

---

# 日本における再エネ電力調達 に関する調査

2022年9月

一般財団法人 日本エネルギー経済研究所

## 目次

エグゼクティブサマリー .....	2
用語集 .....	6
第1章 調査の背景と目的 .....	7
第2章 日本における企業の再エネ電力調達 .....	9
2.1.再エネの高コストと導入可能量の制約に関する課題 .....	9
2.1.1 高コスト .....	9
2.1.2 系統制約 .....	12
2.2.再エネ電力調達の選択肢 .....	14
2.2.1 環境価値証書 (EAC) と再エネトラッキング .....	14
2.2.2 コーポレート PPA/VPPA .....	19
第3章 政策提言 .....	23
APPENDIX 日本の再生可能エネルギー開発 .....	29
A.1 日本の再生可能エネルギー開発の現状と課題 .....	29
A.2 主要な再生可能エネルギー支援政策 .....	31

## 日本エネルギー経済研究所

電力・新エネルギーユニット 次世代エネルギーシステムグループ 主任研究員 カン思超  
 電力・新エネルギーユニット 次世代エネルギーシステムグループ 主任研究員 中村博子  
 電力・新エネルギーユニット 再生可能エネルギーグループ 主任研究員 笹川亜紀子  
 電力・新エネルギーユニット 担任補佐 研究理事 柴田善朗  
 元日本エネルギー経済研究所 主任研究員 永富悠

## エグゼクティブサマリー

再生可能エネルギー（以下：再エネ）は、日本のカーボンニュートラル戦略において重要な位置付けとなっている。2021年10月に閣議決定された第6次エネルギー基本計画（第6次SEP）では、2030年までに電源構成全体の36%~38%を再エネで賄う方針を掲げている。これは、前回のSEPで掲げられた再エネ目標比率（22%~24%）に比べかなり野心的な数字である。それと同時に、近年では再エネの直接調達を模索する日本企業も増えている。例えば、企業が消費電力の100%を再エネ電力で賄うことを目指す国際的なイニシアチブ「RE100」に参加している日本企業数は、5年前（2017年）にはわずか3社であったが2022年4月には69社に達している。

2012年の固定価格買取（FIT）制度の導入以来、日本の再エネ開発は急速に進んでいる。しかし、再エネの発電コストは諸外国に比べ依然として高く、その高コストがFIT賦課金の形で電力消費者に転嫁されている。企業による再エネの調達は、一般消費者へのこれ以上の負担増を避けつつ、再エネ開発を支える手段となりうる。ただし、RE100の報告書<sup>1</sup>によると、企業の再エネ調達において、日本は世界で最も難易度の高い場所の一つであるという。高コストと供給の少なさが2大問題点として挙げられている。弊所は、こうした背景を踏まえ、日本において企業が再エネ調達を行う上での主な課題は何か、調達企業が求める再エネ電力市場の実現に向けた課題解決にはどのような政策や制度が必要なのかを明らかにすべく調査を行った。調査においては、よく提起される課題についてより詳細に把握するため、再エネ開発事業者や小売電気事業者、需要家企業、業界団体、さらには専門家など、さまざまなステークホルダーにインタビューを行った。

将来的な再エネ発電コストの削減と再エネ設備容量の拡大に関しては、土地の制約と系統接続が2大懸案事項として挙げられた。日本は山間部が多く、諸外国に比べて平地が少なく、再エネ発電所に適した安価な平地の大半はすでに開発済みとの指摘がある。しかしながら、既に物理的に適地が無いという訳ではなく、適地があったとしても現状の制度が利用の障壁となっている場合が多い。相続が適切に行われなかったことによる所有者不明土地の増加、土地利用の許可手続きの複雑さが、再エネ設備導入の支障になっている場合も多い。また、景観等の地域環境との調和を軽視した開発によって地域住民からの反発を受けることもある。

次に、系統接続に関しては、短期的な対策として「ノンファーム型」接続ルール<sup>2</sup>が全ての高圧送電線に対して実施されているものの「ノンファーム型」で接続されている再エネ設備は予見困難な出力抑制を受けるため、プロジェクトの融資適合性の判断（バンカビリティ）に悪影響を与えると懸念がある。より多くの再エネを受け入れるためには、さらなる系統容量の増強と系統利用ルールの改善が求められる。

RE100企業の多くは、再エネ電力の調達を環境価値証書（EAC）に頼っている。日本最大のEAC市場である非化石証書（NFC）市場は、現在改革の真っただ中にある。2021年11月のオークションより、需要家や仲介事業者がFIT NFC市場に参加できるようになった。

<sup>1</sup> Andrew Glumac, Shailesh Telang, Claire Lambert (2020) *Growing renewable power: Companies seizing leadership opportunities*, <https://www.there100.org/growing-renewable-power-companies-seizing-leadership-opportunities>

<sup>2</sup> 「ノンファーム型」接続ルールとは、新規電源を系統に接続する際に、空き容量がなくても、出力抑制などを前提条件に接続を認めることである。

NFC のトラッキング<sup>3</sup>については、現在 JEPX がトラッキング事業を引き継ぎ、すべての種類の NFC をカバーするようになり、RE100 の報告に活用できるようになった。今後は、トラッキングシステムの運用を通じて生じる課題に対応し微調整していくことになる。

日本では、コーポレート PPA (Power Purchase Agreement)<sup>4</sup>の市場が依然として初期段階であり、改善の余地がある。海外で採用されることが多いコーポレート PPA の一つの形式である直接型 VPPA (小売事業者を介さないバーチャルコーポレート PPA) を日本でも実現するためには、発電事業者と需要家における非 FIT NFC の直接取引が必要である。非化石証書市場の制度改革によって、VPPA を契約する需要家企業も、一定の要件を満たした場合、非 FIT NFC を発電事業者から直接調達できるようになっている。日本におけるコーポレート PPA/VPPA<sup>5</sup>の推進には、制度的な障壁以外の課題もある。例えば、再エネプロジェクトのバンカビリティの面では、長期電力購入契約を確実なものにする需要家企業 (オフテイカー) 側の信用力をいかに評価するかが非常に重要であり、この点が開発事業者にとって一番の懸念材料となっている。また、需給調整についての豊富なノウハウをもつ小売電気事業者の不足もコーポレート PPA/VPPA の障壁として挙げられる。

上記のような点を踏まえ、日本における経済合理的な再エネ供給可能量の拡大ならびにコーポレート PPA など企業の再エネ調達の促進に向けた提言を行う。

#### [再エネ供給可能量の拡大に向けて]

- (1) 地域脱炭素化促進事業の実施を迅速化するとともに、広域的ゾーニング設定のプロセスに土地所有権と土地利用に関する情報を整理する。日本における再エネ開発の最大の問題点の一つは土地利用の制約である。適地利用に対する制約は、再エネの発電コストだけでなく再エネ開発の将来性にも影響を及ぼす。適地制限の問題に対処するためには、中央政府レベルでの府省横断的な取り組みが求められる一方で、地方自治体の関与も不可欠である。環境省 (MOE) は、地球温暖化対策推進法の改正の中で、地方による脱炭素化促進事業の推進を強化した。地域脱炭素化促進事業における重要な要素は、地域再エネ開発目標と地域脱炭素化促進区域設定の二つである。地域脱炭素化促進区域設定方法には、広域的ゾーニング<sup>6</sup>が含まれる。環境省により策定されたゾーニングの手順・実施例には、ゾーニングの設定において国・都道府県の基準のみならず、市町村において環境保全や社会的配慮等の観点で考慮すべき事項も含まれる。日本の環境影響アセス (EIA) プロセスでは、一般市民の参加や都道府県からの承認といった多くの時間を要する手続きが多数の段階で必要になる。広域的ゾーニングの場合、区域選択の段階ですでに自治体と地域社会の参加が得られるため、EIA プロセスを簡素化・迅速化することができる。他方、再エネ開発コスト低減と土地制限課題解決に貢献するために、ゾーニング設定の際に、土地の所有権に関する情報を整理し適切に開発事業者へ提供することが求められる。

<sup>3</sup> トラッキングとは NFC に対して、対象電源の発電技術、発電所の立地、発電時期などの産地証明情報を付与する仕組みである。

<sup>4</sup> コーポレート PPA とは需要家企業が直接再エネ発電事業者と電力購入契約を締結することである。コーポレート PPA については様々なタイプがある。詳細は第 2 章に述べる。

<sup>5</sup> 「PPA/VPPA」はフィジカル PPA とバーチャル PPA

<sup>6</sup> 広域的ゾーニングとは、国・都道府県と市町村の環境保全・社会的配慮が必要なエリアをベースとし、関係者・関係機関との調整を踏まえ、再エネ導入に問題の無い適地を促進区域として設定する方策である。

- (2) **再エネプロジェクトの系統連系条件を改善する。**再エネ電力への投資を促すためには、系統接続および系統利用の予見性を高める必要がある。系統接続、系統運用（出力抑制）、および電力市場価格に不確実性があると、再エネプロジェクトの収益予見性が低下し、再エネ投資に悪影響を及ぼしかねない。この問題に対処するためには、電力市場参加者に発電所データと系統運用状況を適切に開示することが必要である。系統への再エネ受け入れ量拡大のため、長期的には、予見性の問題に加えて再エネの環境価値を反映した系統利用ルール制定の迅速化も望まれる。

#### [PPA など企業の再エネ調達への促進に向けて]

- (3) **需要家企業のニーズを満たすために NFC 市場と再エネトラッキングシステムを更に改善する。**日本で企業の再エネ電力調達を促進する鍵となるのは、再エネ NFC 市場への需要家の直接参加と再エネ電力トラッキングである。需要家企業の再エネ電力調達ニーズを満たすために、NFC 市場制度改革が進められ、再エネ全体を網羅するトラッキングシステムは構築されている。一方で、今後 NFC 市場と再エネトラッキングシステムを改善する際に、配慮しなければならない要素がいくつかある。例えば、追加性（新規の再エネ導入を促す効果があること）や再エネの産地等に関する情報を提供することで利用者の要望に答えることも考えられる。また、現行の NFC 市場ルールでは、NFC の有効期限は取得のタイミングにかかわらず 6 月末で終了する。RE100 企業の報告期間を考えると、例えば現在の NFC 有効期限を NFC の取得より 1 年間に改正すれば、需要家企業がより柔軟に報告に対応することができる。更には、現在のトラッキングシステムで管理される再エネ NFC が RE100 等の**最新の国際基準に適合**することも望まれる。将来的には、米国の REC（Renewable Energy Certificate）や欧州の GO（Guarantee of Origin）のような成熟した再エネ証書管理・取引システムを形成するためには、再エネ発電事業者だけでなく、送配電企業や小売り事業者等とのデータのやり取りが必要である。長期的な NFC 市場と再エネトラッキングシステムの改善には、再エネのみの問題ではなく、電力システム全体のデータの開示・管理の規則との整合性が求められる。
- (4) **コーポレート PPA/VPPA 市場を拡大する。**そのためには、関連する制度改革の情報を迅速に企業に情報発信する。また、コーポレート PPA/VPPA に関する政府ガイダンスを策定する。需要家企業の再エネ調達ニーズの高まりに応じて、最近の非化石市場の制度改革によって、VPPA を契約する需要家企業に対して一定の要件を満たした場合、直接発電事業者から非 FIT NFC を調達できるようになっている。このような情報を迅速に広く企業に周知することが、コーポレート PPA/VPPA を検討している企業にとって望まれる。また、複雑な市場構造と規制環境を考えると、日本におけるコーポレート PPA/VPPA 方式の仕組みと各々に期待される役割・責任をステークホルダーが十分に理解するには、政府ガイダンスの策定が有効であると考えられる。
- (5) **FIT 賦課金軽減等の消費者負担軽減策を導入する。**最終消費者にかかる FIT 賦課金の負担増は、日本の再エネ開発において最も大きな問題の一つである。FIT の購入期間が 10~20 年（発電技術や規模による）であることを考えると、FIT 賦課金の負担を

