2020年7月14日）P.11 [https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/NuclearPowerJapan\\_202007\\_JP.pdf](https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/NuclearPowerJapan_202007_JP.pdf)

<sup>77</sup> 自然エネルギー財団「脱炭素社会へのエネルギー戦略の提案 2050年CO<sub>2</sub>排出ゼロの日本へ」（2019年4月）第2章第2節 [https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI\\_LongTermEmissionReductionStrategyProposal\\_v2\\_JP.pdf](https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI_LongTermEmissionReductionStrategyProposal_v2_JP.pdf)  
同「日本の石炭火力輸出政策5つの誤謬」（2020年2月）  
[https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/202002\\_coalexinfo.pdf](https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/202002_coalexinfo.pdf)などを参照されたい。

図 4-2 火力発電施設の CO<sub>2</sub> 排出量



出典) 環境省「カーボンプライシングのあり方に関する小委員会」(第1回)資料5「カーボンプライシングの意義」(2017年6月)に自然エネルギー財団加筆

パリ協定の目標実現のため、欧州各国をはじめ先進国の多くが、2030年までの石炭火力フェーズアウトをめざしている。実際にも例えば英国では、2012年に年間電力供給の38%を占めていた石炭火力は、2019年にはわずか2%にまで激減している(5章第2節にて後述)。日本が気候危機に対する世界の取組みに積極的に取り組むため、持続可能なエネルギーミックスにおいては、石炭火力発電の利用は見込まない。

現行のエネルギー基本計画の中では、石炭火力発電について「高効率化・次世代化を推進するとともに、非効率な石炭火力発電(超臨界以下)のフェードアウトに向けて取り組んでいく。」という方針が盛り込まれている。後段の「フェードアウト」に関して、梶山経済産業大臣が本年7月3日の記者会見で、「2030年に向けてフェードアウトを確かなものにする新たな規制措置の導入や、安定供給に必要な供給力を確保しつつ、非効率石炭の早期退出を誘導するための仕組みの創設」についての検討を開始すると表明した<sup>78</sup>。

<sup>78</sup> 経済産業省「梶山経済産業大臣の閣議後記者会見の概要」(2020年7月3日)  
<https://www.meti.go.jp/speeches/kaiken/2020/20200703001.html>

同日に公表した自然エネルギー財団のコメント<sup>79</sup>で指摘したように、表明された方針は、排出削減にほとんど効果のない「高効率石炭火力」の推進と一体のものであり、先進国の多くが進める石炭火力フェーズアウトとは全く異なる。その後が始まった国の審議会資料でも、「今後、非効率火力発電をフェードアウトし、高効率（USC 以上）な石炭火力発電への新陳代謝等を進めていくことが重要」と明記している<sup>80</sup>。実際にも、新設中の石炭火力発電を加えれば、2030年時点で32GW程度の「高効率石炭火力」が存在することになる。国は2030年度に石炭火力で電力の26%を供給する方針を堅持しており、現状政策ケースではこれを石炭火力の供給割合と想定する。

## 天然ガス火力

電力広域的運営推進機関の2020年度供給計画の取りまとめによると<sup>81</sup>、天然ガス火力の設備容量は、2019年の83.7GWから2029年の82.9GWにわずかに減少する見通しであるが、この間に老朽化した従来型の天然ガス火力から最新型のGTCC（ガスタービンコンバインドサイクル）に施設の更新が進むことが見込まれる。

政府の2030年エネルギーミックスでは、天然ガス火力が全体の27%程度を供給することを想定している。この場合の供給量は288TWhになるが、電力広域的運営推進機関の2029年設備容量見通しを前提とすれば、設備利用率は40%弱になる。東日本大震災後2011～2014年度にかけては、天然ガス火力の設備利用率は70%近いレベルにあった。これに比べると、政府の2030年ミックスでは、天然ガス火力の設備利用率をかなり低く想定していることになる。

天然ガス火力発電は他の火力発電に比べてCO<sub>2</sub>排出量が少ない（図4-2）。また、柔軟な出力調整に優れており、変動型自然エネルギーとの適合性がある。脱炭素社会の実現に向け、電力部門においては、できるだけ早期に自然エネルギー100%を実現しなければならないが、2030年の持続可能なエネルギーミックスにおいては、自然エネルギー電源に加え天然ガス火力が電力供給の中心になることを想定する。また現状政策ケースにおいては、他の電源が供給した残余を天然ガス火力が供給することを想定する。

## 3 2030年エネルギーミックスの姿

以上を踏まえると、現状政策ケース、転換促進ケースを前提とした場合の2030年エネルギーミックスの姿は、それぞれ次のようになる。

---

<sup>79</sup> 自然エネルギー財団「石炭火力の完全なフェーズアウトを」（2020年7月3日）  
<https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20200703.php>

<sup>80</sup> 第26回 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資料3

<sup>81</sup> 電力広域的運営推進機関「2020年度供給計画の取りまとめ」（2020年3月）  
[https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/200331\\_kyokei\\_torimatome.pdf](https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/200331_kyokei_torimatome.pdf)

## 現状政策ケース

電力需要は第2節の需要推計を踏まえ、980TWhと想定する。需要推計の前提の設定にあたり、政府のエネルギーミックスを参照しているため電力需要量も政府の想定とほとんど同一である。この需要に対応する電力供給の想定は、これまでの各電源の推計を踏まえ、表4-5に示すよう想定する。

表4-5 現状政策ケースの電力需要量と電源構成 (TWh)

年度	2010年度	2018年度	2030年度	電源構成比率
電力需要	1,035	946	980	
発電量	1,149	1,051	1,070	
自然エネルギー	109	177	320	30%
原子力	288	65	30~80	3~7%
石炭	320	332	280	26%
天然ガス	334	403	370~420	35~39%
石油等	98	74	20	2%

出典) 自然エネルギー財団作成

自然エネルギー割合は政府のエネルギーミックス(22~24%)よりは高くなるが、30%程度にとどまる。原子力発電の供給量は既述のように様々な要素によって、大きく変動する可能性があり、現状政策ケースの中でも明確に見通すことは困難である。ここでは再稼働済みで40年の運転期限内の原子炉のみが稼働する場合の3%を下限とし、これに加え規制委員会の認可をうけている原子炉が全て稼働する場合の7%を上限として想定した。政府が掲げる見通し(20~22%)の水準との乖離は大きい。石炭火力については、政府が26%を供給するという方針を維持しているため、ここではこの目標どおりとした。石油火力等は副生ガス等の利用を推定し2%程度残る。残余の電力需要を満たすために、天然ガス火力が35~39%を供給すると想定した。

火力発電の合計割合は合計63~67%となり、政府見通しの56%を7~11ポイント上回ることになる。反対に「非化石電源」は33~37%となり、政府見通しの44%を下回る。この結果、後述するように、電力部門からの二酸化炭素排出量は政府目標を上回ることになる。

## 転換促進ケース(持続可能なエネルギーミックス)

自然エネルギー拡大を中心にエネルギー転換を促進するケース(持続可能なエネルギーミックス)は次のとおりである。電化が進むもののエネルギー効率化と活動量の変化により、電力需要は減少し、850TWhとなる。自然エネルギーは、太陽光、水力、風力、バイオエネルギー、地熱という5つの電源がそれぞれ拡大し、発電量の45%を占める。

原子力発電と石炭火力はともに利用を見込まないため、残余の需要は基本的には天然ガス火力発電が供給する。この時、電力広域的運営推進機関の 2020 年度供給計画の取りまとめが見込む 2029 年度の設備容量を前提とすると、天然ガス火力の設備利用率は 66%程度になる。

福島原発事故後、最初に改訂された 2014 年のエネルギー基本計画の冒頭には、「震災前に描いてきたエネルギー戦略は白紙から見直し、原発依存度を可能な限り低減する。ここが、エネルギー政策を再構築するための出発点であることは言を俟たない。」と明記し、「原発依存度については、省エネルギー・再生可能エネルギーの導入や火力発電所の効率化などにより、可能な限り低減させる」と規定していた<sup>82</sup>。

今回、提示した持続可能なエネルギーミックスは政府の描く現在のエネルギーミックスとは大きく異なるが、基本的な考え方は、2014 年エネルギー基本計画が述べた「省エネルギー・再生可能エネルギーの導入」により原子力依存度を可能な限り低減させた姿であり、気候変動対策の観点から、天然ガス火力への転換という形で火力発電所を効率化させた姿である。火力発電全体の割合は、政府のエネルギーミックスの想定にほぼ等しいが、石炭火力の利用を見込まないため、二酸化炭素排出量では政府見通しより大幅に削減が進む。

表 4-6 持続可能なエネルギーミックス (TWh)

年度	2010 年度	2018 年度	2030 年度	電源構成比率
電力需要	1,035	946	850	
発電量	1,149	1,051	890	
自然エネルギー	109	177	400	45%
原子力	288	65	0	0%
石炭	320	332	0	0%
天然ガス	334	403	480	54%
石油等	98	74	10	1%

出典) 自然エネルギー財団作成

なお、電力需要量と発電量の差は送電ロスと発電所内で消費される電力(所内率)によるものである。現状政策ケースに比べ政策転換ケースの差が小さいが、これは以下 2 つの効果を見込んでいるためである。第一に、自然エネルギーのうち、屋根置型太陽光発電は、送電ロスといった電力損失が少ない。第二に、自然エネルギー電源のうち、事業用太陽光や風力発電は、発電所内で消費する電力がほとんどなく、所内率を 0%と置いている。火力発電や原子力発電は、発電所内で様々な人や設備が稼働しており、所内での消費電力が相対的に多く、発電した電気の一部(4%程度)は、発電所内で消費される。

<sup>82</sup> 資源エネルギー庁「エネルギー基本計画」(2014 年 4 月)  
[https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic\\_plan/pdf/140411.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/140411.pdf)

## 4 CO<sub>2</sub>排出量の算定

2030年のエネルギーミックスのもとでのCO<sub>2</sub>排出量を算定した結果は表4-7のとおりである。(現状政策ケースでは、原子力発電が3%、天然ガス発電が39%の場合について算定している。)

表 4-7 エネルギー起源 CO<sub>2</sub> 排出算定結果 (億 t-CO<sub>2</sub>)

	2010 年度	2013 年度	2018 年度	2030 年度		
				政府 需給見通し	現状政策	転換促進
総 CO <sub>2</sub> 排出	11.37	12.35	10.59	9.27	9.63	6.48
電力由来	4.55	5.72	4.60	3.60	3.96	2.04
電力以外	6.82	6.63	5.99	5.67	5.67	4.44

出典) 2010、2013、2018 は、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」  
[https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total\\_energy/results.html](https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/results.html)、  
 2030 需給見通しは、同「長期エネルギー需給見通し関連資料」(2015年7月)  
[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011\\_07.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011_07.pdf)  
 、2030 現状政策は、需給見通し資料を基に自然エネルギー財団計算、2030 は自然エネルギー財団作成

現状政策ケースでは、政府需給見通しの需要を前提として、電源構成だけを前述の現状政策のエネルギーミックスに変えている。原発の供給割合が低下することから、現状政策ケースにおける電力の排出係数は、政府の需給見通しより悪化している(表4-8)。電力以外のCO<sub>2</sub>排出は需給見通しと同じとして算定した結果、エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出は、需給見通しにおけるCO<sub>2</sub>排出量9.27億トンに比べ、4%増加し、9.63億トンとなった。エネルギー基本計画の基準年2013年度と比較すると、22%削減であり、パリ協定における日本の削減目標(NDC)<sup>83</sup>における25%削減に及ばない。

転換促進ケースでは、エネルギー需要の削減と、電力の排出係数の大幅な改善、電化の促進によって、CO<sub>2</sub>排出量は6.48億トンとなった。これは2013年度比では47%削減であり、日本の現在の目標を大きくこえて削減を実現することになる。2010年度との比較では43%削減となり、IPCC1.5°C特別報告書の求める水準に近づいている<sup>84</sup>。