もたらしているのは FIT 制度開始から数年のうちに認定された高い価格設定の既存 FIT プロジェクトである。FIT 賦課金の上昇を抑制するために、入札制度や FIP (feed-in premium) の導入等これまで多くの対策が講じられてきた。ただし、FIP 制度へ移行してもプレミアムの支払いを通じた賦課金は発生する。したがって、補助金を利用しないコーポレート PPA は将来の FIT/FIP の賦課金増加なしに再エネ開発を促進できる手段として期待される。一方で、今後進展するコーポレート PPA は既存の FIT 補助金の減少には結びつかないことから、電力消費者が負担する FIT 賦課金を軽減する方策の検討が求められる。例えば、ドイツは 2022 年 7 月 1 日より、電力消費者が負担する賦課金を無くし、代わりに気候基金（カーボンプライシングと政府予算を財源）から再エネ電源へ補助金を支払う施策を発表している。

## 用語集

ANRE :	Agency for Natural Resources and Energy	資源エネルギー庁
CDP	Carbon Disclosure Project	カーボン情報開示プロジェクト *英国の NGO である
CfD :	Contract for Difference	差金決済取引
EAC :	Environmental Attribute Certificates	環境価値証書
EIA:	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
FIP :	Feed-in-Premium	フィードインプレミアム
FIT :	Feed-in-Tariff	フィードインタリフ
FY :	Fiscal Year	事業年度
GHG :	Greenhouse gas	温室効果ガス
GO	Guarantee of Origin	原産地証明
JQA	Japan Association for Quality	日本品質保証機構
MAFF	Ministry of Agriculture, Forestry and Fisheries	農林水産省
METI :	Ministry of Economy, Trade and Industry	経済産業省
MLIT :	Ministry of Land, Infrastructure, Transport and Tourism	国土交通省
MOE :	Ministry of the Environment	環境省
NFC :	Non-fossil Fuel Certificates	非化石証書
OCCTO :	Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, Japan	電力広域的運営推進機関
PKS :	palm kernel shell	パーム椰子殻
PPA :	Power Purchase Agreement	電力購入契約
REC	Renewable Energy Certificate	再生エネルギー証書
SBT	Science Based Targets	科学と整合した目標設定
SEP :	Strategic Energy Plan	エネルギー基本計画
TEPCO :	Tokyo Electric Power Company Holdings	東京電力ホールディングス
VPPA :	Virtual Power Purchase Agreement	バーチャル電力購入契約

## 第1章 調査の背景と目的

日本は、2030年度までに温室効果ガス（GHG）の排出量を2013年度比で46%以上削減すること、2050年までにカーボンニュートラルを実現することを掲げている。岸田政権発足直後の2021年10月に閣議決定された第6次エネルギー基本計画（SEP）では、こうした目標を達成するためのロードマップが策定されている。第6次SEPによると、2030年までに電源構成全体の36%~38%を再エネで賄う方針であり、これは前回のSEPで掲げられた再エネ目標比率（22%~24%）に比べかなり野心的な数字となっている。36%~38%という目標を達成するには、2030年度までに再エネ発電容量を現行水準（2021年の84GW）の2倍（147~161GW）に引き上げなければならない。

政府のみならず、民間企業のカーボンニュートラルへの取り組みが強化されている。企業が消費電力の100%を再エネ電力で賄うことを目指す国際的なイニシアチブ「RE100」に参加している日本企業数は、5年前（2017年）にはわずか3社であったのが2022年4月までに69社に達している。2019年に設立されたRE Actionは、2050年までの再エネ利用100%化を掲げ、消費電力量の比較的小さい<sup>7</sup>組織を対象としている団体である。このRE Actionに参加している組織数は2021年5月時点で258社にのぼる。

2012年の固定価格買取（FIT）制度の導入以来、日本の再エネ開発は急速に進んでいる。上で述べたように、日本の将来の電力供給において再エネが果たすべき役割は一層大きくなっている。

日本の再エネ発電コストは依然として世界の平均水準に比べて高い。FIT制度では、一定期間（10~20年、再エネ発電技術ごとに異なる）にわたって再エネ電力を平均卸電力価格よりも高い固定価格で買い取り、その追加コストを電力消費者に転嫁している（FIT賦課金として）。過去10年間、新規再エネ発電容量のほぼすべてがこのFIT制度の対象であったため、再エネ設置が急速に進むにつれ、電力消費者への金銭的負担は増していった。こうしたFIT賦課金の軽減は、日本の再エネ開発促進にとって解決しなければならない重要な課題の一つである。

FIT制度は、多くの国で再エネ開発の促進要因となってきた。しかし、特に太陽光と風力における再エネ発電コストの低減と最終消費者のFIT賦課金負担増を受け、大半の国はFIT制度からの卒業を進め、再エネ開発の新たな支援策を模索している。企業による再エネ調達、FIT賦課金の負担増なしに行える再エネ支援の一つの選択肢である。

近年では、企業の再エネ調達が再エネ開発の促進にとって重要な存在となっている。報告によると、民間企業が2021年に購入したクリーン電力は31.1GWにのぼり<sup>8</sup>、これは日本の再エネ設備容量全体の約37%<sup>9</sup>に相当する。今後の日本の再エネ開発においても、企業の再エネ電力調達による貢献が引き続き期待される。しかし、RE100の調査報告書<sup>10</sup>によると、企業の再エネ調

<sup>7</sup> 年間電力消費量 50GWh 以下

<sup>8</sup> BloombergNEF, (January 31, 2022) “Corporate Clean Energy Buying Tops 30GW Mark in Record Year”, [https://about.bnef.com/blog/corporate-clean-energy-buying-tops-30gw-mark-in-record-year/#:~:text=Corporate%20Clean%20Energy%20Buying%20Tops%2030GW%20Mark%20in%20Record%20Year,-January%2031%2C%202022&text=New%20York%20and%20London%2C%20January,research%20firm%20BloombergNEF%20\(BNEF\)](https://about.bnef.com/blog/corporate-clean-energy-buying-tops-30gw-mark-in-record-year/#:~:text=Corporate%20Clean%20Energy%20Buying%20Tops%2030GW%20Mark%20in%20Record%20Year,-January%2031%2C%202022&text=New%20York%20and%20London%2C%20January,research%20firm%20BloombergNEF%20(BNEF))

<sup>9</sup> 2021年9月時点で84GW

<sup>10</sup> RE100, (2020) “Growing renewable power: companies seizing leadership opportunities (RE100 Annual Progress and Insights Report 2020)”, <https://www.there100.org/growing-renewable-power-companies-seizing-leadership-opportunities>

達において、日本は世界で最も難易度の高い場所の一つであるという。高コストと供給の少なさが2大問題点として挙げられている。

日本の電力システム改革は道半ばであり、多くの市場ルール／規則が未だ策定段階にある。弊所では、こうした背景を踏まえ、日本において企業が再エネ電力調達を行う上での主な課題は何か、調達企業指向の再エネ電力市場実現に向けた課題解決にはどのような政策や規則が必要なのかを明らかにすべく本調査を行った。調査では、よく提起される課題について直接把握するため、再エネ開発事業者や小売電気事業者、需要家企業、業界団体、さらには専門家など、さまざまなステークホルダーにインタビューを行った。

## 第2章 日本における企業の再エネ電力調達

先に述べたように、日本は再エネ利用を進める企業にとって世界で最も難易度の高い国の一つである。RE100 企業によれば、高コストと選択肢の少なさが日本における再エネ電力調達の2大課題として挙げられる。

### 2.1.再エネの高コストと導入可能量の制約に関する課題

#### 2.1.1 高コスト

国際再生可能エネルギー機関（IRENA）のデータを見ると、日本の大規模事業用太陽光の総設置コストは諸外国に比べて高いことが分かる（図1）<sup>11</sup>。日本は特に、検査、電気工事、機械工事などの工事費が総コストの中で大きな割合を占めている。地震や台風といった自然災害の多い日本では、太陽光パネルや設備が災害に耐えるように工事を行わなければならない。もう一つの難しさは、適地の少なさゆえに太陽光発電システムの多くが山間部の斜面に設置されることである。こうした要因が開発コストの増大につながっている。

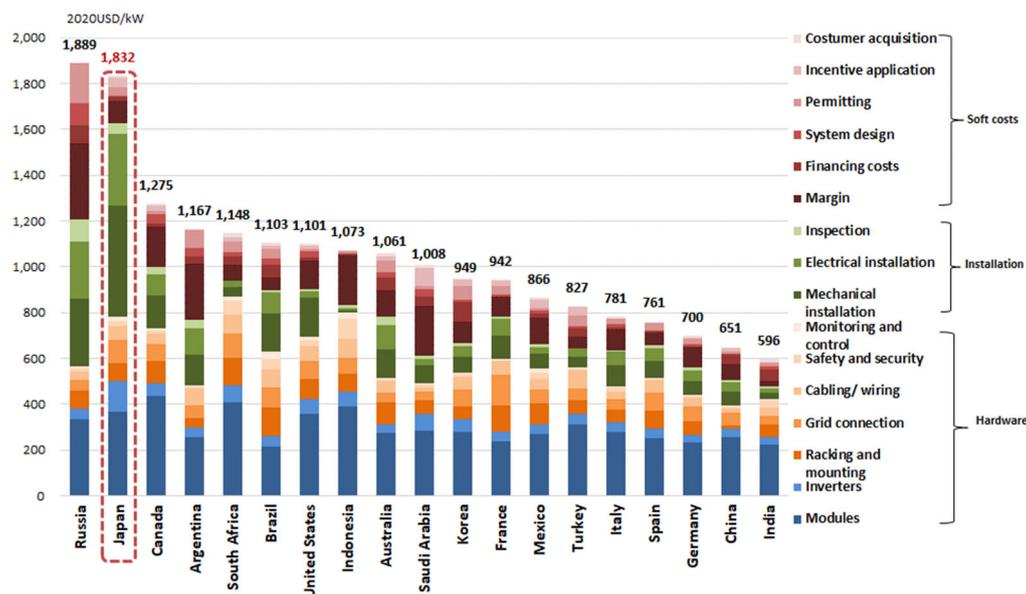


図1 大規模太陽光発電のシステムコストの各国比較（2020年）

出所：IRENA (2021)をもとに筆者作成

図2に示すのは、主要国における陸上風力の総設置コストの加重平均である。コストを徐々に下げている諸外国に対し、日本は追従できずに苦戦を強いられている。その結果、2020年には日本と諸外国のコスト差が大きく開いている。この状況を引き起こしている主な要因として、日本の風力産業における競争性とスケールメリットのなさが挙げられる。

<sup>11</sup> IRENA, (2021) *Renewable Power Generation Costs in 2020*. International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi.

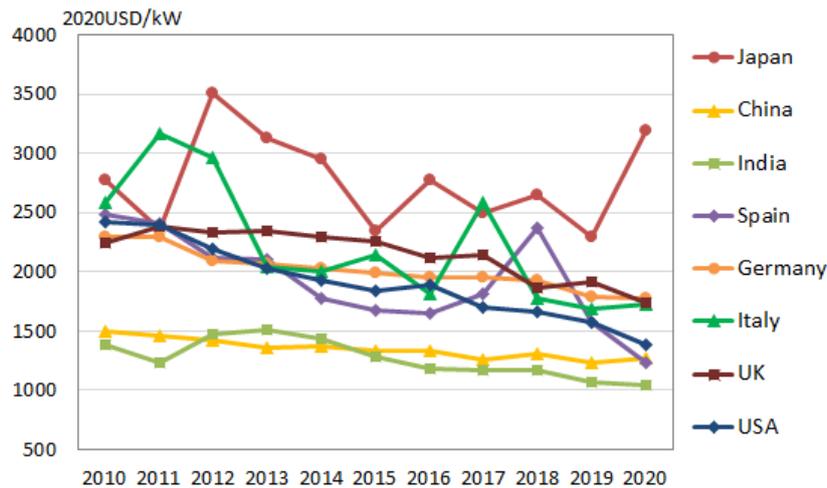


図 2 陸上風力のシステムコスト推移<sup>12</sup>

出所：IRENA (2021)をもとに筆者作成

開発事業者のインタビューでは、高い再エネ発電コストの裏に潜む大きな要因として土地利用が挙げられている。調達価格等算定委員会が取りまとめたコスト内訳によると、10 kW 超の太陽光発電プロジェクトの資本費の中で「土地造成費」は減少するどころか過去数年でむしろ増加している。

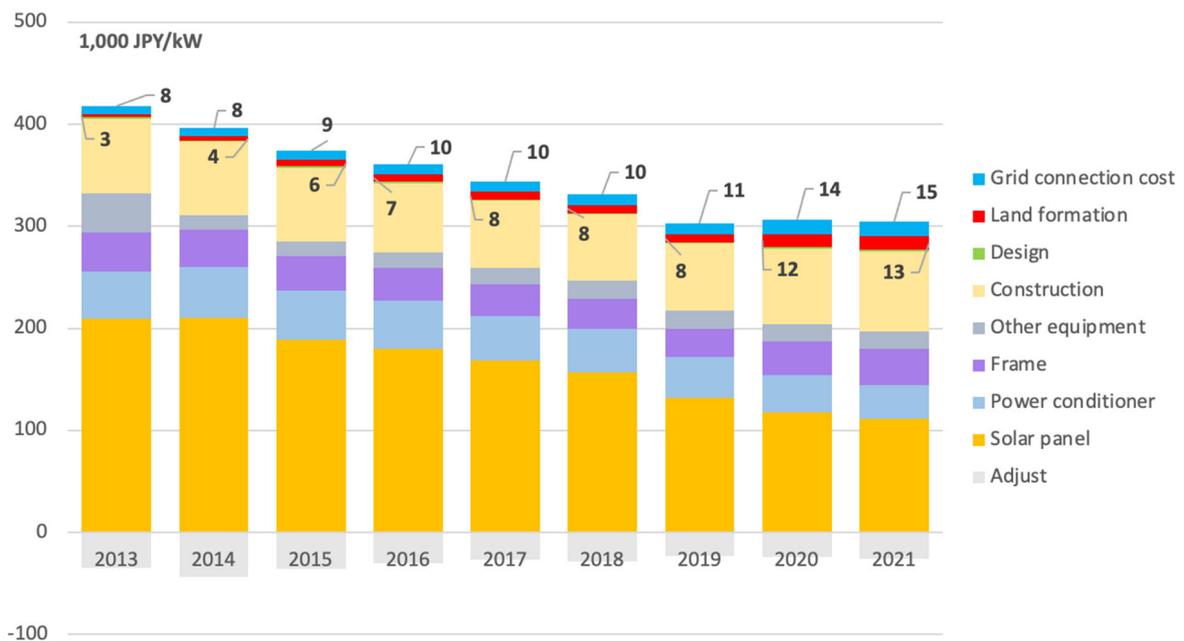


図 3 国内 10KW 以上太陽光発電のシステムコスト推移

出所：調達価格等算定委員会<sup>13</sup>

<sup>12</sup> 太陽光に比べて風力発電プロジェクトの数がはるかに少ない日本のような市場では、高コストのプロジェクトが平均コストに及ぼす影響は大きい。コスト推移に急上昇が見られるのは、こうした理由も考えられる。

<sup>13</sup> 調達価格等算定委員会資料, (2021) “太陽光発電について”, 第 73 回会議 (2021 年 12 月 22 日) 資料, [https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/073\\_01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/073_01_00.pdf)

日本は諸外国に比べて平地が少なく、再エネ発電所の開発に活用できる低コストの平地はすでに既存のプロジェクトに占有されている。土地利用の問題に絡む要因は地理的な制約だけではない。土地の所有権があいまいであったり、土地利用の許可手続きが複雑であったりすることも、再エネプロジェクトに適した土地の取得に時間がかかる要因となる。加えて、再エネプロジェクトの安全面および環境面への影響に対する懸念も高まっている。こうした懸念の高まりを受けて市町村が再エネ開発に対する規制を導入した件数は、2016年度の26件から2020年度には134件に増加している。中には、再エネ発電設備の設置に関して抑制区域や禁止区域を定めている市町村もある。地域社会からの信頼と協力が得られないと、土地取得プロセスの難易度とコストがさらに上がることにもなりかねない。

取得が認められている2年超の未利用地や一部の工業団地など、土地が入手できる場合であっても、新規プロジェクト用の系統空き容量がないために活用できない土地もある。

新規太陽光発電プロジェクトでは、図3からも分かるように、系統接続費も過去数年上昇している。系統接続点に近い場所は、土地の制約のケースと同様に、ほとんどがすでに既存の発電所に占有されている。

日本の場合、系統接続工事を行うのは系統運用者（送配電会社）だが、発電所から変電所までの工事費を支払うのは発電事業者である。ローカル系統で新規発電受け入れの追加工事が必要になった場合は、新規工事の受益範囲に応じて発電事業者か地域の最終消費者のいずれかがその費用を支払うことになる。高圧送電線（基幹送電系統）で追加工事が行われた場合には、最終消費者にその費用が転嫁される。しかし、最終消費者に転嫁できる系統工事費には上限があり、41,000円/kWと決められている。この上限を超えた費用については、発電事業者が支払うことになる（図4）。

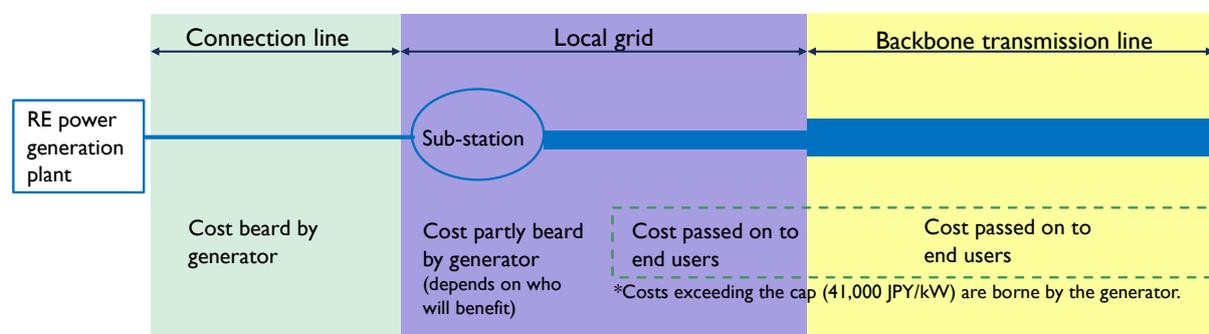


図4 系統連系の費用負担

出所：経済産業省資料<sup>14</sup>をもとに筆者作成

土地および系統接続における制約は、再エネの発電コストに間接的な影響を及ぼしうる。土地、系統、そして場合によって物流の制約（陸上風力の場合）があるため、日本で大規模な再エネ発電プロジェクト、特に太陽光と陸上風力のプロジェクトを実施することは難しく、スケールメリットが得られにくい状況となっている。

開発事業者のインタビューでは、他にも再エネプロジェクトの資本費上昇要因として、時間のかかる手続きと環境影響評価（EIA）プロセス（特に陸上風力プロジェクトの場合）や、地域

<sup>14</sup> 経済産業省、

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/grid/01\\_setsuzoku.html#setsuzoku01](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/grid/01_setsuzoku.html#setsuzoku01)

社会からの承認獲得などが挙げられている。運転維持費に関しては、電気主任技術者に関する要件が課題の一つとして挙げられた。現在、容量 5 MW および 50 kV を超える太陽光発電設備では、第 2 種以上の電気主任技術者の選任が必要とされる。しかし、該当資格のある電気主任技術者は深刻な人手不足にあり、給与水準は第 3 種電気主任技術者に比べて 2~3 倍になることが多い。この課題に向けてのルール緩和が進められている<sup>15</sup>。