電力由来のCO<sub>2</sub>排出は、2013年度比で64%減となっている。電源構成が石炭火力をフェーズアウトし、自然エネルギーと天然ガスへと変化することで、表4-8が示すように電力の排出係数が大きく改善しているためである。電化による効率の向上は、電力以外のCO<sub>2</sub>排出削減に大きく寄与している。

<sup>83</sup> パリ協定の下で各国が国連気候変動枠組条約(UNFCCC)へ提出する削減目標。  
 環境省「日本のNDC(国が決定する貢献)の地球温暖化対策推進本部決定について」(2020年3月30日)  
<https://www.env.go.jp/press/107941.html>

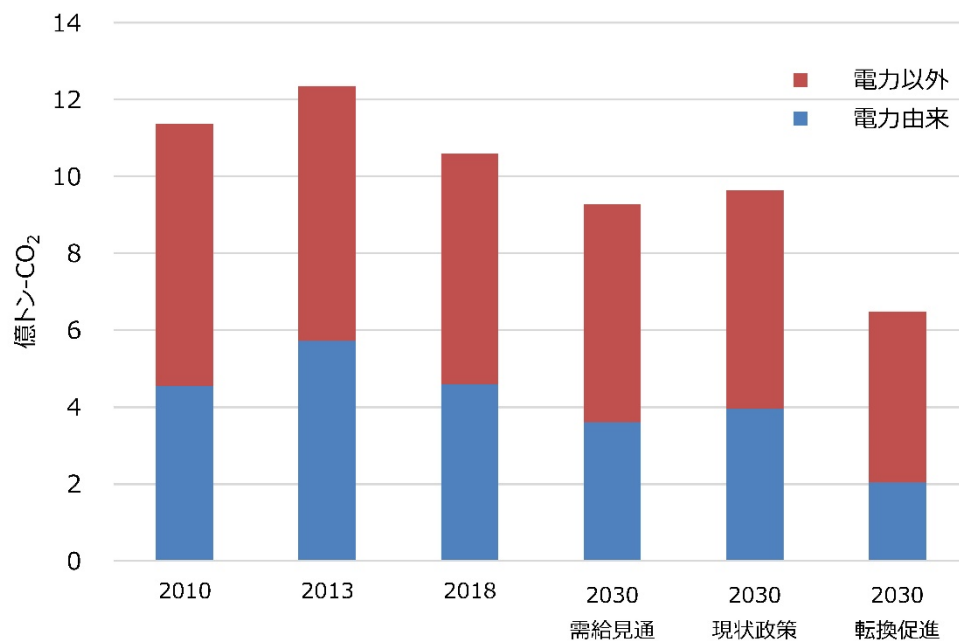
<sup>84</sup> 第1章の「脱炭素社会への転換を加速する必要の高まり」参照。

表 4-8 電力の排出係数（全電源）

	kg-CO <sub>2</sub> /kWh
2018 年度	0.454
政府需給見通し	0.333
現状政策ケース	0.372
転換促進ケース	0.215

出典) 長期需給見通し関連資料記載の発電効率、環境省「算定・報告・公表制度」における排出係数を用いて自然エネルギー財団計算

図 4-3 CO<sub>2</sub>排出量算定結果



出典) 2010、2013、2018 は、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」  
[https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total\\_energy/results.html](https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/results.html)、  
 2030 需給見通しは、同「長期エネルギー需給見通し関連資料」(2015年7月)  
[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011\\_07.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011_07.pdf)  
 、2030 現状政策は、需給見通し資料を基に自然エネルギー財団計算、2030 は自然エネルギー財団計算

転換促進ケースにおいて部門別の排出をみると<sup>85</sup>、業務・家庭分野での削減が大きくなっている。エネルギー需要全体の削減に加え、これらの部門は、現在でも総エネルギー需要の54%（業務部門）、51%（家庭部門）が電力であり、電力の排出係数の大幅改善を十分に享受できることが影響している。特にこの部門での冷暖房や、給湯需要に対する電気ヒートポンプの普及は、コスト的にも自律的に導入が進むレベルとなっており、大きな効果が見込める。

<sup>85</sup> 現状政策ケースでは、長期需給見通しの算定の詳細がわからず、再構築が困難なため、部門別の排出算定を行っていない。



産業部門は、長期需給見通しでは、削減があまり期待されていない部門であるが、転換促進ケースでは、2018年度比31%削減と、他部門ほどではないにせよ、削減が進んでいる。

表 4-9 部門別のCO<sub>2</sub>排出量（転換促進ケース）（億 t-CO<sub>2</sub>）

部門	2010年度	2013年度	2018年度	2030年度 転換促進	2013比	2018比
産業	4.30	4.29	3.98	2.76	-36%	-31%
業務	2.00	2.79	1.96	0.93	-67%	-53%
家庭	1.79	2.01	1.66	0.72	-64%	-56%
運輸	2.29	2.25	2.10	1.32	-42%	-37%
転換	0.99	1.01	0.89	0.76	-25%	-15%
合計	<b>11.37</b>	<b>12.35</b>	<b>10.59</b>	<b>6.48</b>	-47%	-39%

出典) 資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、その他各種資料より自然エネルギー財団作成

## 5 持続可能なエネルギーミックスの意義と課題

本章の冒頭で述べたように持続可能なエネルギーミックスでは、脱炭素社会の実現、化石燃料に依存しない安定供給の確保、自然災害やテロなどによるリスクの低減、アフォーダブルなエネルギー供給の4つを実現すべき目標としている。今回、想定した2030年度のエネルギーミックスは、4つの目標に照らし、以下のように評価できる。

- ・ 電力部門のCO<sub>2</sub>排出量（エネルギー起源）は政府需給見通しのケースが3.60億トン-CO<sub>2</sub>であるのに対し、2.04億トン-CO<sub>2</sub>と大幅に削減される。電力以外も含む総排出量では6.48億トン-CO<sub>2</sub>であり、2013年度比では47%削減となる。これは政府が国連に提出した国別削減目標（NDC）におけるエネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量の目安25%を大きく上回り、脱炭素社会の実現に寄与するものとなる。
- ・ 国産資源である自然エネルギーの割合が現状よりも大幅に高まり、輸入依存度が低下することから、エネルギー安定供給という目標に寄与する。天然ガス火力の発電量が2018年度よりも約2割増加するが、ブルームバーグNEFによれば、2030年代の初頭までLNGの供給過剰が続くと予想<sup>86</sup>されており、安定供給上の懸念は小さい。
- ・ 自然災害やテロなどによるリスクの低減という点では、何よりも原子力発電に依存しないため、大幅にリスクが低減されている。更に自然エネルギー電源には分散型のものが多いため、地震などにより大規模電源が一挙に失われるというリスクが小さい。

<sup>86</sup> ブルームバーグNEF “Global LNG Market Outlook 2040, Covid-19 pandemic edition”, 25 June 2020

- ・ アフォーダブルなエネルギー供給という点でも、天然ガス発電量は増えるが、石油火力と石炭火力への依存が大幅に低下し、化石燃料輸入コストが削減される。発電用に用いられる天然ガス、石炭、石油の輸入金額の合計は 2019 年に約 4.5 兆円と試算される<sup>87</sup>。化石燃料価格は、国際市場の価格変動や為替変動により大きく変わるため、2030 年の正確な予測は困難であるが、持続可能なエネルギーミックスへの転換により、発電用の化石燃料輸入額は 1 兆円程度の削減を見込むことができる（電力コストへの影響については後述）。

今後、更なる検討が必要な課題としては、以下の 2 点がある。

### あらゆる時間帯での安定供給

持続可能なエネルギーミックスにおいては、天然ガス火力と自然エネルギーが電力供給の殆どを担うことになる。天然ガス火力は、年間合計としては、既に計画されているもの以外に新增設を見込まなくても電力供給を担うことができる。

更に検討が必要なのは、年間の合計電力需要を満たすだけでなく、あらゆる時間帯において、その時の電力需要を満たす供給力（予備力も含めて）が、天然ガスと自然エネルギーにより確保できるかどうかという点である。この点については、系統制約や電源の出力変化特性を考慮した時間別の需要と供給のバランスを、需給解析モデルを用いて検討することが求められる。需給解析については、今後、別の研究レポートで検討を行う予定であるが、ここでは予想される課題を示しておく。

冬季および夏季においては、しばしば、昼間のみならず夕方から夜間にかけて、電力需要が高いまま維持される場合がある。昼間については太陽光発電の電力供給が期待できるものの、夕方から太陽光発電からの供給が急速になくなる。この時、風力発電や水力発電からの供給が低迷していれば、電力供給の大部分を、天然ガス火力に依存しなければならない時間が発生することになる。

---

<sup>87</sup> 財務省貿易統計、資源エネルギー庁「エネルギーに関する年次報告 2019」「資源・エネルギー統計年報」、石油連盟「今日の石油産業 2019」より試算

このようなときでも、天然ガス火力が十分な供給力を有していれば問題ない。2019年時点の天然ガスの供給力と送電網を所与とすると、東日本エリア（50Hz）では、天然ガス火力発電設備が比較的多くあり<sup>88</sup>、揚水発電を活用することで十分な供給力が確保できる可能性が高い。他方で、西日本エリア（60Hz）では、天然ガス火力の設備容量が相対的に少なく、石炭火力や原子力の設備容量が多い<sup>89</sup>。この地域においては、石炭火力と原子力発電の利用を見込まない場合、揚水発電を用いても冬季や夏季に一時的に供給力不足が発生する時間帯が発生する可能性がある。

もちろん、上記の可能性は、いくつかの前提に立っている。すなわち、「2030年の電力需要パターンが現在と変わらない」、また「電力需要は、卸電力価格に反応しない」、ということである。つまり、需給ひっ迫がおこり、卸電力価格が高騰しても、需要を下げようという反応は起こらない、という前提である。本来、市場メカニズムは、需給がひっ迫するとき、あるいはそれが予見されるとき、価格を通じて、需給を誘導する、という優れた機能を持っている。

こうした市場メカニズムが電力市場において機能すれば、上記の状況はある程度緩和される可能性がある。例えば、需給ひっ迫時には卸電力価格が高騰するため、太陽光発電が発電する昼間に、蓄電池（電気自動車も含む）をつかって充電し、価格が高まる夕方から夜間に放電するといった取引がビジネスとして成立する可能性もある。第3章1節で示したように、近い将来、蓄電池付き太陽光発電が経済的合理性をもつのであれば、相当実現可能性は高まる。

また、東日本では天然ガス火力を含めて、供給力に余裕があるため、東西の地域間連系線を更に強化し、西日本エリアでの需給ひっ迫時には、東日本から大規模に融通する、といった選択肢も検討対象になりうるであろう。そのほか、供給力不足を回避するためには、英国やオランダなどで実例があるように、バイオマス燃料の持続可能性確保を前提に、石炭火力発電のバイオマス発電への転換をいっそう促進するという方法も考え得る。

電力の安定供給を確保するため供給力不足の発生は回避しなければならない。今後の需給解析を通じて、供給量不足の発生可能性について解明していくとともに、市場メカニズムの影響も考慮しながら、供給力不足回避のための制度的・技術的な検討を進めていく。

---

<sup>88</sup> 2020年3月時点で東日本エリアでは、火力全体の設備容量は85.89GWあり、そのうち、天然ガス火力は49.33GWある。火力発電の設備容量に占める天然ガス火力の割合は57%となっており、天然ガス火力比率が高い。

<sup>89</sup> 2020年3月時点で西日本エリア（沖縄除く）では、火力発電全体で77.04GWあるが、そのうち天然ガス火力は約33.93GWとなっており、火力発電の設備容量に占める割合は44%となっており、50%を下回っている。