高い再エネ発電コストは電力の最終消費者に転嫁される。FIT 制度下では、再エネ発電が拡大していくと、再エネ由来電力の買取費用総額が上がる。つまり、賦課金の支払いが義務付けられている消費者の負担は FIT 制度と並行して大きくなる。政府の試算によると、2022 年度の再エネ電力の買取費用総額は 4.2 兆円（330 億米ドル<sup>16</sup>）、うち賦課金総額は 2.7 兆円（210 億米ドル）にのぼる（図 5）。1 kWh あたりの賦課金は、2012 年の 0.22 円から 2022 年の 3.45 円へと上がり続けており、それに伴って一般家庭あたりの賦課金も 2012 年の月額 57 円から 2022 年の月額 897 円にまで上がっている<sup>17</sup>。2020 年の電気料金に占める賦課金の割合は家庭用で 12%、産業用・業務用で 16%となっている。

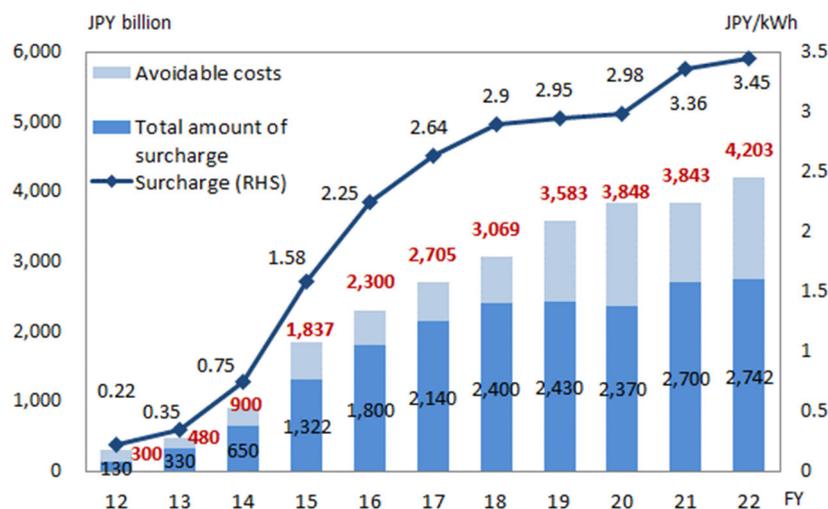


図 5 再エネ買取コスト推移

出所：経済産業省資料<sup>18</sup> METI (2022)をもとに筆者作成

## 2.1.2 系統制約

系統制約の問題は、再エネ発電の高コスト要因であるだけでなく、再エネ、特に太陽光や風力などの出力変動型再エネの設置拡大においても大きな懸念材料となっている。

<sup>15</sup> 経済産業省, (2022) “主任技術者制度に係る見直しについて”(第 10 回電気保安制度ワーキンググループ(2022 年 4 月 15 日)),

[https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan\\_shohi/denryoku\\_anzen/hoan\\_seido/pdf/010\\_04\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan_shohi/denryoku_anzen/hoan_seido/pdf/010_04_00.pdf)

<sup>16</sup> 1 JPY = USD 0.0078

<sup>17</sup> 一般家庭の平均年間電力消費量は 260kWh と推計される。

<sup>18</sup> 経済産業省, (2022) “今後の再生可能エネルギー政策について”(第 40 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会(2022 年 4 月 7 日)),

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/saisei\\_kano/pdf/040\\_01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/040_01_00.pdf)

日本の電力網は地域ごとに分断されており、地域間の相互接続容量も限られている。東日本と西日本で周波数が異なることも一つの課題である。東日本では 50 Hz、西日本では 60 Hz で運用されているが、周波数変換所は 4 カ所しかなく、合計でわずか 2.1 GW である。さらに、再エネ資源に恵まれた九州や北海道などの地域の大部分や洋上風力発電所の一部は、東京圏や大阪圏などの需要中心地から遠く離れている。

現行の地域内需給調整ルール上は、火力発電所の出力抑制、揚水発電の運用、地域間調整などの措置を行った後に再エネ発電の出力抑制が認められている。出力変動型再エネの出力抑制は、以前は九州でしか行われず、限定的なものであった。しかし、2022年4月に四国と東北でも初めて再エネ発電の出力抑制が行われ、5月には北海道でも実施された。今後は、電力会社が出力抑制に踏み切る地域が増えていくと予想される。

すでに一部の地域で系統制約が発生している状況を考えると、さらなる新規再エネプロジェクトの接続と受け入れはより難しいものとなる。日本では、再エネ電源に系統接続の優先権はない。図6に示すように、送電線利用の現行ルールは、系統に空き容量があれば新規電源の接続が行われる「先着優先」ルールである。

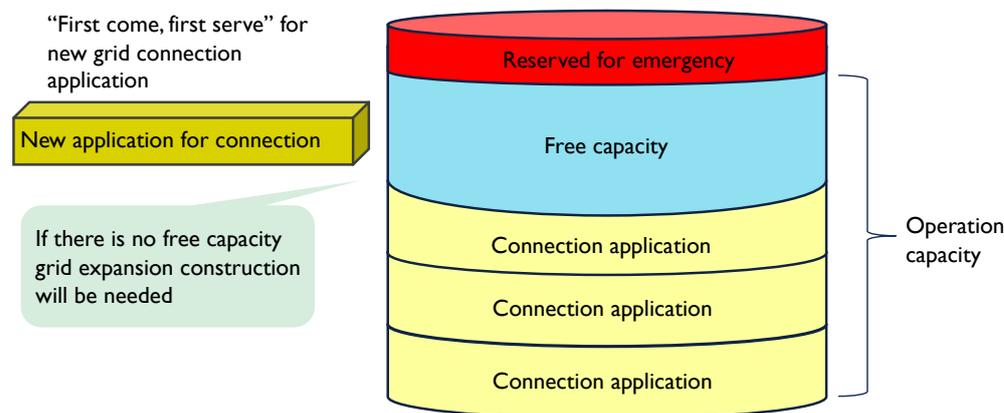


図6 送電線利用ルール

出所：経済産業省資料<sup>19</sup>をもとに筆者作成

系統接続の制約は、日本の再エネ普及拡大にとって大きな課題であり、新しい系統増強マスタープランの策定が現在行われている。とはいえ、系統増強、特に基幹送電線の工事には 10 年を超える年月がかかる場合もあり、再エネの 2030 年目標を達成するためには既存系統の活用が極めて重要である。その対策の一つに「ノンファーム型接続」がある。「ノンファーム型接続」ルールの下では、新規電源は系統空き容量がなくても系統に接続できるが、系統混雑時にはその出力が無補償で優先的に抑制される。「ノンファーム型接続」は、2021年1月より、空き容量のない全国の高圧送電線に適用されていたが、2022年4月からは新規接続用の空き容量の有無にかかわらずすべての高圧送電線に適用されている。2021年時点におけるノンファーム型接続の申し込みは 3 GW に達した<sup>20</sup>。

<sup>19</sup> 経済産業省、

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/grid/01\\_setsuzoku.html#setsuzoku01](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/grid/01_setsuzoku.html#setsuzoku01)

<sup>20</sup> Ibid.

現在、ノンファーム型接続ルールの対象は高圧送電線に限られているが、より低圧のローカル系統への適用も検討されており、TEPCO（東京電力）パワーグリッド管内ではローカル系統へのノンファーム型接続ルールの試行適用が行われている。他方、ノンファーム型接続は一時的な対策として短期的には再エネプロジェクトの系統接続促進に貢献するが、無補償の出力抑制がどのくらい起こるのか、それがプロジェクトのキャッシュフローにどの程度影響するのかが見えず、再エネ発電事業者にとっては懸念材料となっている。

長期的な対策としては、送電容量、特に地域間送電容量を増強して、系統により多くの再エネを統合できるようにする必要がある。電力広域的運営推進機関（OCCTO）では、全国の再エネポテンシャルを考慮した上で、系統増強に向けた広域系統整備計画の策定を進めている。

## 2.2.再エネ電力調達の選択肢

日本では、理論上、ほぼすべてのタイプの再エネ調達手段が可能であるが、環境価値証書（EAC）やフィジカルコーポレート PPA、バーチャルコーポレート PPA などの一部の選択肢は未だ実用面での課題がある。

### 2.2.1 環境価値証書（EAC）と再エネトラッキング

#### (i) 現状

現在、日本の環境価値証書（EAC）には、グリーン電力証書（バンドル型 EAC）、J-クレジット（再エネ電力）、非化石証書（NFC）の3種類がある。いずれも異なる背景で導入されたものであり、表1に示すようにそれぞれの特性がある。

表 1 各種環境価値証書（EAC）の概要

	J-Credit (from renewables)	Green Electricity Certificates	FIT NFCs	Non-FIT NFCs (renewable)
<b>Year started</b>	2001	2013	2018	2020
<b>Target facilities</b>	Power generated at renewable power facilities for self-consumption	Power generated at renewable power facilities for self-consumption	Surplus grid power generated at FIT power generation facilities	Surplus grid power generated at non-FIT power generation facilities
<b>Renewable energy sources</b>	Solar PV, wind, hydro, geothermal, biomass	Solar PV, wind, hydro, geothermal, biomass	Solar PV, wind, small and medium-sized hydro, geothermal, biomass	Solar PV, wind, hydro, geothermal, biomass
<b>Issuer</b>	METI, MOE, MAFF	Green Electricity Certificate issuer	Power generator	
<b>Certifier</b>	METI, MOE, MAFF	Japan Quality Assurance Organization (JQA)	METI	
<b>Seller</b>	Auctions held by J-Credit Scheme Secretariat; J-Credit holders or brokers (direct transactions)	Green Electricity Certificate issuer	Green Investment Promotion Organization (GIO)	Power generators
<b>Buyer</b>	Consumers	Consumers	Retailers, consumers	Retailers
<b>Tracking information</b>	Credit certification number, project number, project implementer	Name of holder, serial number, amount generated, power type,	Facility ID, type of power generation facility, name of facility, name of owner, generation capacity, date	

	(corporate number), location (area) of project, outline of project, type of project, target period, certified amount, amount of renewable power	generation period, certifier, issuer, date of issuance,	of certification, date of commission, location of facility, allocated amount	
<b>Amounts issued</b>	1.07 million t-CO <sub>2</sub> (amount certified in 2021)	246 million kWh	around 90 billion kWh*1	around 90 billion kWh*1 (including direct transactions)
<b>Price level (2021)</b>	1.38 JPY/kWh	2-7 JPY/kWh	0.3 JPY/kWh	0.6 JPY/kWh

注：\*1 2020 年度の取引結果 (経済産業省<sup>21</sup>)

出所：各種政府発表資料をもとに筆者整理

### (a) グリーン電力証書

グリーン電力認証制度は、再エネ開発の普及に向けた民間企業の自発的な取り組みとして 2001 年度に日本自然エネルギー株式会社が開始した。日本品質保証機構 (JQA) が再エネ設備および再エネ電力に対する認証を行う。証書は、自家消費分のグリーン電力およびグリーン熱について取得することができる。認証されたグリーン電力証書は、証書発行事業者<sup>22</sup>が販売する。価格は認証発行事業者により 2~7 円/kWh の変動がある<sup>23</sup>。