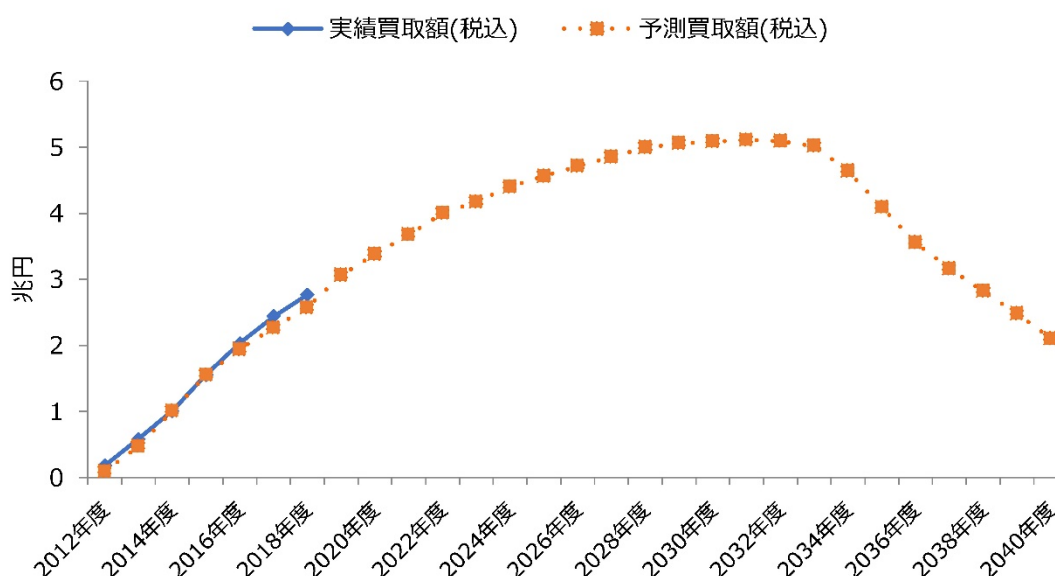
## アフォーダブルなエネルギー供給

第1節で示したように、エネルギーミックスを検討する際に、エネルギー供給が国民および企業が支払い可能な範囲で行われるかどうか重要な課題である。この点について、更に検討が必要なのは、具体的なコスト水準の推計である。2030年の電力コストを推定するには、1年8,760時間の全ての時間における電力需給、および供給費用を推定する必要がある。この作業もまた、上記の「あらゆる時間帯での安定供給」の検証と同じように、別途、今後の研究レポートで検討を行うこととする。

ここでは、2030年の持続可能なエネルギーミックス（転換促進ケース）が電力コスト水準に与える諸影響について定性的に論点を示す。

第一に、自然エネルギーのコスト水準である。2030年には、太陽光発電および風力発電が自然エネルギー供給の大きな部分を担うことになる。太陽光発電については、急速な発電コストの低減が足元でもみられ、2030年までには全電源の中で最安の電源になることが見込まれる。風力発電についても普及とともにコスト低減が見込まれる。このように将来的に自然エネルギー電源は、アフォーダブルなエネルギー供給を実現可能であると考えられる。しかし、2030年度時点においては、再エネ特措法のもとで認定され、2012年度以降の調達価格での買取りを保証された自然エネルギー発電所がほぼ全て残っている状態が想定される。これらの影響により、2030年度時点では買取額は高止まりしていると推測される。再エネ賦課金額は買取費用から回避可能費用（火力発電の発電費用）を差し引いた金額であり、ここで正確な推計を行うことはできないが、買取額同様に高止まりしていることが想定できる。

図 4-4 再エネ特措法に基づく買取費用額の推計(転換促進ケース)



出典) 自然エネルギー財団作成

しかし、2031年度以降、初期の認定設備の買取りが終了するに従って、買取費用は減っていき、とりわけ33年度から急速に減っていくことが見込まれる(図4-4)。これに伴い賦課金額も減少していくことが見込める。

また再エネ特措法による買取終了は、発電所の廃止を意味するわけではない。発電事業者が事業を継続する意思と能力があれば、電力供給は継続される。この場合には、賦課金負担のない安価な自然エネルギー電力供給を見込むことができる。

第二に、自然エネルギーの供給が増大することによって、卸電力市場価格が変化する。自然エネルギーの多くは、燃料費がかからないため、ほとんどゼロ価格で市場に入札する。このため、自然エネルギー電源が増えれば増えるほど、卸電力市場の価格が下がることが見込まれる。小売電気事業者にとっては、より低価格で電力を調達することが可能になることを意味するので、電気料金水準にとっては低下圧力になる。この効果をメリットオーダー効果と呼ぶ。

第三に考慮が必要なのは、カーボンプライシングの影響である。カーボンプライシングにより二酸化炭素排出に課金を行うことで効率的に排出削減しうる。この課金は、化石燃料価格を引き上げ、その結果、卸電力価格を引き上げられる方向に作用する。他方、カーボンプライシングの導入は自然エネルギー電力の価格競争力を高め供給量を増加させる。その結果、上述のメリットオーダー効果を高めることになる。

第四に、転換促進ケースでは、電化が進展しつつも、エネルギー効率化により電力需要は減少することを見込んでいる。そのため、電力料金水準は上がっても、支払総額は減少する可能性がある。

以上の4点を合わせて考えると、電力コストは上昇する要素と下落する要素が混在していることがわかる。これらの要素を需給モデル・市場モデルを通じて明らかにすることで、2030年の電気料金水準を評価することが可能になる。これらの点を考慮して、別途詳細検討を行う。

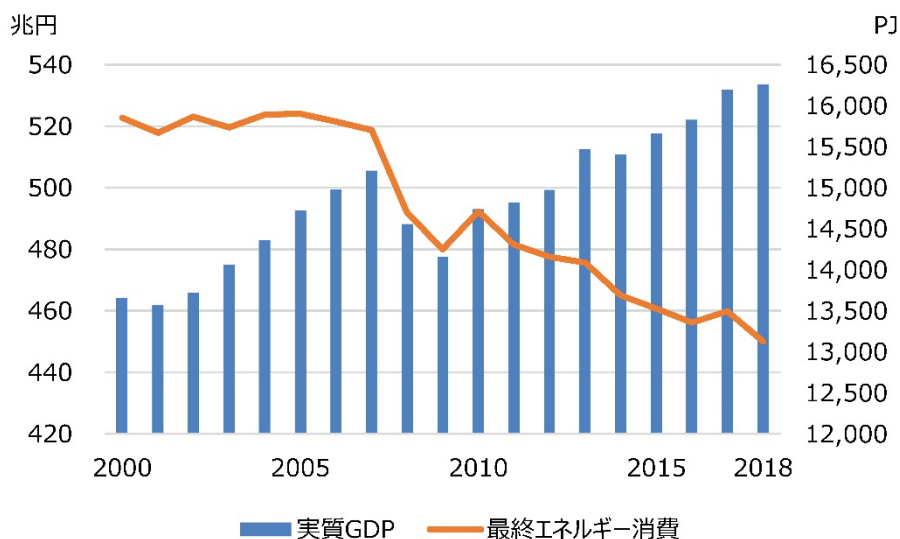
## 第4節 脱炭素社会への展望

IPCCの1.5°C特別報告書は、2050年のCO<sub>2</sub>排出実質ゼロの実現にむけて、2030年までに2010年比で45%削減が必要としている。今回示した持続可能なエネルギーミックスでは、エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出で2010年度比43%削減となり、IPCC1.5°C特別報告書の求めるレベルに近づいている。しかしIPCCが提起しているのは世界全体での削減であり、先進国にはより大きな削減が求められることを留意すべきである。

今回の算定結果は、2050年における二酸化炭素排出実質ゼロ実現の展望を切り開くため、2030年にむけたこれからの政策・行動として、下記の点が重要であることを示唆している。

- 1) 今回の推計は、2030年までの大幅なCO<sub>2</sub>削減を実現するためには、電力部門の排出削減の果たす役割がいかに大きいかを明らかにした。脱炭素社会の実現には、産業構造の転換や生産体制、生活様式の変化が必要だが、2030年時点では大きな変化を見込むことは難しい。まずは、電力供給の脱炭素化を進めることで、大きな排出削減を達成することが重要である。そのためにも、自然エネルギー発電の拡大、石炭火力発電のフェーズアウトを実現させることが必要である。
- 2) 電力の排出係数改善の効果をフルに生かすためにも、電化の促進が重要なポイントである。二酸化炭素排出実質ゼロを実現するには、化石燃料使用機器や設備、自動車等を出来るだけ早く電化していく必要がある。2030年までの段階では、まずは、空調における電気ヒートポンプ利用や、電気自動車など、既に市場に存在し、コスト効果も高い技術の導入を推進していくことが、省エネ効果と電化を合わせて進めていくことができる。
- 3) 需要面においては、エネルギー効率の向上、省エネの重要性は高い。今回の転換促進ケースの想定では、まだ市場にない新技術の導入・普及は考えず、今ある技術・対策について、設備・機器の更新の機会を着実にとらえていくことで大きな効果が生じることを示している。
- 4) 政府見通しは2013年度を基準年として策定したものだが、すでに2018年度ないし2019年度までの実績が発表されている。GDP成長率の実績が想定を下回っていることは前述のとおりだが、他方、GDPの成長とエネルギー消費の低下が同時に進行するデカップリングの傾向が顕著になっている。政府見通しの前提である様々な設定が現状と合わなくなっており、新型コロナ感染症の拡大により経済活動の落ち込みが生じていることもあわせ、想定見直しの重要性が高まっている。

図 4-5 エネルギー消費と GDP のデカップリング



注1) 「総合エネルギー統計」は、1990年度以降の数値について算出方法が変更されている。

注2) 1993年度以前のGDPは日本エネルギー経済研究所推計。

出典) 資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、内閣府「国民経済計算」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」より自然エネルギー財団作成

- 5) 今回の試算では、電力部門の排出削減が全体の削減を牽引する結果となっている。脱炭素社会の実現に向けては、電力部門以外も含めた削減が必要であり、社会・産業構造の変革が求められる。こうした変革は一朝一夕に成し遂げられるものではなく、2030年以降に先送りするのではなく、早期に構造転換をスタートさせる必要がある。

## 第5章 持続可能なエネルギーミックスへの政策課題

前章で述べたとおり、現在の政策・制度を前提にしても、政府の定めた2030年エネルギーミックスを上回る自然エネルギー電力の導入を見込むことができる。しかしその一方で、現在のままでは、石炭火力発電に大きく依存する構造が維持されるなど、気候危機回避のために必要な規模の二酸化炭素排出削減を実現することができない。

自然エネルギー電力を転換促進ケースで示した水準まで導入し、持続可能なエネルギーミックスを実現するためには、政策・制度の改革が必要であり、特に重要なのは電力システム改革の徹底、カーボンプライシングの導入、土地利用規制の見直しである。これらの制度改革については、当財団で既に別個の報告書を公表しているものもある。以下では、これらの報告書の紹介も含め、各課題に対する基本的な考え方を述べる。

また、持続可能なエネルギーミックスを実現するためには、制度改革とともに、企業・金融セクター、地方自治体など非政府アクターが実行段階で果たす役割も大きく、既に各セクターでは、従来のレベルを超える意欲的な取組みが始まっている。

顕著なのは大手企業の中での自然エネルギー利用拡大の動きである。RE100にコミットする日本企業は、2017年4月に株式会社リコーが先駆的に第1号となって参加してから増え始め、3年余の今日では35社に達している<sup>90</sup>。またトヨタ自動車などRE100には参加していない企業の中でも自然エネルギー開発・導入の動きは強まっている。これらの企業は自社での利用を進めるだけでなく、日本全体での自然エネルギー拡大を求めている。

地方自治体でも、自然エネルギーの拡大を求める様々な取組みが進んでいる。道府県レベル、政令指定都市レベルで、それぞれ自然エネルギーの拡大をめざす協議会が設置され、相互の経験交流とともに国のエネルギーミックスを大きく上回る自然エネルギーの導入をめざす政策提言が行われている。

### 第1節 電力システムの改革

電力システム改革は、持続可能なエネルギーシステムを実現する上で、最も重要な課題の一つである。2011年3月の東日本大震災と福島原発事故は、それまでの日本の電力システムが、安定的な電力需給を実現する上で大きな弱点を持つものであることを明らかにした。2012年2月に電力システム改革専門委員会が設置され、その報告書をもとに今日まで、一連のシステム改革が進められてきた<sup>91</sup>。

---

<sup>90</sup> RE100 ウェブサイト「RE100 Overview」 <https://www.there100.org/re100> 同「East Asia」(2020年7月9日最終アクセス) <https://www.there100.org/east-asia> ならびに日本気候リーダーズ・パートナーシップ(JCLP) ウェブサイト「RE100・EP100・EV100 国際企業イニシアチブについて」(2020年7月9日最終アクセス) <https://japan-clp.jp/climate/reoh>

<sup>91</sup> 電力システム改革専門委員会「報告書」(2013年2月) [https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/kihon\\_seisaku/denryoku\\_system/seido\\_sekkei/pdf/01\\_s01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/kihon_seisaku/denryoku_system/seido_sekkei/pdf/01_s01_00.pdf)



自然エネルギー財団では、本年（2020年）5月、9年間のシステム改革を総括し、今後の課題を明らかにする報告書「電力システム改革に対する提言—自然エネルギーのさらなる導入拡大にむけて—」を公表した<sup>92</sup>。

前章で述べたように、日本においても太陽光発電や風力発電の発電コストは低下し価格競争力が高まっていく。今後、自然エネルギー電源の供給量を拡大していくために必要なのは、自然エネルギー電源を特別に優遇する措置を導入することではなく、発電・小売・送電において、公正な取り扱いが行われるようにすることである。公正な電力システムを実現するためには、石炭火力や原子力発電などの既存電源を優先的に利用し温存するような仕組みを改めることも必要である。

財団の報告書では、こうした観点から、発電、小売、送電の各部門及び発送電分離・規制機関の役割に関し、公正で競争的な電力システムを実現するための18の提言を行っている。

**表 5-1 電力システム改革に対する提言一覧**

- |                                      |
|--------------------------------------|
| 1-1：原則、持株会社方式での法的分離                  |
| 1-2：送配電会社の所有権分離や統合の追求                |
| 1-3：送配電会社に対する監視の徹底と行為規制の法令化          |
| 1-4：電取委の権限・関与の強化                     |
| 1-5：電取委の人事強化とスタッフの充実                 |
| 2-1：大手電力による廉売行為の監視強化                 |
| 2-2：託送料金による原子力一般負担金回収の見直し            |
| 2-3：需要家が自然エネルギー電力を選びやすくする制度導入        |
| 2-4：大手電力会社内での非化石価値取引への監視             |
| 2-5：非化石証書を国際的に通用する制度へ                |
| 3-1：前日スポット市場のさらなる拡大                  |
| 3-2：将来的な構造的措置の検討                     |
| 3-3：ベースロード市場の改革                      |
| 3-4：脱炭素政策と統合的な容量メカニズムの設計             |
| 4-1：「日本版コネク&マネージ」の全面適用の拡大および既存電源への適用 |
| 4-2：幅広い便益を十分に考慮しマスタープランを策定する         |
| 4-3：系統増強費用負担をコスト効率的で合理的な枠組みに         |
| 4-4：自然エネルギー電源が需給調整を担う仕組みの導入          |

出典) 自然エネルギー財団「電力システム改革に対する提言 自然エネルギーのさらなる導入拡大に向けて」(2020年5月) [https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/electricity\\_system\\_reform\\_2020.pdf](https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/electricity_system_reform_2020.pdf)

<sup>92</sup> 自然エネルギー財団「電力システム改革に対する提言 自然エネルギーのさらなる導入拡大に向けて」(2020年5月) [https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/electricity\\_system\\_reform\\_2020.pdf](https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/electricity_system_reform_2020.pdf)

18の提言の全てを紹介することは避け、以下、自然エネルギー拡大に関し、発電コストの低減とともに、最も議論になっている系統接続に関する提言(4-1:「日本版コネクト&マネージ」の全面適用の拡大および既存電源への適用)の概要を紹介するにとどめる(表5-2)。

コネクト&マネージは、自然エネルギー財団が、2016年3月に公表した報告書「自然エネルギーの導入拡大に向けた系統運用—日本と欧州の比較から—」<sup>93</sup>の中で、既存系統の増強を待たずに自然エネルギー電源の系統接続を可能とする手法として、ドイツの再給電(Redispatch)とともに英国の取組みとして紹介し、日本への導入を提言したものである。

本年(2020年)7月3日の梶山経産大臣の記者会見では、「再エネ導入を加速化するような基幹送電線の利用ルールの見直し等の具体策」を検討することが明らかにされ、その後開催された国の検討会では、東京電力パワーグリッドが先行的に進めてきたノンファーム型接続の全国展開と先着優先ルールの見直しを検討する方向が示されている<sup>94</sup>。財団の提言が示すように既存電源を含めたより合理的、本格的なコネクト&マネージを実現することが必要である。

**表 5-2 提言 4-1 「日本版コネクト&マネージ」の全面適用の拡大および既存電源への適用**

太陽光発電を中心とした自然エネルギー発電設備の新規接続申し込み増加を受けて、日本全国で発電設備が接続する送電線の接続点あるいはその上位電圧の送電線容量が不足し、新規の接続ができない状況がこれまで多数生じている。一般送配電事業者各社からは各地の送電線空容量が公表されており、空容量がゼロとなっている地域では、新規の接続のために系統増強費用を負担し、最長で十数年間の系統増強工事の完了を待たなければならない状況となった。

送電線の空容量が不足し新規電源の接続に遅れが生じる背景には、電源接続における「先着優先」の考え方がある。各電源の実際の発電出力は需給状況や天候等によって変化するにもかかわらず、既存電源に対しては常に最大出力の系統容量を割り当てなければならなかった。そして新規電源は、その割り当てられた容量を一時的にでも利用することができず、系統容量が不足する地域では、送電網の増強を待たなければならなかった。

送電線の空容量不足が全国的に拡大したことを受けて、広域機関では、新たな電源接続の管理方法として「日本版コネクト&マネージ」の取組みを開始した(図4-1)。今後、2022年には全エリアで適用される予定である。

「日本版コネクト&マネージ」は、「想定潮流の合理化」、「N-1電制」の適用、「ノンファーム型接続」の三つの取組みで構成されている。

<sup>93</sup> 自然エネルギー財団「自然エネルギーの導入拡大に向けた系統運用—日本と欧州の比較から—」(2016年3月) <https://www.renewable-ei.org/images/pdf/20160303/JREF-Grid-Management-japan-europe-comparison.pdf>

<sup>94</sup> 経済産業省「梶山経済産業大臣の閣議後記者会見の概要」(2020年7月3日) <https://www.meti.go.jp/speeches/kaiken/2020/20200703001.html> 及び 第26回 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 資料3「非効率石炭のフェードアウト及び再エネの主力電源化に向けた送電線利用ルールの見直しの検討について」(2020年7月13日)

「想定潮流の合理化」は、2018年4月より適用が開始され、すでに全国で約590万kW(5.9GW)の空容量拡大が確認されている。また「N-1電制」の適用では、全国大で約4,040万kW(40.4GW)の空容量拡大の効果が試算されている。「ノンファーム型接続」について、東電パワーグリッドが行った試算では、千葉の新京葉線・新佐原線において、500万kW(5GW)の自然エネルギー電源を追加した場合、年間の抑制時間は1%以下にとどまるとされている。

「日本版コネクト&マネージ」の適用によって、系統空容量不足の問題は解消に向かうことが期待される。しかし、これらの対策は系統運用の効率化に向けた第一歩に過ぎない。

「日本版コネクト&マネージ」では、N-1電制やノンファーム型接続が議論されているが、このような電源制御を伴う接続の対象として考慮されているのはあくまで新規に接続される電源であり、既存電源の制御は考慮されていない。つまり、発電設備の大多数を占める既存電源の運用の効率化に向けた対策は未だ十分に議論されておらず、後回しになっている。既存の発電設備を含めた新たな接続管理方法を構築することが、より効率的で公平な電力システムの構築に向けて不可欠である。

#### **提言 4-1：「日本版コネクト&マネージ」の全面適用の拡大および既存電源への適用**

系統空容量不足問題に対して、すべての系統運用事業者による「日本版コネクト&マネージ」の一刻も早い全面適用を実施するべきである。また、既存電源を含めたより合理的な接続管理方法へと改良すべきである。

出典) 自然エネルギー財団「電力システム改革に対する提言 自然エネルギーのさらなる導入拡大に向けて」(2020年5月) [https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/electricity\\_system\\_reform\\_2020.pdf](https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/electricity_system_reform_2020.pdf)

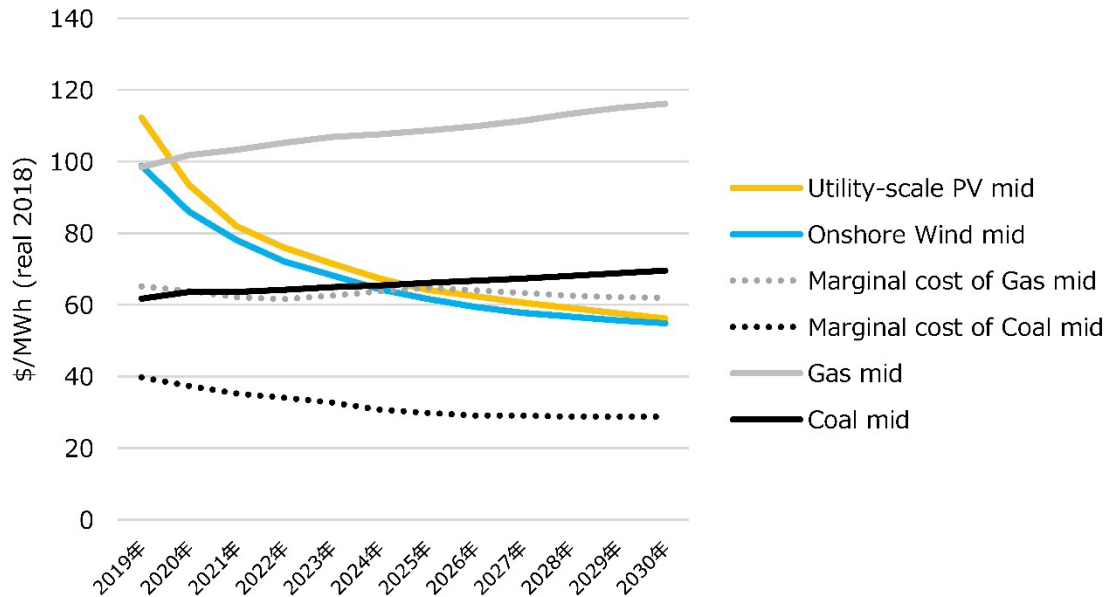
## **第2節 脱炭素への市場メカニズム：カーボンプライシング**

カーボンプライシングは、それまで無料で排出を許されていた温室効果ガス(典型的には二酸化炭素)に対し、排出量に応じた負担を求める制度である。負担を課すことによって、多量の二酸化炭素等を排出する活動は抑制され、排出の少ない活動が促進される効果を持つ。

最も典型的な事例が、火力発電の中でも、kWhあたりの排出量が飛びぬけて大きい石炭火力の発電を抑制し、自然エネルギー発電を促進することである。ブルームバーグ NEF の推計によれば、新設電源のコストを比較すると、日本でも2025年には太陽光発電と陸上風力発電が、石炭火力、天然ガス火力よりも安価になる。しかし、既存の石炭火力発電(図5-1 Marginal cost of Coal)は依然として最もコストが安いと推計される。

こうした予測結果になるのは、日本ではカーボンプライシングが導入されておらず、石炭火力発電が排出する二酸化炭素による環境への負荷の大きさが発電コストの一部としての確に評価されていないからである。

図 5-1 ブルームバーグによる発電コストの予測



出典) ブルームバーグ NEF New Energy Outlook (2019)

今回行った財団の推計によれば、こうした状況を変えるためには、5,500 円/トン-CO<sub>2</sub> 以上の炭素価格の導入が必要である。2019 年 4 月に OECD が公表した“Economic Surveys: Japan 2019” (OECD 経済審査報告書 日本)<sup>95</sup>では、日本の社会・経済状況の分析結果に基づく政策提言がなされているが、その中でも、「カーボンプライシングを考慮すれば、日本の自然エネルギー電源は石炭火力に対する競争力が高まる。USD50/t-CO<sub>2</sub> の炭素価格を想定すれば、2030 年より前に太陽光発電（発電所規模）のコストが石炭火力を下回る（蓄電コスト含む）」と指摘している。