図 7 は、再エネ種別ごとのグリーン電力証書の年間発行量である。証書の大半をバイオマスが占めている。太陽光発電については、2020 年に卒 FIT の住宅用太陽光が加わったことで、証書の増加が見られた。

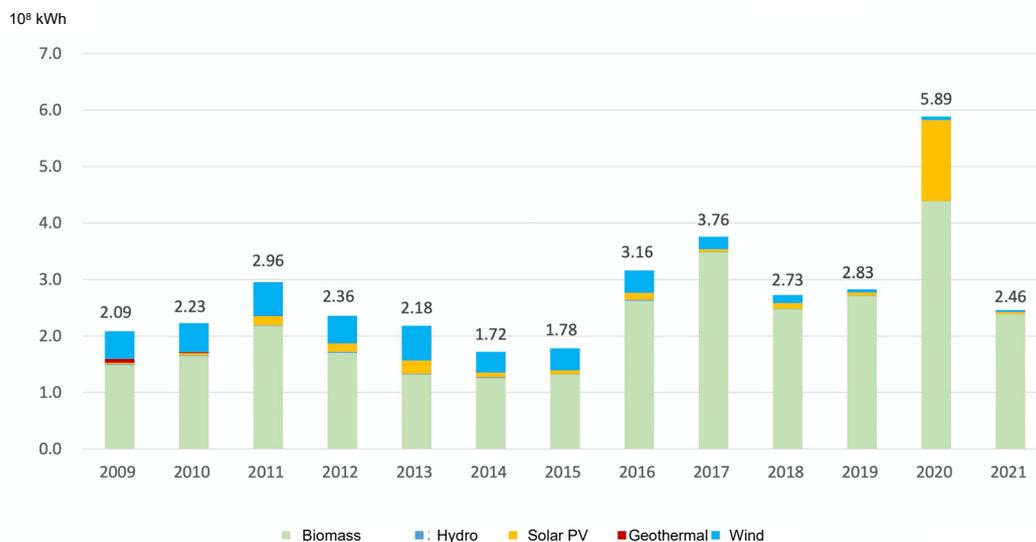


図 7 グリーン電力証書の年間発行量推移(2009-2021)

出所：日本品質保証機構(JQA)

<sup>21</sup> 経済産業省, (2021) "Tracking FIT non-fossil fuel certificates" (Document 1 from the 33rd meeting of the Subcommittee on Mass Introduction of Renewable Energies and Next-Generation Electricity Networks, June 3, 2021; in Japanese only) [https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/saisei\\_kano/pdf/033\\_01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/033_01_00.pdf)

<sup>22</sup> 証書発行事業者は 37 社 (2022 年 4 月 1 日現在)

<sup>23</sup> 環境省, (2020) "What public organizations can do in the climate era: the challenge of achieving 100% renewables: Renewable energy procurement guidebook for public organizations" (in Japanese only) [https://www.env.go.jp/earth/earth/re100\\_1/RE100guidebook.pdf](https://www.env.go.jp/earth/earth/re100_1/RE100guidebook.pdf)

## (b) J-クレジット

J-クレジット制度は、再エネの自家消費や省エネ設備の導入、森林管理を通じて削減/吸収された二酸化炭素排出量を認証する制度である。再エネ電力に対して発行されたJ-クレジットは、クリーンエネルギー証書として利用することができる。

現在のJ-クレジット制度は、2013年に国内のクレジット制度とJ-VER制度が統合して誕生したもので、経済産業省（METI）、環境省（MOE）、農林水産省（MAFF）によって共同運営されている。J-クレジットは、(1) オフセットプロバイダーなどの仲介事業者を通じて購入するか、(2) 売り出しクレジット一覧から購入する、もしくは(3) J-クレジット制度事務局が実施する入札を通じて購入することができる。図8から分かるように、J-クレジットの平均落札価格は需要の高まりを受けてここ数年上昇している。

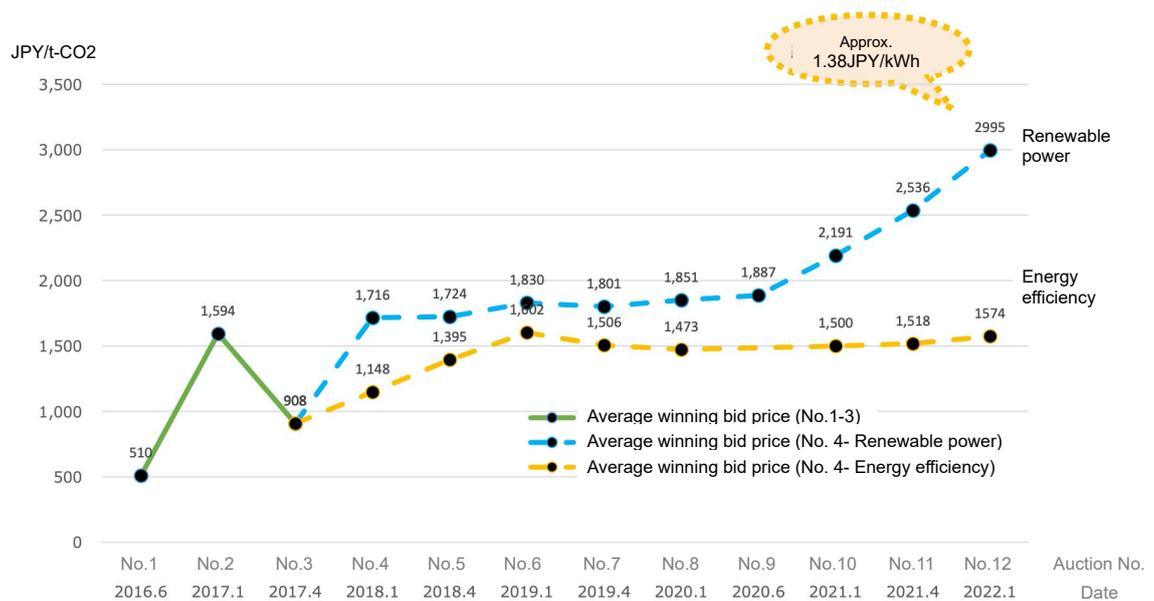


図8 J-クレジットの平均落札価格

## (c) 非化石証書

日本で現在発行されているEACの大半を占めるのが非化石証書（NFC）である<sup>24</sup>。

NFCは元々2018年にFIT電源を対象に開始された制度で、二つの狙いがあった。まず一つには、環境価値を付加した商品を販売しようとする小売電気事業者にFIT電力の「環境価値」を購入してもらうことで、一般消費者にかかるFIT賦課金の負担を軽減することであった。二つ目は、2009年に制定されたエネルギー供給構造高度化法（以下、「高度化法」という）の下で求められる再エネや原子力等非化石由来電源調達比率44%以上という2030年目標を小売電気事業者が達成するための手段を提供することであった。

2020年には制度の拡張が行われて原子力を含む非FIT非化石電源が対象に加わり、NFCはFIT NFC、非FIT NFC（再エネ指定あり<sup>25</sup>）、非FIT NFC（再エネ指定なし<sup>26</sup>）に分けられることになった。2021年8月、さらなる改革により、NFC市場はFIT NFCを対象とする再エネ価値取引市

<sup>24</sup> 相対取引量が不明であるため、クリーンエネルギー証書の年間取引量に占める非化石証書の割合を推計するのは困難である。

<sup>25</sup> 対象電源は非FIT再エネ電源

<sup>26</sup> 対象電源は再エネ以外の非化石電源（原子力等）

場と、非 FIT NFC 向けの高度化法義務達成市場に分かれ、FIT NFC を高度化法の目標達成に利用することはできなくなった。

2021年11月のオークションからは、需要家と仲介事業者がFIT NFC市場に参加できるようになっている。このことに加え、入手可能なトラッキング付 NFCが増加したこともあり、証書の約定量は大幅に伸びた。他方、非 FIT NFCについては、コーポレート PPA/VPPA を契約する際に、一定の要件を満たす場合、需要家と発電事業者における直接取引が認められる<sup>27</sup>。課題としては、日本卸電力取引所（JEPX）の会費<sup>28</sup>を含めた取引コストが挙げられる。

再エネ調達価格を国際水準に近づけるべく 2021年11月に開始された再エネ価値取引市場により、NFCの最低価格は1円/kWh下がって0.3円/kWhになった。しかし、どちらの市場でも証書の供給過剰状態は続いている（表2）。2022年5月のオークションでは、非 FIT NFCの約定量が前期比で98.8%も低かったが、主な要因としては、卸電力取引価格の上昇の影響や直接取引<sup>29</sup>の増加が考えられる。

表2 直近の NFC 取引結果

Fiscal year	FIT NFCs					Non-FIT NFCs (renewables)					
	2020		2021			2020		2021			
Contract date	2/12	5/14	11/26	2/10	5/13	2/10	5/13	8/27	11/25	2/9	5/12
Price (JPY/kWh)	1.30	1.30	0.33	0.3	0.3	1.2	0.9	0.6	0.6	0.6	0.6
Contract amount	446	350	1,929	1,341	2,139	10,570	2,276	1,744	1,846	2,825	35
Supply (Mil. kWh)	-	-	55,954	83,551	108,175	11,273	3,518	3,771	11,480	15,408	16,604
Bids (Mil. kWh)	-	-	1,929	1,341	2,139	15,890	6,666	3,935	1,846	2,825	35
Tracking (Mil. kWh)	226	271	1,837	1,341	2,139	-	-	890	990	-	-

出所：経済産業省資料 METI<sup>30</sup>をもとに筆者整理

#### (d) 再エネトラッキング

グリーン電力証書と J-クレジットについては、関連するウェブサイトで属性情報を確認することができる。RE100、CDP、SBT といった国際イニシアチブの再エネ利用報告に活用できる再エネ属性トラッキングシステムを求める声を受け、資源エネルギー庁（ANRE）は 2019 年にトラッキングの実証事業を開始した。実証期間を経て 2021 年 11 月からは、オークションにかけられる全 FIT NFC にトラッキング情報を付けることが要件となった。

<sup>27</sup> 対象電源は、2022 年度以降に営業運転開始となる非 FIT 再エネ電源、卒 FIT 再エネ電源である。FIP については、新設 FIP 電源または 2022 年度以降に営業運転開始となった FIT から FIP へ移行した電源も認める方針である。