カーボンプライシングには、炭素税と排出量取引制度という二つの類型がある。世界ではいずれかの制度が既に、延べ 45 ヶ国・31 地域で導入されている<sup>96</sup>。これらの多くの制度の経験から、効果の大きさと効果的な運用に必要な教訓などに関し、様々な経験が蓄積されている。その詳細については、別途、公表を予定している報告書に譲ることとし、以下ではカーボンプライシングが石炭火力発電から自然エネルギーへの転換を促進したスペインの事例を簡単に紹介する。

スペインでは、2016～2018 年にかけて、総発電電力量に占める石炭火力のシェアは平均 15.3%であったが、2019 年は 4.9%まで急減した。2020 年も直近（1 月～5 月末）のデータによると 2.7%まで低下しており、このトレンドは続くと思われている。

<sup>95</sup> OECD “Economic Surveys: Japan 2019” (2019 年 4 月 15 日)

<http://www.oecd.org/economy/japan-economic-snapshot/>

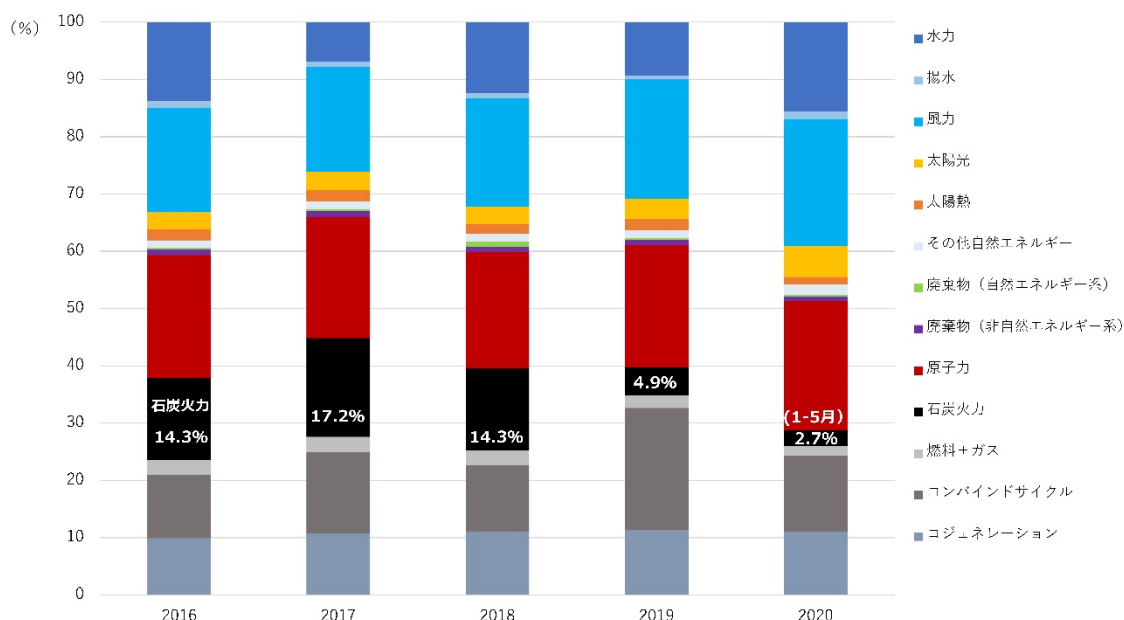
(参考) OECD プレゼン資料 「2019 年 OECD 経済審査報告書 日本」(2019 年 4 月 15 日)

<https://www.oecd.org/economy/surveys/OECD-Economic-Surveys-Japan-2019-presentation-Japanese.pdf>

<sup>96</sup> World Bank “Carbon Pricing Dashboard” (2020 年 6 月 16 日最終アクセス)

[https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map\\_data](https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data)

図 5-2 スペインの発電電力量に占める石炭火力の割合（2016～2020年）



注) 2020年は1月1日～5月31日までの期間を指定。2019年5月分までは確定済み、以降は暫定データ。

出典) Red Eléctrica de España (REE) ウェブサイト"REData" (2020年6月17日最終アクセス)  
<https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion> より自然エネルギー財団作成

2018年初頭は15基の石炭火力発電所が稼働していたが、2020年3月時点において、稼働継続を見込む発電所は3基に留まる<sup>97</sup>。結果として、2019年は電力部門のCO<sub>2</sub>排出量が前年比で23%減少し、過去最低となった。

こうした石炭火力減少の要因の一つとして、EU産業排出指令(Industrial Emissions Directive: IED)の強化(2017年)が挙げられる<sup>98</sup>。これによって老朽化・小規模・低効率の発電所が退出した。しかし、IEDには大規模石炭火力を閉鎖させるまでの効力はなく、2020年以降も操業を継続できるよう、強化された基準をクリアするために新たな設備投資を行った発電所もあった<sup>99</sup>。

より大きな効果を持ったのが、世界のカーボンプライシング制度の中でも先導的に導入された欧州排出量取引制度(EU-ETS)である。EU-ETSはその効果を高めるため、段階的に様々な制度改正を行ってきたが、2019年から導入された「市場安定化リザーブ」(MSR)<sup>100</sup>により、炭素価格(排出枠価格)が2017年初頭の5ユーロ/t-CO<sub>2</sub>から、2019年に25ユーロ/t-CO<sub>2</sub>まで

<sup>97</sup> Agenda Pública "LA 'DESCARBONIZACIÓN' EN ESPAÑA" (2020年3月3日)  
<http://agendapublica.elpais.com/la-descarbonizacion-en-espana/>

<sup>98</sup> 欧州委員会ウェブサイト "The Industrial Emissions Directive" (2020年6月17日最終アクセス)  
<https://ec.europa.eu/environment/industry/stationary/ied/legislation.htm>

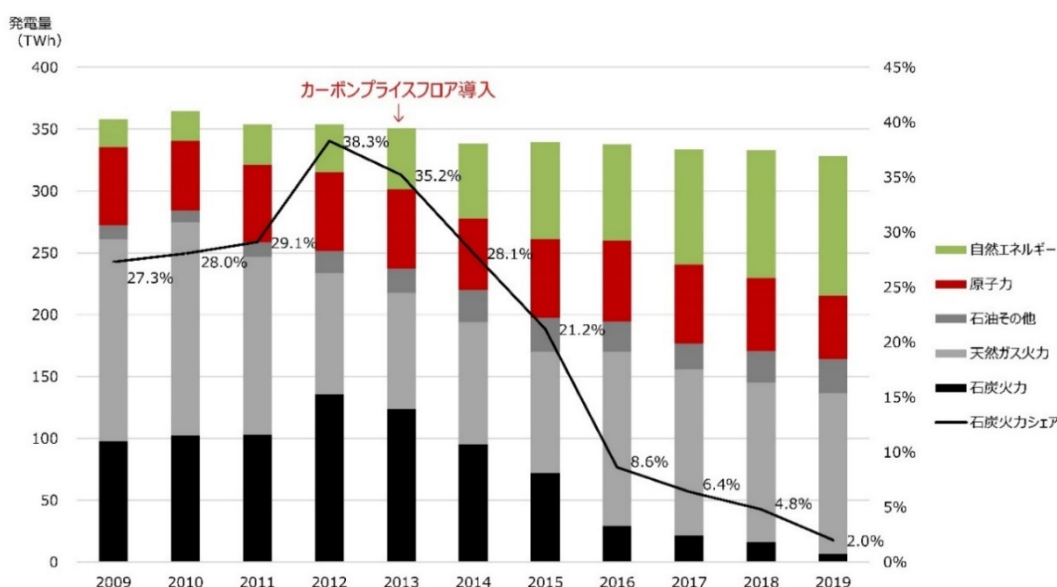
<sup>99</sup> Agenda Pública "LA 'DESCARBONIZACIÓN' EN ESPAÑA" (2020年3月3日)  
<http://agendapublica.elpais.com/la-descarbonizacion-en-espana/>

<sup>100</sup> 欧州委員会ウェブサイト "Market Stability Reserve" (2020年6月17日最終アクセス)  
[https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform_en)

上昇した<sup>101</sup>。MSRは余剰排出枠を一定の要件で炭素市場から吸収し、需給調整する仕組みである。この炭素市場の改革がスペインにおける石炭火力衰退の決定打となった<sup>102</sup>。天然ガスの排出係数の低さ、自然エネルギーの競争力向上により、石炭火力発電を継続するメリットを失わせたのである。

スペインだけでなく、ドイツや英国でも、カーボンプライシングが石炭火力から自然エネルギーへの転換を促進している。英国では2012年、年間電力供給の38%を石炭火力が占めていたが、2019年にはわずか2%にまで激減した<sup>103</sup>。英国は脱石炭政策を進めるため、EU-ETSに上乘せする形で2013年に炭素税（Carbon Price Floor）を導入した<sup>104</sup>。これらの効果により石炭火力発電からの転換が一気に進んでいる。

図 5-3 英国の電力供給に占める石炭火力の割合（2009～2019年）



注) 2019年のデータは暫定値である。

出典) 英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS) "National Statistics Energy Trends: UK electricity Section 5 – UK Electricity 2019 and October to December 2019" (2020年5月28日付) [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/875400/Electricity\\_Q4\\_2019.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/875400/Electricity_Q4_2019.pdf) ならびに BEIS "Fuel used in electricity generation and electricity supplied (ET 5.1 - quarterly)" (2020年3月26日) <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-section-5-energy-trends> より自然エネルギー財団作成

<sup>101</sup> EU-ETS 排出枠価格のデータは、欧州エネルギー取引所 (EEX) のウェブサイトからダウンロード可能。"EEX EUA Primary Auction Spot Report – History" <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/auction-market/european-emission-allowances-auction/european-emission-allowances-auction-download>

<sup>102</sup> S&P Global Platts "Endesa to close entire Iberian coal fleet" (2019年9月30日) <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/093019-endesa-to-close-entire-iberian-coal-fleet>

<sup>103</sup> ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS) "National Statistics Energy Trends: UK electricity" (2020年5月28日最終更新) <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-section-5-energy-trends>

<sup>104</sup> 英国下院図書館 (House of Commons Library) "Briefing Paper Carbon Price Floor (CPF) and the price support mechanism" (2018年1月8日)

日本では、カーボンプライシングの導入に向けた議論が、国の審議会で 20 年も前から延々と行われている。2012 年 10 月には「地球温暖化対策税」(温対税)が導入されたが、その税率は CO<sub>2</sub> 排出量 1 トンあたり 289 円という極めて低いものである<sup>105</sup>。先行的にカーボンプライシングを導入し、大きな成果を上げているスウェーデンの炭素価格は、2020 年 4 月現在 SEK1,190/t-CO<sub>2</sub> (約 14,000 円) である<sup>106</sup>。日本の温対税は概ねその 50 分の 1 という水準であり、殆ど実効性はない。

カーボンプライシングは、電力部門だけでなく経済活動全般を脱炭素型に転換していく上で必須の制度である。国際エネルギー機関 (IEA) も、そのレポートの中で、パリ協定実現に必要な「持続可能な開発シナリオ」(SDS)の前提条件達成に向けた推奨アクションの一つとして、「徐々に炭素価格を上げていくカーボンプライシング政策の導入」を提言している<sup>107</sup>。

欧州でも米国でもエネルギー産業や素材産業を含め、多くの企業がカーボンプライシングの導入・強化を提言している。日本においても、これ以上導入を先送りせず、脱炭素社会に向けた基本ツールとして、一刻も早い導入を実現する必要がある。

### 第 3 節 土地利用規制の再検討

第 3 章で述べたとおり、転換促進ケースでは 2030 年度までに 144.6GW の太陽光発電の導入を見込んでいる。2019 年度末の実績が 55.6GW であるから、今後、89GW の導入が必要である。このうち、建物屋上以外の地面設置型は 38.5GW 程度と見込んでおり、その立地は表 (第 3 章第 1 節の 1) に示したように、主に耕作放棄地、荒廃農地、空き地・原野、ゴルフ場からの転用などでの立地を想定している。これらの場所における円滑な導入、立地を実現するためには、自然環境、地域環境との調和を図ることが必要である。また、農地法や農業振興地域の整備に関する法律 (農振法) など既存の法律による様々な立地規制との調整を行うことも求められる。太陽光発電だけでなく、風力発電など他の自然エネルギー電源についても、同様の課題がある。

---

<sup>105</sup> 環境省「地球温暖化対策のための税の導入」(2020 年 6 月 18 日最終アクセス)  
<https://www.env.go.jp/policy/tax/about.html>

<sup>106</sup> World Bank “Carbon Pricing Dashboard” (2020 年 6 月 18 日最終アクセス)  
[https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map\\_data](https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data)

<sup>107</sup> IEA “Tracking Industry 2020” (2020 年 6 月) <https://www.iea.org/reports/tracking-industry-2020>

自然エネルギー財団では、自然エネルギー電源の立地に関し、これまで2つの報告書・提言を公表してきた。2017年4月に公表した「風力発電の導入拡大に向けた土地利用規制・環境アセスメントの検討」<sup>108</sup>では、世界的には農業と共生する風力発電が多くあり、日本でもかつては農地で大規模な風力発電開発が実施されてきたにもかかわらず、近年、農地法・農振法などの規制強化により、農地での立地が困難となってきた経緯と現状の分析、改善策の提案を行っている。

一方、2019年1月に公表した提言「持続可能な太陽光発電拡大のために」<sup>109</sup>では、大規模な太陽光発電開発が自然環境に対し好ましくない影響を与える事例が報道されている状況を踏まえ、持続可能な太陽光発電を進めるために必要な論点を提示した。

日本では自然エネルギー開発をめぐる、事業者にとっては厳しい規制で導入が進まないと受け止められ、他方、住民にとっては、必要な環境配慮が行われなまま開発が進む、という事例が起きている。その背景には、「ゆるやかだが硬直的」と評価される日本の土地利用規制制度がある。都市計画法、森林法、農地法等に基づいて、地域や地区の指定が行われ、個別法の目的に合わせて、限定的な規制が行われる。「土地をどう利用するかは所有者の自由」という基本的な発想のもとに必要な規制が行われない反面、農地法などでは硬直的な規制も存在する。日本の土地利用規制が特に森林地域において緩いという状況が、大規模太陽光開発の立地を森林地域に誘導し、かつて見たゴルフ場やリゾートの乱開発と同様の問題を引き起こしてきた。

根本的な問題解決のためには、土地利用計画・規制制度の全体的な見直しが必要だが、自然エネルギーの導入拡大をこうした法改正が行われるまで待つわけにはいかない。2030年度までの導入を自然環境、地域環境と調和させながら促進するためには、既存の仕組みを活用しながら、地域住民や利害関係者を含め、地域における開発プロセスを再構築していくことが重要である<sup>110</sup>。

近年、太陽光発電開発の中で、特に深刻な自然環境への影響が懸念されてきたのは、開発面積が100ha～200ha近くにおよぶ数10MWクラスの巨大開発である。これらの巨大開発は、林地開発許可制度などの中で求められる環境保全措置を行ったとしても、なお土砂災害や生態系への重大な影響を引き起こすのではないかと、という懸念を解消することは困難である。地元自治体や地域住民との協議、調整の中で、開発のあり方についての合意が形成されない限り、森林地における巨大開発を進める合理性を見出すことはできない。

---

<sup>108</sup> 自然エネルギー財団「風力発電の導入拡大に向けた土地利用規制・環境アセスメントの検討」(2017年4月)  
[https://www.renewable-ei.org/activities/reports/img/20170425/REI\\_Report\\_20170425\\_Wind\\_LandUseandEnvAsses\\_JP\\_Web.pdf](https://www.renewable-ei.org/activities/reports/img/20170425/REI_Report_20170425_Wind_LandUseandEnvAsses_JP_Web.pdf)

<sup>109</sup> 自然エネルギー財団「提言 持続可能な太陽光発電拡大のために」(2019年1月7日)  
[https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI\\_Proposal\\_SustainableSolarDevelopment\\_JP.pdf](https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI_Proposal_SustainableSolarDevelopment_JP.pdf)

<sup>110</sup> 具体的な方策としては、例えば、農林漁業の健全な発展と調和のとれた再生可能エネルギー電気の発電の促進に関する法律(農山漁村再エネ法)基本計画の枠組の活用する方策がある。同法の基本計画の策定にあたり、地域の参加を得て協議し、農地・森林の保全や環境・景観を考慮しどこにどのような発電施設をつくるのが地域の利益に資するかを民主的に決めることで、特に公益性の高い事業の選定が可能になる。さらに、このようなプロセスで策定され、情報公開された計画の下で実施される事業は、農振除外要件を緩和するといった、規制緩和もセットで行うことが望ましい。



転換促進ケースで想定している 2030 年までの自然エネルギーの導入は、自然破壊をとともなう巨大開発ではなく、今後利用が期待できない耕作放棄地などを、地域にもメリットのある土地に変えることで実現することができる。自然エネルギー財団では、今後、優良な農地や森林を守りながら自然エネルギーの導入を加速する枠組みについても、更に検討を進めていく。

## 第4節 企業の自然エネルギー利用の拡大

世界規模でビジネスを展開する多くの企業が、気候危機の進行に対する切迫感を強めている。自然災害により社会活動に重大な支障が生じると、その国で生産・販売に携わる企業に大きな影響を及ぼす。新型コロナウイルスの感染拡大でも同様の危機感が高まった。気候危機や感染症によって多数の人の日常生活に混乱が起り、農作物の収穫が滞り、工場の生産が止まれば、あらゆる企業の事業が成り立たなくなる。世界中の名だたる企業が気候危機の抑制を最重要の経営課題に挙げて取り組むのは当然のことである。企業に投融資する金融機関も同様に、ESG（環境・社会・企業統治）投資の動きが活発だ。ESG に取り組まない企業に将来性がないことは、ビジネスの世界の常識になったと言ってよい。

この潮流から日本の企業も逃れることはできない。海外の有力企業が世界全体のサプライチェーンを脱炭素化しようと動き始めている。代表的な例は IT（情報技術）企業のアップルである。アップルは自らの事業で使用する電力を 2018 年から全世界で自然エネルギー100%に切り替え、今後も電力使用量の増加に合わせて 100%の状態を維持していく方針だ。しかし自社だけが排出量を削減しても地球全体に及ぼす効果は限定的である。世界各国に広がるサプライチェーン（製品の原材料・部品の調達から、製造、輸送、販売、消費、廃棄までの流れ）の全体を通じて排出量を減らす必要がある。そのため各国のサプライヤーに対して、アップル向けに生産する部品を自然エネルギー100%で作るように要請している。日本でも大手の半導体・電子部品メーカーを筆頭に各社が対応に追われている。2020 年 7 月には、サプライチェーンを含めて 2030 年までにカーボンニュートラルを達成する計画を発表した<sup>111</sup>。同様の動きはアップルや IT 産業に限らず、自動車や食品・日用品、物流・小売、建設・不動産など、あらゆる産業に広がってきた。

---

<sup>111</sup> 自然エネルギー財団「Apple の 2030 年カーボンニュートラルの波及効果」（2020 年 7 月）参照  
<https://www.renewable-ei.org/activities/column/REupdate/20200730.php>

自然エネルギーの電力を100%利用することを目指す「RE100」に加盟する日本の企業は35社（2020年7月現在）に達し、米国と英国に続いて3番目に多い国になった<sup>112</sup>。各社は遅くとも2050年までに100%の目標を達成するために、自家発電、自然エネルギー100%の電力購入、自然エネルギー由来の証書購入など、さまざまな手段を駆使して脱炭素化に取り組んでいる。すでに城南信用金庫が2019年7月から、自然エネルギー100%の電力で事業を運営する体制に切り替えた。ITの楽天と不動産のヒューリックは2025年までに、小売の丸井グループとアスクルは2030年までに、それぞれ100%の達成を目指して自然エネルギーの電力を増やしている。

RE100に加盟していない企業でも、自然エネルギーの開発・導入を積極的に推進する動きが数多く見られる。トヨタ自動車や花王が代表的な例である。トヨタ自動車は2018年に自然エネルギーの発電所を開発するファンドに100億円を投資したほか<sup>113</sup>、愛知県の臨海工業地帯にある工場に大規模な風力発電所（出力26MW）を建設中で、発電した電力を工場内で自家消費する計画だ<sup>114</sup>。花王は日本を含む世界各国の工場を自然エネルギー100%に転換して、温室効果ガスの排出削減を急ピッチで進めている<sup>115</sup>。自動車と日用品の分野でも海外のライバル企業が自然エネルギーによる脱炭素化で先行しており、更に遅れをとってしまうとグローバルな競争で生き残れなくなる危機感がある。

企業が日本国内で自然エネルギー100%を達成するためには数多くの課題が残っている。日本で事業を展開する海外の企業も対応に悩んでいるのが実情だ。自然エネルギーの利用拡大に取り組む主要企業20社の意見をもとに、自然エネルギー財団がCDP JapanとWWFジャパンと共同で、政府と電気事業者に対する提言を2020年1月に公表した<sup>116</sup>。日本が自然エネルギーの電力を利用しやすい国になるように、3つの戦略と9つの施策を提案している（表5-3）。

---

<sup>112</sup> RE100 ウェブサイト「RE100 Overview」 <https://www.there100.org/re100> 同「East Asia」（2020年7月9日最終アクセス） <https://www.there100.org/east-asia> ならびに日本気候リーダーズ・パートナーシップ（JCLP）ウェブサイト「RE100・EP100・EV100 国際企業イニシアチブについて」（2020年7月9日最終アクセス） <https://japan-clp.jp/climate/reoh>

<sup>113</sup> 自然エネルギー財団「自然エネルギーの電力を増やす 企業・自治体向け電力調達ガイドブック 第2版」（2019年1月）  
[https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI\\_GuidebookREProcurement\\_ver2\\_JP\\_201901.pdf](https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI_GuidebookREProcurement_ver2_JP_201901.pdf)

<sup>114</sup> トヨタ自動車株式会社ウェブサイト「『トヨタ自動車田原工場風力発電所設置事業 環境影響評価準備書』の続きの開始について」（2020年7月30日最終アクセス）  
<https://global.toyota.jp/sustainability/esg/challenge2050/challenge3/tahara-201809/>

<sup>115</sup> 自然エネルギー財団「花王、自然エネルギー100%の工場を世界各地に：太陽光発電の自家消費も相次いで開始」（2019年4月26日） <https://www.renewable-ei.org/activities/column/CorpCS/20190426.php>

<sup>116</sup> 自然エネルギー財団「提言 気候変動に取り組む企業が求める3つの戦略と9つの施策～自然エネルギーの電力を利用しやすい国に～」（2020年1月31日）  
[https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/Proposal\\_RE-Users\\_JP\\_200131.pdf](https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/Proposal_RE-Users_JP_200131.pdf)

この中では、国がとるべき第1の戦略として、2030年度の目標である「非化石電源比率44%」を原子力に依存することなく、自然エネルギーだけで達成することを挙げた。本報告書の第3章、第4章で示したように、エネルギー転換を促進する政策を実行すれば、2030年度に自然エネルギーの比率を44%以上に引き上げることは十分に可能である。それと合わせて第2・第3の戦略として、自然エネルギーの発電コストを低減させて、自然エネルギー100%の電力の価格を安価にする。日本中の企業が自然エネルギーの電力を利用しやすくなり、国全体の脱炭素化が進むと同時に、グローバルな市場における日本企業の競争力も高まる。

このような戦略を推進するために、提言では「エネルギー転換の推進」「送配電ネットワークの改善・強化」「企業・自治体の利用促進」という観点から9つの施策を提示した。特に企業や自治体が自然エネルギーの利用を拡大するにあたって、現時点で障壁になっている3つの点で改善を求めた。いずれも欧米の先進国では実現していることばかりである。

第1に、企業や自治体などの需要家が発電事業者と直接PPA（電力購入契約）を締結できるようにすること。現在は小売電気事業者を介在させないとPPAを結ぶことができず、企業や自治体が自然エネルギーの電力を調達する手段として活用しにくい。