<sup>28</sup> 非化石証書取引のみに参加する会員は、一部の会費が免除する

<sup>29</sup> 2021 年度の相対取引で調達された非 FIT NFC の量は市場で調達量のおよそ 4 倍であると推計される。

<sup>30</sup> 経済産業省資源エネルギー庁, (2022) “NFC trading” (Document 6, 62<sup>nd</sup> meeting of the Working Group on System Design, Electricity and Gas Basic Policy Subcommittee, February 17, 2022; in Japanese only) [https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/seido\\_kento/pdf/062\\_05\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/062_05_00.pdf); 経済産業省資源エネルギー庁, (2021) “Pilot tracking scheme” (Document 3-2, 60<sup>th</sup> meeting of the Working Group on System Design, Electricity and Gas Basic Policy Subcommittee, December 22, 2022; in Japanese only) [https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/seido\\_kento/pdf/060\\_03\\_02.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/060_03_02.pdf)

非 FIT NFC については、トラッキングの実証事業が 2021 年 8 月に開始された（図 9）。その結果、8 月のオークションでは約定した 17.4 億 kWh のうち 8.9 億 kWh に、11 月のオークションでは約定した 18.5 億 kWh のうち 9.9 億 kWh にトラッキング情報が付与された。

NFC のトラッキングについては、現在 JEPX がトラッキング事業を引き継ぎ、すべての種類の NFC をカバーするようになり、RE100 の報告に活用できるようになった。今後は、NFC 取引システムとトラッキングシステムのさらなる精緻化、並びに利用料金の有料化などが予想される。

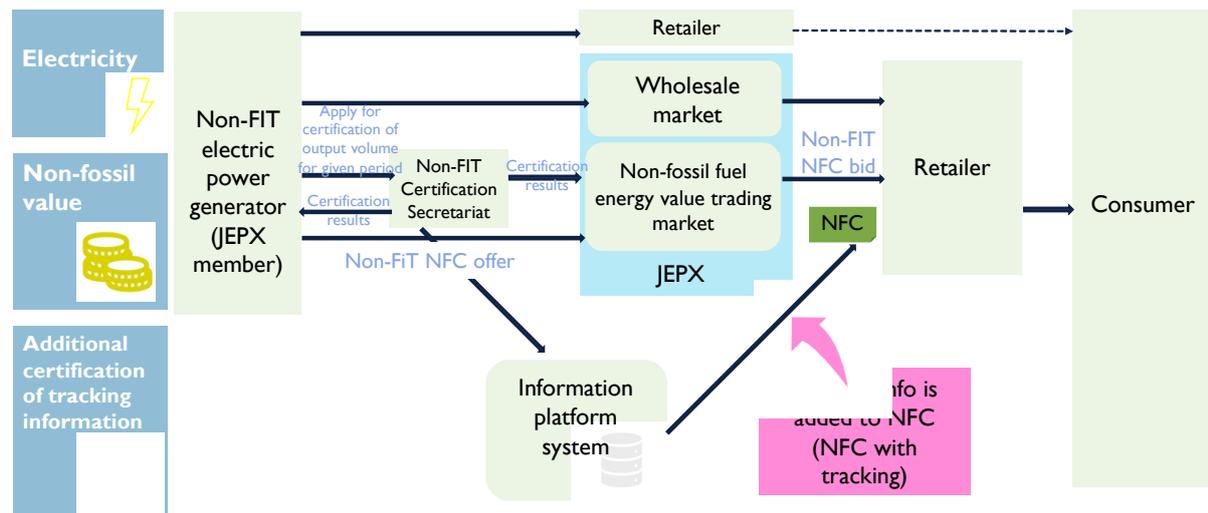


図 9 非 FIT NFC のパイロットトラッキングシステムの仕組み

出所：経済産業省資料をもとに筆者作成

## (ii) 課題

昨今の改革は多くの企業の再エネ調達ニーズに応じてきたものの、依然として多くの課題が残っている。

現在の NFC 市場では、証書の供給過剰に見られるように、期待されたほど市場メカニズムが効果的に働いていない。先に述べたトラッキング可能な証書の問題だけでなく、市場の複雑さなども課題として残っており、市場としての魅力を下げていると考えられる。例えば、卒 FIT の発電設備オーナーの場合、認証の取得にあたってはグリーン電力制度、J-クレジット制度、NFC 制度の中から選択することができる。長期的にこれらの市場をいずれかの時点で統合し、需要家の参加ルールを明確化した利用者指向の市場を構築する必要がある。

第 6 次 SEP の閣議決定、それに伴う再エネを含めた非化石電源の導入目標の引き上げにより、高度化法の目標も改定されるのではないかとする声もある。高度化法の再エネ比率目標が引き上げられると、NFC の需要も今後高まるかもしれない。

NFC 価格の低下を求める国内の声がある一方で、一部の不動産業者や製造業事業者、専門家に対するインタビューでは、現在の NFC の価格が日本における高い再エネ調達コストを公正に反映していないとの考えも示された。また、NFC の取引システムとトラッキングシステムは整備されたばかりで、まだ米国の REC や欧州の GO ほど進んでいないことがこれからの課題である。それゆえに、一部のステークホルダーが日本の現状を正に反映した価格プレミアムを支払う意思があるにも関わらず、NFC の購入を躊躇し、物理的に再エネ電力を調達する方がよいと感じていた。NFC が日本で最も重要な環境価値証書であるため、NFC が再エネ発電事業者の収益ならびに需要家の再エネ電力調達ニーズを同時に貢献できるためには、NFC の質をさらに

向上するとともに、日本における再エネ電力の環境価値を正しく反映するような NFC プライシング体制の形成が求められる。

## 2.2.2 コーポレート PPA<sup>31</sup>/VPPA

企業が再エネ電力を調達する方法はいくつかあるが、再エネ開発に与える影響はそれぞれ異なる。「追加性」、いわゆる新規再エネ発電への貢献は、いまや世界の再エネ調達にとって重要な評価基準の一つである。コーポレート PPA は「追加性」を満たすことが可能である。RE100 企業の再エネ調達手段としては依然として EAC がメインであるものの、コーポレート PPA の存在感も増している（図 10）。

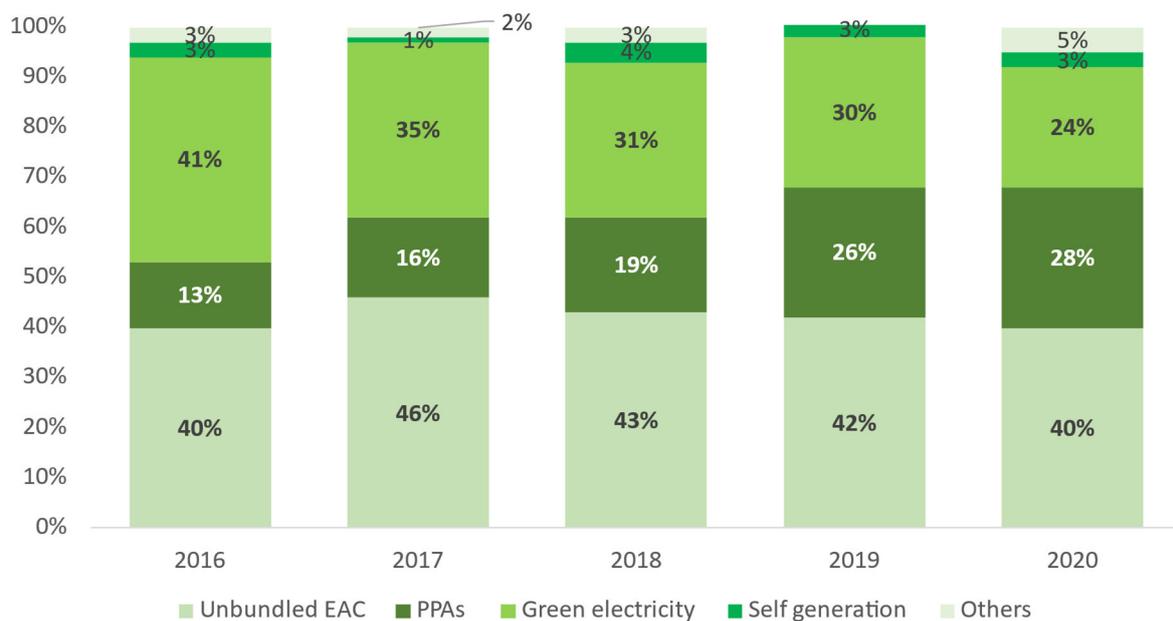


図 10 RE100 企業による再エネ調達方法の内訳

出所：RE100<sup>32</sup>

コーポレート PPA では、需要家企業が再エネ発電事業者と電力購入契約を直接結ぶことができる。コーポレート PPA は、再エネ発電所の立地によって、オンサイト PPA とオフサイト PPA に分けられる。世界的に見ると、コーポレート PPA の大部分はオフサイト PPA である。また、オフサイト PPA には、フィジカル PPA とバーチャル PPA (VPPA) に分けられる。日本では、自己託送制度を活用し、オフサイト PPA が可能であるものの、需要家企業と再エネ発電事業者が直接型オフサイトコーポレート PPA を行うためには、両者が密接な関係（例、同じ企業グループに属するなど）にある必要があった。密接な関係がない場合は、小売電気事業者を介して契約を締結しなければならなかった（間接型オフサイトコーポレート PPA）（図 11）。2021 年に電気事業法施行規則が改正され、需要家企業が再エネ発電事業者と同じ会社またはグループで

<sup>31</sup> 本レポートはオフサイト PPA を中心とする。

<sup>32</sup> RE100, (2022)“RE100 annual disclosure report: Stepping up: RE100 gathers speed in challenging markets”, <https://www.there100.org/sites/re100/files/2022-01/RE100%202021%20Annual%20Disclosure%20Report.pdf>

なくても、一定の要件（例えば、対象電源は非 FIT/FIP 電源等）を満たす場合自己託送制度を利用可能になった。

日本において自己託送ルールを用いた直接型オフサイトコーポレート PPA が適用されるのは非 FIT/FIP 電源であり、再エネ電力のオフテイクである買い手側企業は FIT 賦課金を支払う必要がない。FIT 賦課金負担が増加していることを考えれば、直接型オフサイトコーポレート PPA は需要家企業の電気料金を下げることに繋がる。しかしながら、小売電気事業者を介さない直接型オフサイトコーポレート PPA の場合、需要家企業と発電事業者は託送契約負担と需給調整責任、そしてインバランスペナルティを負うが、両者には十分な専門知識がないことが多い。そのため、現段階では直接型オフサイトコーポレート PPA の事例がまだ少ない。間接型オフサイトコーポレート PPA の場合、需要家企業は FIT 賦課金を負担しかつ小売電気事業者に手数料を支払わなければならないが、複雑な系統運用関連の責任と契約手続きを回避するメリットがある。

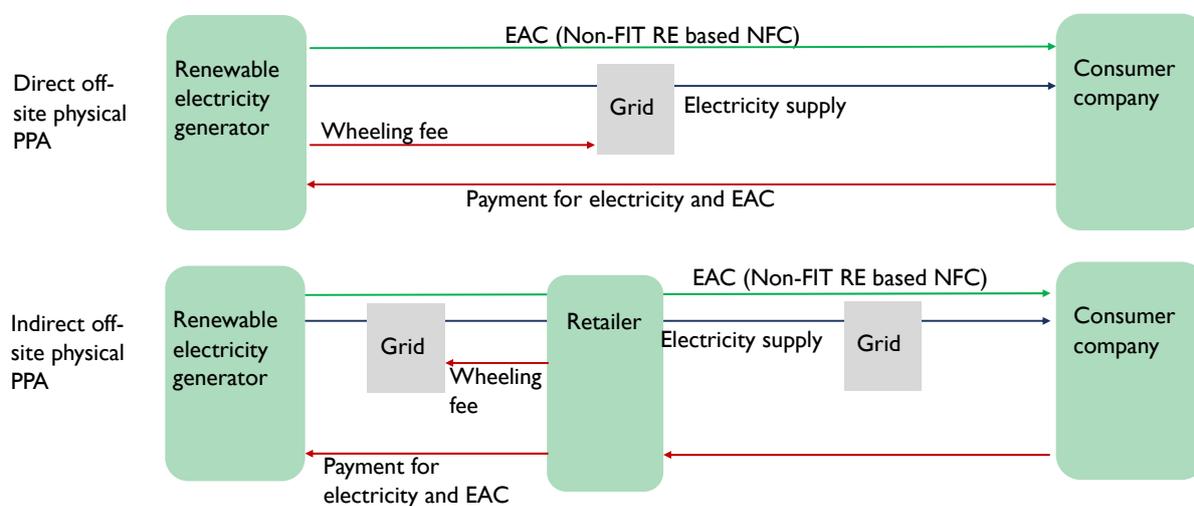


図 11 直接型フィジカル PPA と間接型フィジカル PPA

出所：環境省資料<sup>33</sup>をもとに筆者作成

コーポレート PPA については、フィジカル PPA の他に、バーチャル PPA (VPPA) も注目を集めている。VPPA は米国で盛んに行われている。VPPA の仕組みを図 12 に示す。VPPA では、再エネ発電事業者が電力卸市場に電力を販売し、需要家企業が小売電気事業者と電力購入契約を結ぶ。VPPA の場合、発電事業者から需要家企業への物理的な電力の引き渡しが無いものの、契約上で需要家企業が発電事業者から再生可能エネルギー電力ならびにそれに伴う EAC（日本の場合 NFC）を購入することになる。料金の精算は CfD（差金決済）方式に則り、参考となる卸電力取引市場の市場価格が事前に協議した VPPA 価格を下回ったときには需要家企業が発電事業者に対して差金を支払う。反対に市場価格の方が高いときには、発電事業者が需要家企業に対して差金を支払うことになる。VPPA 契約の場合、日本の NFC などの再エネ電力 EAC は発電事業者から需要家企業へと移転される。VPPA では、再エネ電力を物理的に発電事業者から需要家企業へと供給する必要はない。また、VPPA を採用すると、系統運用者との託送契約や需給調整責任を負わずに済むため、需要家企業にとっては取り入れやすいコーポレート PPA と言える。

<sup>33</sup> 環境省・みずほリサーチ&テクノロジーズ, (2021) “オフサイトコーポレート PPA について”(2022年3月見直し), <https://www.env.go.jp/earth/off-site%20corporate.pdf>

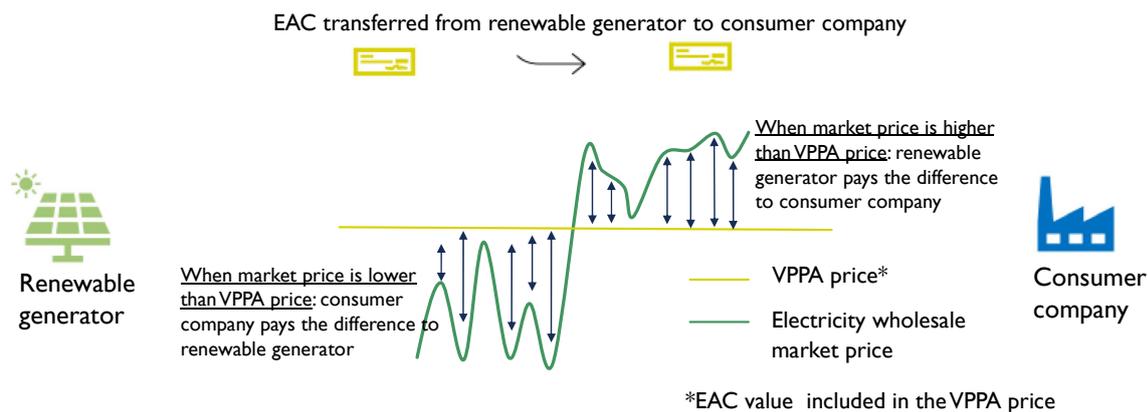


図 12 パーチャル PPA の仕組み

出所：環境省資料<sup>34</sup>をもとに筆者作成

VPPA もフィジカル PPA と同様に、発電事業者と需要家における直接契約を結ぶタイプ、いわゆる、直接型 VPPA と小売事業者を介した間接型 VPPA に分けられる。直接型 VPPA が機能するためには、需要家企業が再エネ発電事業者における直接的な売電契約ならびに再エネ電力 EAC の移転を行える必要がある。先に述べたように、日本では、自己託送制度を活用し、需要家企業と再エネ発電事業者が売電契約を結ぶことが可能である（対象電源は非 FIT 電源）。非 FIT 電源を対象とする EAC は非 FIT NFC である。最近の非化石証書市場の制度改革には、VPPA を契約する企業に対して、非 FIT NFC の発電事業者と需要家における直接取引については、一定の要件を満たす場合<sup>35</sup>認められることになった。海外では直接型 VPPA が多いものの、日本では直接型 VPPA のほか小売電気事業者を介した VPPA（間接型 VPPA）の仕組みも考えられる（図 13）。

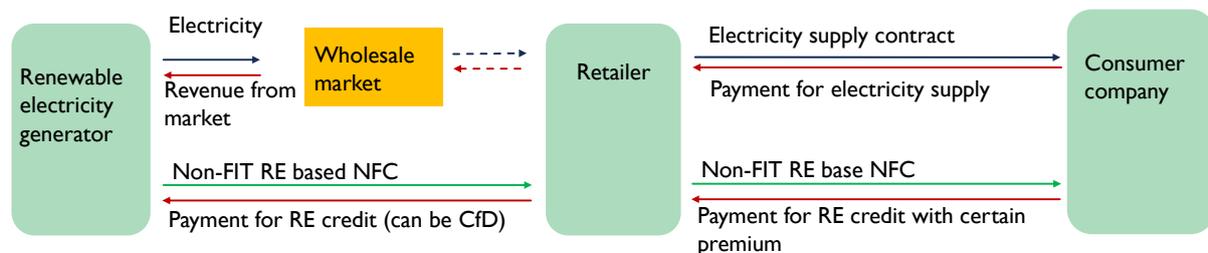


図 13 小売り事業者を介した VPPA の仕組み

出所：環境省資料<sup>36</sup>と自然エネルギー財団資料<sup>37</sup>をもとに筆者作成

<sup>34</sup> Ibid.

<sup>35</sup> 対象電源は 2022 年度以降に運転開始した非 FIT 電源、または卒 FIT 電源。新設 FIT 電源も認められる方針である。

<sup>36</sup> Ibid.

<sup>37</sup> 自然エネルギー財団, “再エネ電力調達ガイドブック 第 5 版 (2022 年版)”, p.48, <https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20220112.php>

表 3 日本におけるコーポレート PPA の概要

Corporate PPA types		Overview
Physical PPA	Direct	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consumer company and renewable generator have direct electricity purchase contract (non-FIT project)</li> <li>• Workable in Japan under the self-wheeling rules</li> </ul>
	In-direct	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consumer company purchase renewable electricity from certain renewable generator through an electricity retailer</li> <li>• Workable in Japan</li> </ul>
VPPA	Direct	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consumer company and renewable generator sign virtual electricity purchase contract directly (non-FIT renewable project)</li> <li>• NFC (non-FIT NFC) from the purchased renewable electricity transfer from renewable generator to consumer company directly</li> <li>• The latest rule revision of the NFC market enables consumer companies with a VPPA contract to have direct transaction of non-FIT NFCs with renewable power generators when the renewable projects meeting certain criteria</li> </ul>
	In-direct	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consumer company and sign virtual electricity contract with renewable generator through an electricity retailer</li> <li>• NFC (non-FIT NFC) from the purchased renewable electricity transfer from renewable generator to consumer company through an electricity retailer</li> <li>• Workable in Japan</li> </ul>

出所：経済産業省資料をもとに筆者作成<sup>38</sup>

FIT 制度の場合、再エネ電力の購入価格と期間が国により保証されており、それによって再エネ発電事業者に安定的な収入を確保することができる。しかし、コーポレート PPA や VPPA では、購入価格および期間を政府が保証するのではなく、再エネ発電事業者と購入者（オフテイク）の交渉により決定する。したがって、再エネ発電事業者が安定収入を期待できるかどうかは、長期電力購入契約を確実なものにする買い手側の信用力と潜在能力にかかっており、これが再エネプロジェクトのバンカビリティに大きな影響を与える。インタビューでは、再エネ発電事業者がコーポレート PPA/VPPA に対して抱く一番の懸念材料として、買い手側の信用力が挙げられていた。

また、日本の再エネ発電は依然として FIT または FIP 制度の下で補助金を受けている。再エネ発電事業者がコーポレート PPA/VPPA を選択するためには、コーポレート PPA/VPPA による収入が FIT/FIP による収入と比べ同等またはその以上になることが求められる。再エネプロジェクトを政府の補助金から自立させる取り組み、例えば FIT/FIP の買取価格を低減させるための入札制の導入は、コーポレート PPA/VPPA の発展に寄与するものと考えられる。

日本では、フィジカル PPA およびバーチャル PPA のどちらでも小売電気事業者が重要な役割を果たすことが期待される。需要家企業と再エネ事業者が直接コーポレート PPA 契約を結ぶるとはいえ、託送契約や需給調整の問題を考えると、契約をスムーズに行うためには小売電気事業者の関与が助けとなる。このように、コーポレート PPA/VPPA では小売電気事業者が果たすべき役割も大きい。しかし、懸念材料として、コーポレート PPA/VPPA 契約における需給調整などの専門知識とノウハウをもつ小売電気事業者の数が限られているという問題が指摘されている。