第2に、自然エネルギーの電力が有する環境価値（CO<sub>2</sub>を排出しないなどの効果）を国全体で把握できるようにすること。海外の多くの国では発電所から需要家まで、自然エネルギーの電力の属性情報（発電方法や発電所の所在地など）を追跡できるトラッキングシステムが整備されている。需要家が自然エネルギーの電力を利用していることを証明するためにトラッキングシステムが重要な役割を担う。RE100でもトラッキングシステムの利用を推奨している。

そして第3に、自然エネルギーの電力の環境価値を取引する非化石証書の価格の問題がある。非化石証書のうち、固定価格買取制度（FIT）の適用を受けた電力の環境価値は「FIT非化石証書」として市場で取引されているが、最低価格が1.3円/kWh（キロワット時）に設定されていて、企業や自治体が購入する自然エネルギーの電力の価格を押し上げている。海外の多くの国では0.1~0.2円/kWh程度で証書を購入できる。日本でも自然エネルギーの発電コストが海外の水準に近づいてきたことを考えれば、非化石証書の最低価格をもっと低い水準に下げることが妥当である。企業や自治体が自然エネルギーの電力を購入するコストが低下して、利用量の拡大につながる。

国全体で脱炭素化を推進していくうえで、需要家が使用する電力を化石燃料主体から自然エネルギー100%へ転換すれば大きな効果をもたらす。自然エネルギーの電力を利用しやすくするための3つの戦略と9つの施策を政府が率先して実行することが急務である。

表 5-3 提言 気候変動に取り組む企業が求める3つの戦略と9つの施策

<p><b>[提言]</b></p> <p><b>気候変動に取り組む企業が求める3つの戦略と9つの施策</b></p> <p><b>自然エネルギーの電力を利用しやすい国に</b></p>
<p><b>[3つの戦略]</b></p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. 2030年までに国全体の発電電力量の44%以上を自然エネルギーで供給する。</li><li>2. 2030年までに自然エネルギー（太陽光と風力）の発電コストを化石燃料（石炭とガス）の発電コストよりも低減させる。</li><li>3. 2030年までに自然エネルギー100%の電力を他の種別の電力と同等の価格で販売する。</li></ol>
<p><b>[9つの施策]</b></p> <p>◇エネルギー転換の推進</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. 自然エネルギーの開発に関する規制緩和（環境に配慮したうえで）</li><li>2. FIT（固定価格買取制度）に依存しない自然エネルギーの導入促進</li><li>3. 優先給電ルールの改定（自然エネルギーを最優先に供給）</li></ol> <p>◇送配電ネットワークの改善・強化</p> <ol style="list-style-type: none"><li>4. 日本版コネクト&amp;マネージの早期実施</li><li>5. 送電網の強化に予算を重点配分</li><li>6. 配電レベルの電力融通を促進（送電事業と配電事業の分離も検討）</li></ol> <p>◇企業・自治体の利用促進</p> <ol style="list-style-type: none"><li>7. 需要家と発電事業者でPPA（電力購入契約）を可能に</li><li>8. 環境価値のトラッキングシステムを整備</li><li>9. FIT非化石証書の入札最低価格を引き下げ</li></ol>

出典) 自然エネルギー財団「提言 気候変動に取り組む企業が求める3つの戦略と9つの施策～自然エネルギーの電力を利用しやすい国に～」(2020年1月31日)  
[https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/Proposal\\_RE-Users\\_JP\\_200131.pdf](https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/Proposal_RE-Users_JP_200131.pdf)

## 第5節 自治体の実行力の強化

地方自治体は、従来から環境政策や都市づくりなどにおいて、地域の特性に応じた取組みを展開し、いくつかの地方自治体では国に先駆けた先駆的な政策を展開してきた。自然エネルギーの拡大については、特に2011年3月の東日本大震災と福島原発事故以降に、全国の多くの自治体で導入拡大をめざす取組みが始まっている。

その代表的な動きは、2011年7月に設立された自然エネルギー協議会<sup>117</sup>と指定都市自然エネルギー協議会<sup>118</sup>である。前者は34の道府県で構成され、後者は19の政令指定都市で構成されている。ともに地域特性を生かした自然エネルギーの普及・拡大を加速させることを目的とし、各自治体における自然エネルギーの先進的取り組み事例や、実際に発生した問題や課題などの情報交換、情報共有を行うとともに、国に対する政策提言を行っている。

<sup>117</sup> 自然エネルギー協議会 <http://www.enekyo.jp/>

<sup>118</sup> 指定都市自然エネルギー協議会 <https://enekyo-city.jp/>

これらの協議会では、これまで2030年に30%を超える自然エネルギー電力の実現を目標にしてきたが、本年（2020年）7月、自然エネルギー協議会は、「2030年には自然エネルギー発電比率を40%超えとする」ことを、指定都市自然エネルギー協議会は「主力電源化に必要な目標値として『2030年までに少なくとも45%』を目指し、第6次エネルギー基本計画に盛り込むこと」を国に求める提言を公表している。

また、昨年（2019年）以降、気候危機の進行に対し積極的な取り組みを宣言する自治体が急速に増加している。これまでに東京都・京都市・横浜市を始めとする101の自治体（18都道府県、48市、1特別区、25町、9村）が「2050年までに二酸化炭素排出実質ゼロ」を表明し、表明した自治体を合計すると日本の総人口の過半数を超える約6,386万人となっている（2020年6月25日時点）。これらの自治体の多くは、いまだ目標を宣言した段階にとどまっており、排出ゼロに向けてどのように取組みかは明確でないが、今後、自然エネルギーの大幅拡大をめざすことになるのは確実である。

2030年に自然エネルギー電力で45%を供給し、持続可能なエネルギーミックスを実現するために、自治体が果たすべき役割は極めて大きい。自然エネルギー財団では、2017年6月に「地域エネルギー政策に関する提言－自然エネルギーを地域から拡大するために－」<sup>119</sup>を公表し、その中で地域エネルギー政策の強化に必要な観点や手法を11の具体的な提言として示している。これらの提言は、2030年へ向けて自然エネルギー拡大を進める上でも有効である。

また、自治体が自然エネルギー拡大にむけて大きな役割を果たせるようにするためには、自らの実行力を強化することも重要である。特に、前項で触れた自然エネルギー導入に関する複雑な土地利用規制を調整し、地域における自然エネルギーのポテンシャルを最大限活用していくためには、自治体の調整的機能が重要である。しかし実態としては、自然エネルギーの導入に関わる自治体の人員や経験、財源は、著しく不足していることが報告されてきた<sup>120</sup>。前述の農山漁村再エネ法についても、基本計画の策定には協議会の運営等が必要だが、これに充てられる自治体のリソースに限界があることも活用が進んでいない一因と言われている。更には、10年弱の再エネ特措法の制度運用の中で発生するようになった様々な課題に対応するために、自治体の負担はむしろ増加傾向にある。また、再エネ特措法抜本見直しの議論の中では、「地域活用電源」の概念が提示され、災害時の活用を担保するために「地方自治体の関与・連携が重要」とされた<sup>121</sup>。

---

<sup>119</sup> 自然エネルギー財団「地域エネルギー政策に関する提言－自然エネルギーを地域から拡大するために－」（2017年6月）

[https://www.renewable-ei.org/images/pdf/20170621/REI\\_Report\\_20170621\\_LocalEnergyPolicy.pdf](https://www.renewable-ei.org/images/pdf/20170621/REI_Report_20170621_LocalEnergyPolicy.pdf)

<sup>120</sup> 倉坂英史・関川千恵美「地方自治体における再生可能エネルギー政策の課題－隔年実施の自治体再生可能エネルギー政策調査を踏まえて」公共研究 Vol14（1）272－285、2018年

<sup>121</sup> 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会「中間とりまとめ」2020年2月25日

今後、自治体が自然エネルギーの普及に更に積極的・自発的に取り組めるように、自治体に不足する資源（人材・経験、資金）を充足させる国レベルでの仕組みが必要である<sup>122</sup>。

日本では、基礎自治体の一般的な人事では、専門職員が長期間同じ分野を担当できるとは限らない。ドイツ連邦環境省が気候変動マネジャーという地域密着型の専門家の雇用（3年間）を支援している事例などを参考に、民間の専門人材でも一定の地域にコミットできるように、人件費を補助することが考えられる。また、地域ごとに専門家をネットワークし、立地調整や合意形成など自然エネルギー事業の調整・サポート機能を委ねていくという方向性も現実的であり、日本では自然エネルギー信州ネット（長野県）<sup>123</sup>、エネルギー・エージェンシーふくしま（福島県）<sup>124</sup>など、すでに類似の仕組みを持つ自治体もある。

こうした先行事例を参照しつつ、財源の確保は国の責任として行うことが、今後の自然エネルギーの導入加速に向けて重要である。

---

<sup>122</sup> 財源の確保については、自然エネルギー協議会は、無人の太陽光発電等も法人二税の課税対象とすることを、2018年7月から提言している。ただし、これらの法人二税は都道府県の税収となるため、市町村の税収にはならない。そこで、エネルギー特別会計を財源として自治体の支援を行う、もしくは普通交付税の算定基礎に含めるなどの大胆な仕組みを考えたい。

エネルギー特別会計については、その中の石油石炭税を財源とするエネルギー需給勘定からエネルギー需給構造高度化対策として、自治体向けの補助・委託事業などが多数行われてきた。この予算を、自治体の職員の雇用、もしくは特定の地域に一定以上の期間コミットできる人材の確保に使えるように変更することが自治体の主体的・継続的な取組を支援する点で重要である。

普通交付税については、2014年度から地方財政計画に「地域の元気創造事業費（3,500億円）」が計上され、算定にあたっては、各自治体の経済活性化施策の成果（農業産出額、延べ宿泊者数、若年者就業者数など）が考慮されている。この指標に、自然エネルギーの発電容量や発電電力量などが加えることができれば、自治体内部での政策的位置づけを高めることができる。

<sup>123</sup> 自然エネルギー信州ネット <http://www.shin-ene.net/>

<sup>124</sup> エネルギー・エージェンシーふくしま <https://energy-agency-fukushima.com/>

## 第6章 エネルギー政策の選択の時

### パンデミックからの緑の回復

IPCCの1.5°C報告書が明確に示すように、世界は2030年までの10年の間に、2050年二酸化炭素排出実質ゼロという目標を実現する軌道へ入らなければならない。2020年は本来、年末に予定されていたCOP26までに、世界各国が削減目標を引き上げ、2030年までの大幅削減を実現する道筋を明らかにすべき年だった。

年初から世界に急拡大した新型コロナウイルス感染症によりCOP26は2021年に延期されたが、気候危機への取り組み強化の重要性は全く変わらない。むしろ、新型コロナウイルス感染症が引き起こしたパンデミックは、エネルギー政策の選択の重要性を更に高めることになった。世界経済は2020年に4.9%減少すると予測されており、エネルギー分野の投資は20%縮小するとされている。各国政府が表明した経済対策は、既に約11兆ドルという巨大な規模に達している。これだけの資金が、短期間に集中して使われることは、2030年に至る10年間では再びありえないだろう。経済危機からの回復をめざす巨額の資金は、ただ単に以前の状態に復帰するためではなく、脱炭素社会の実現に貢献するように用いられなければならない。

様々な国際機関や各国政府などから、グリーン・リカバリー、サステイナブル・リカバリーなどの名称で、パリ協定の目標と整合する経済回復戦略の必要性が提起されているのは、こうした問題意識が共有されているからに他ならない。

国際再生可能エネルギー機関（IRENA）を中心とする世界のエネルギー企業、シンクタンクなどの連合体「IRENA Coalition for Action（行動に向けた連合）」は、4月28日の時点で、各国政府に対し、「再生可能エネルギーがもたらした進歩を活用し、世界全体で気候と持続可能性の目標を達成するために必要な取り組みを見失うことがないように求める」声明を公表している<sup>125</sup>。

5月14日には、国際連合開発計画（UNDP）のアヒム・シュタイナー総裁とIRENAのフランチェスコ・ラ・カメラ事務局長が連名で、「石油時代を脱却し、歴史に新たなページを（Turning the Page on the Age of Oil）」という見解を表明している（次頁）<sup>126</sup>。

---

<sup>125</sup> IRENA Coalition for Action "Call to Action in Response to COVID-19: Renewable Energy is a Key Part of the Solution" (2020年4月28日)  
[https://coalition.irena.org/-/media/Files/IRENA/Coalition-for-Action/Publication/IRENA\\_Coalition\\_COVID-19\\_response.pdf](https://coalition.irena.org/-/media/Files/IRENA/Coalition-for-Action/Publication/IRENA_Coalition_COVID-19_response.pdf)

\* 邦訳版（非公式）は、同日付で自然エネルギー財団ウェブサイトに掲載されている。  
[https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/IRENA\\_CoalitionforAction\\_Response\\_to\\_COVID-19\\_JP.pdf](https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/IRENA_CoalitionforAction_Response_to_COVID-19_JP.pdf)

<sup>126</sup> EURACTIV "Turning the page on the age of oil" (2020年5月14日)  
<https://www.euractiv.com/section/development-policy/opinion/turning-the-page-on-the-age-of-oil/>  
\* 邦訳版（非公式）は、2020年5月27日付で自然エネルギー財団ウェブサイトに掲載されている。  
<https://www.renewable-ei.org/activities/column/REupdate/20200527.php>

各国政府は、パンデミックからの社会活動や経済活動の回復に向けて血税をどう投じていくか決定することになるが、そこで選択を迫られる。選択肢の1つは、化石燃料産業の景気対策を講じることだ。しかしこれはその場しのぎの策にすぎず、ゆくゆくは自然との衝突を招く流れに拍車をかけるだけだ。もう1つの選択肢は未来への投資だ。つまり、自然エネルギーを原動力に、強靭性を追求した回復への道である。世界の温室効果ガス排出量の73%はエネルギー由来である。その意味では、これは数十年に1度あるかないかの大転換のチャンスなのだ。

国際エネルギー機関（IEA）も6月に公表した「Sustainable Recovery」<sup>127</sup>の中で、電力分野における主要な経済回復策として、送電網の拡張と近代化、風力発電と太陽光発電の拡大加速化を強調している。

各国政府から公表されている回復戦略の中で、脱炭素社会の実現に向け最も明確な方針を示しているのは、欧州連合（以下EU）である。EUは2020年5月27日に7,500億ユーロ（約90兆円）の基金「次世代の欧州（Next Generation EU）」を創設する復興計画案を公表し、7月21日の首脳会議で創設を決定した。欧州委員会のウルズラ・フォン・デア・ライエン委員長は案の公表に当たり次のように述べていた<sup>128</sup>。

このリカバリー・プランは、復興支援のみならず「未来」への投資によって、我々が直面する壮大な課題を一つの機会へと発展させるものだ。「未来」とは、欧州グリーンディールとデジタル化である。これらに投資することで、雇用創出と経済成長、社会の強靭性、そして健全な環境を促進する。これは、欧州にとっての契機である。

新型コロナウイルスの感染が拡大する前の2019年12月に、EUは「欧州グリーンディール（The European Green Deal）」という政策パッケージを公表していた。これは2050年までに「世界初の気候中立な大陸」を実現するための新たな成長戦略であり、今後10年間（2021～2030年）で官民合わせて少なくとも1兆ユーロ（約120兆円）の「持続可能な投資」を実行するものである<sup>129</sup>。

---

<sup>127</sup> “IEA “Sustainable Recovery World Energy Outlook Special Report” (2020年6月18日)  
<https://webstore.iea.org/sustainable-recovery-weo-special-report>”

<sup>128</sup> 欧州委員会プレスリリース “Europe’s moment: Repair and prepare for the next generation” (2020年5月27日) [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_20\\_940](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_940)

<sup>129</sup> 欧州委員会プレスリリース “Europe’s moment: Repair and prepare for the next generation” (2020年5月27日) [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_20\\_940](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_940)

欧州委員会 “The European Green Deal COM(2019) 640 final” (2019年12月11日)  
[https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF)、欧州委員会ウェブサイト “The European Green Deal: Questions & Answers” (2020年7月13日最終アクセス)  
[https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs\\_19\\_6714](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs_19_6714)



今回のリカバリー・プランでは「回復戦略としての欧州グリーンディール」が基本政策に位置付けられている。短期的なダメージの回復に向けて、長期プログラムへも資金を投入するという方針の下、具体的には以下の領域が挙げられている（この他に、デジタル化や失業対策等も対象となっている）<sup>130</sup>。

- ・ 建物・インフラのリノベーション、サーキュラーエコノミー、地域の雇用創出
- ・ 自然エネルギープロジェクト（特に風力・太陽光）、水素社会
- ・ クリーンな運輸・物流（EV 充電設備、鉄道での移動、都市・地域でのクリーンモビリティ）
- ・ 「公正な移行基金（Just Transition Fund）」活用による人材再教育、ビジネス支援強化

持続可能な投資の基準として、欧州委員会（以下 EC）は 2018 年以降「タクソノミー（Taxonomy）」の策定を進めてきた。コロナ危機からの回復に向け巨額の投資が行われることになり、EU タクソノミーの重要性は一層高まっている。具体的な検討作業は、EC が設置した「サステナブル金融に関する技術専門家グループ（TEG）」がその責務を担い、2020 年 3 月には最終報告書が公表された。本報告書の技術附属書では、個別の経済活動に対する評価基準を EC への提言という形で示している<sup>131</sup>。

発電方法についてみれば、この基準が持続可能な経済活動として認めるのは、排出係数が 100gCO<sub>2</sub>eq/kWh 以下のものだけである。石炭火力は CCS 付であっても対象にならず、ガス火力は CCS 付であれば対象になりうる。ただし、この排出係数は 5 年毎に見直し「2050 年までに 0gCO<sub>2</sub>e/kWh」へと低減させていく。原子力については、排出はほぼゼロであるが、「他の環境目的達成を大きく阻害しない」か否かについて評価がわかれており、現状では保留扱いになっている<sup>132</sup>。結果として、EU タクソノミーが持続可能な発電方式として、明確に認めているのは自然エネルギー電源だけである。

---

<sup>130</sup> 欧州委員会プレスリリース “Europe’s moment: Repair and prepare for the next generation”（2020 年 5 月 27 日）[https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_20\\_940](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_940)

<sup>131</sup> 欧州委員会ウェブサイト “EU taxonomy for sustainable activities”（2020 年 7 月 14 日最終アクセス）[https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/banking-and-finance/sustainable-finance/eu-taxonomy-sustainable-activities\\_en](https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/banking-and-finance/sustainable-finance/eu-taxonomy-sustainable-activities_en)

<sup>132</sup> Technical expert group on sustainable finance (TEG) “Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance”ならびに“Taxonomy Report Technical Annex Updated methodology & Updated Technical Screening Criteria”（2020 年 3 月 9 日）  
[https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/business\\_economy\\_euro/banking\\_and\\_finance/documents/200309-sustainable-finance-teg-final-report-taxonomy\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/200309-sustainable-finance-teg-final-report-taxonomy_en.pdf)  
[https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/business\\_economy\\_euro/banking\\_and\\_finance/documents/200309-sustainable-finance-teg-final-report-taxonomy-annexes\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/200309-sustainable-finance-teg-final-report-taxonomy-annexes_en.pdf)

## この10年で日本を変える

2020年から2021年にかけて、日本のエネルギー政策は大きな選択を行うべき時を迎える。2021年に延期されたCOP26までに地球温暖化対策計画の改定が予定されており、これに合わせてエネルギー基本計画の再検討も開始される。2030年までの温室効果ガス削減目標をパリ協定と1.5°C目標に整合するように引き上げ、これにふさわしいエネルギーミックスに改定する必要がある。

地球温暖化対策計画の改正においても、エネルギー基本計画の改正においても、その中心におくべきは、エネルギー効率化とともに、自然エネルギーの飛躍的な拡大である。政府も以前から「自然エネルギーの主力電源化」を唱えていたが、最近では「再エネ型経済社会の創造」を提起している<sup>133</sup>。洋上風力の拡大や自然エネルギー電力の系統接続の改善の試みに示されているように、政府の中で、従来以上に自然エネルギー拡大を進める方向が強まっていることは確かである。

また、日本の経済3団体の一つである経済同友会も、2020年7月に「世界的な気候変動対策や国際公約の遵守に貢献するだけでなく、日本のエネルギー自給率の向上にも寄与する」という観点から、2030年再生可能エネルギーの電源比率を40%とすることを提言している<sup>134</sup>。

重要なのは、自然エネルギー拡大の規模と速度を、世界で進むエネルギー転換に見合うものにできるか、気候危機の回避に必要なレベルに高められるかという点であり、これからの選択にかかっている。様々な企業や自治体ネットワークの意欲的な提言を受け止め、2030年の自然エネルギー電力の割合を少なくとも45%程度までに高めることが必要である。

45%という水準は、現在の政府需給見通しの22~24%の2倍程度にあたるが、世界的にはとびぬけて高い目標では全くない。欧州では、発電向けの水力資源が豊富に存在するというような、地理的に有利な条件にない国でも、既に自然エネルギーで電力消費の大きな割合を供給している。2019年の時点でデンマークは66%、ドイツが44%、スペイン、イタリア、英国が36~37%という状況である。アジアでも、2019年時点で中国が27%、インドが21%と既に日本を追い抜いている。

---

<sup>133</sup> 総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会/電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会（第18回） 基本政策分科会 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第6回）合同会議（2020年7月22日）資料2

<sup>134</sup> 経済同友会「2030年再生可能エネルギーの電源構成比率を40%へ- その達成への道筋と課題の克服 -」（2020年7月）<https://www.doyukai.or.jp/policyproposals/articles/2020/200729a.html>

国際エネルギー機関(IEA)の中心的な報告書「世界エネルギー見通し」2019年版(WEO2019)では、パリ協定と整合する持続可能な開発シナリオ(SDS)を示している。これによれば、2018年から2040年にかけて世界全体の電源割合は、石炭火力が38%から6%へと低下し、原子力発電は10%~11%へと横ばいであるのに対し、自然エネルギーは26%から67%へと拡大していく。この見通しには、先進諸国や更には中国やインドの直近の動向、政策の変化が反映されている。

直近の政府の審議会資料においても、自然エネルギー拡大の重要性を指摘する一方で、原子力発電と高効率と称する石炭火力発電を継続する意向が明確に示されている<sup>135</sup>。世界がコロナ危機からの回復を脱炭素社会への転換の起爆剤とする中で、日本政府が石炭と原子力への固執を続けられれば、日本と世界の乖離は更に大きくなってしまふ。

ドイツは2010年に17%だった自然エネルギー電力の割合を2019年に44%にまで高め、2020年前半の速報値では50%を超えた。英国は2012年から2019年までに石炭火力の割合を38%から2%までに劇減させた。政府が高い自然エネルギー導入を軸にエネルギー転換を行う明確な目標を定め、企業と自治体がある実現にむけて本来の力を発揮できる環境を整えれば、10年間で大きな変化を成し遂げることができる。

四季折々の多彩な自然を享受する日本は、太陽光、風力、水力、地熱、バイオマスという自然エネルギーを視野に入れれば、決して資源小国ではなく、持続可能なエネルギー資源に恵まれた豊かな国である。2030年に向けて、この豊かな資源を活かし、原発にも石炭火力にも依存しない日本を実現する。それがいま行ふべきエネルギー政策の選択である。

---

<sup>135</sup> 第31回総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会資料(2020年7月1日)、第26回 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資料(2020年7月13日)など

2030年エネルギーミックスへの提案（第1版）  
自然エネルギーを基盤とする日本へ

2020年8月6日

公益財団法人 自然エネルギー財団

〒105-0003 東京都港区西新橋 1-13-1 DLX ビルディング 8F

TEL：03-6866-1020 FAX：03-6866-1021

[info@renewable-ei.org](mailto:info@renewable-ei.org)

[www.renewable-ei.org](http://www.renewable-ei.org)