<sup>38</sup> 経済産業省, (2022) “非化石価値取引について” (62<sup>th</sup> 電力・ガス基本政策小委員会・制度検討作業部会), [https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/seido\\_kento/pdf/062\\_05\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/062_05_00.pdf);  
 経済産業省, (2021) “トラッキング実証について” (60<sup>th</sup> 電力・ガス基本政策小委員会・制度検討作業部会), [https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/seido\\_kento/pdf/060\\_03\\_02.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/060_03_02.pdf)

## 第3章 政策提言

### (1) 地域脱炭素化促進事業の実施を迅速化するとともに、広域的ゾーニング設定のプロセスに土地所有権と土地利用に関する情報を整理する。

土地の制約は、日本の再エネ開発における最も大きな課題の一つである。適地が限られていることは、再エネの発電コストだけでなく、再エネの導入可能量にも影響を及ぼしている。政府もこの点をよく理解しており、いくつかの省庁が主導してすでに対策が行われている。国土交通省（MLIT）主催の国土審議会では、カーボンニュートラル実現に向けた新たな国土計画を協議している<sup>39</sup>。十分な土地を確保して再エネ開発を促進することが検討の最重要テーマの一つである。検討の結果は、国土利用計画に反映される。同省が主導している国土の利用に関するこの議論は、環境省（MOE）が主導する地域脱炭素化促進事業ともリンクしている。

環境省は、地球温暖化対策推進法の中で、地方による脱炭素化促進事業の推進を強化した。地域脱炭素化促進事業における重要な要素は、地域再エネ開発目標と地域脱炭素化促進区域指定の二つである。加えて、環境省は、地域脱炭素化促進事業の実施を推進する検討会<sup>40</sup>を設置した。検討会がまとめた概要報告書<sup>41</sup>には、地域脱炭素化促進区域の設定や促進区域における脱炭素化促進事業（大半は再エネプロジェクト）の認定取得に関する考え方が示されている。

検討会が提言する考え方の中では、各ステークホルダー（国、都道府県、市町村、地域社会、民間開発事業者）に期待される責任が明らかにされている（図14）。さらに、地域脱炭素化促進区域設定方法には、広域的ゾーニングが含まれる。環境省より策定されたゾーニングの手順・実施例には、ゾーニングの設定について、国・都道府県の基準のみならず、市町村においての環境保全や社会的配慮等の観点で考慮すべき事項が含まれる。それは、環境影響評価（EIA）の迅速化と事業予見性の向上につながる。

Implementation item	Responsible entity	Image of implementation
National-level environmental protection rules to be implemented nationwide	Central gov.	
Prefectural environmental protection rules based on local circumstances	Prefecture gov.	
Environmental protection initiatives for local decarbonization zones based on local RE goals, determined with the local stakeholder engagement	Municipalities	
Plans for local decarbonization projects	Private developers	
Permission of local decarbonization projects	Municipalities	

図14 地域脱炭素化促進区域の設定と促進事業に関する考え方

出所：環境省資料<sup>42</sup>をもとに筆者作成

<sup>39</sup> 国土審議会第6回計画部会（2022年3月3日），

[https://www.mlit.go.jp/policy/shingikai/kokudoseisaku01\\_sg\\_000275.html](https://www.mlit.go.jp/policy/shingikai/kokudoseisaku01_sg_000275.html)

<sup>40</sup> 地域脱炭素に向けた改正地球温暖化対策推進法の実施に関する検討会

<sup>41</sup> 環境省，(2021) “地域脱炭素に向けた改正地球温暖化対策推進法の実施に関する検討会取りまとめ”，

[https://www.env.go.jp/policy/council/51ontai-sekou/ref\\_1-1-1.pdf](https://www.env.go.jp/policy/council/51ontai-sekou/ref_1-1-1.pdf)

<sup>42</sup> Ibid.

長期にわたる EIA プロセスは、特に風力発電において発電コストの上昇要因の一つと見なされている。EIA プロセスを短縮できれば、再エネ開発コストの削減だけでなく、再エネ開発のスピードアップにもつながる。日本のEIAプロセスでは、一般市民の参加や都道府県からの承認といった多くの時間を要する手続きが多数の段階で必要になる（図 15）。広域的ゾーニングの場合、区域選択の段階ですでに自治体と地域社会の参加が得られているため、EIA プロセスを簡素化することができる。

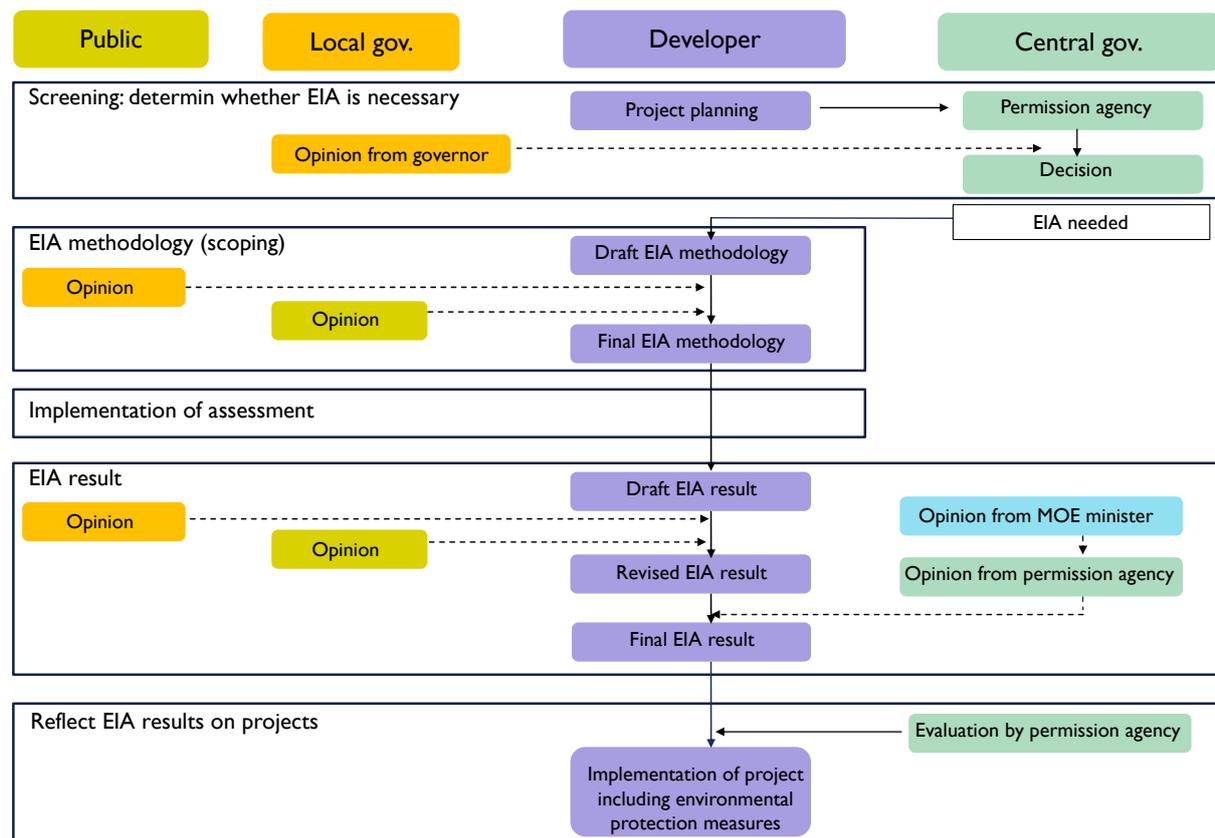


図 15 日本における環境影響評価の流れ

出所： <https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/jouhouwg/hyoka/dai1/sankou6.pdf>

広域的ゾーニングの実施は、再エネ開発のスピードアップにつながると考えられる。他方、再エネ開発に関わる適地制限の問題と土地所得コスト増加については、土地所有権の整理と土地利用について所有者との交渉の煩雑さが要因であると指摘されている。そのため、広域的ゾーニング設定のプロセスに、土地の所有権に関する情報を整理し、適切に開発事業者へ提供することは再エネ開発のコスト低減と適地制限課題の解決に貢献できる。

## (2) 再エネプロジェクトの系統連系条件を改善する。

再エネ電力への投資を促すためには、系統接続および系統利用の予見性を高める必要がある。他方では、系統への再エネ受け入れ拡大に向けた系統増強などの対策や需要家側の再エネ導入ソリューションも将来的には必要になってくる。

「予見性」を高めるデータ開示・データ管理規則の早期策定：系統および電力市場については「予見性」が懸念材料となる。例えば、「ノンファーム」型接続で系統接続している再エネ発電所には、系統混雑時に無補償で出力抑制が行われる。予見できない出力抑制によって再エネプロジェクトのパンカビリティに影響が出るのではないかという懸念の声がある。

2022年4月より、新規に承認される再エネ発電プロジェクトの大半がFIP制度の対象となる。FIP制度の下では、再エネ電力購入価格が電力卸市場価格と連動するため、再エネ開発事業者が市場価格の変動リスクに直面することになる。また、出力変動型再エネ設備容量の導入拡大に伴い、蓄電池などのエネルギー貯蔵設備の必要性が高まる。市場参加者のインタビューによると、エネルギー貯蔵設備の経済合理性を実現するには、市場価格、特に時間帯による価格差の予見性が重要である。

系統状況および市場価格の予見性を高めるには、発電所および系統運用状況のデータを電力市場の参加者に適切に開示する必要がある。政府においては、電力システムにおけるデータ開示・データ管理規則の整備を迅速に進めることが重要である。データの開示と管理は、電力システムのデジタル化においても鍵となる。データベースを適切に設計すれば、エネルギー関連の手続きが容易になる。例えば、ドイツでは、すべての電力およびガス市場の参加者（発電事業者、送配電事業者、取引者など）にMarket Master Data Register (MaStR)への登録を義務付けている。MaStRに登録された一部の情報（例えば社名、住所、立地、電源技術、性能値など）は一般に公開される<sup>43</sup>。こうした情報があれば、特定の地域で系統に接続されている電源の容量を評価して、混雑状況を大まかに推定することが可能になる。

地域間系統増強と新たな系統利用ルール：長期的に見ると、系統への再エネ受け入れ拡大には地域間送電線の増強が不可欠である。現在、OCCTO主導の下、地域間系統増強計画（マスタープラン）の策定が進められている。それと同時に、再エネ電源の環境性を考慮した新たな系統利用ルールも求められる。今のところ、いくつかの系統利用・系統混雑管理ルールのシナリオが検討されている（図16）。系統制約が今後の再エネ開発の妨げにならないように、将来の系統利用ルールの策定を迅速化することが望まれる。

<sup>43</sup> 規制機関に報告するものの一般公開はしない情報もある。

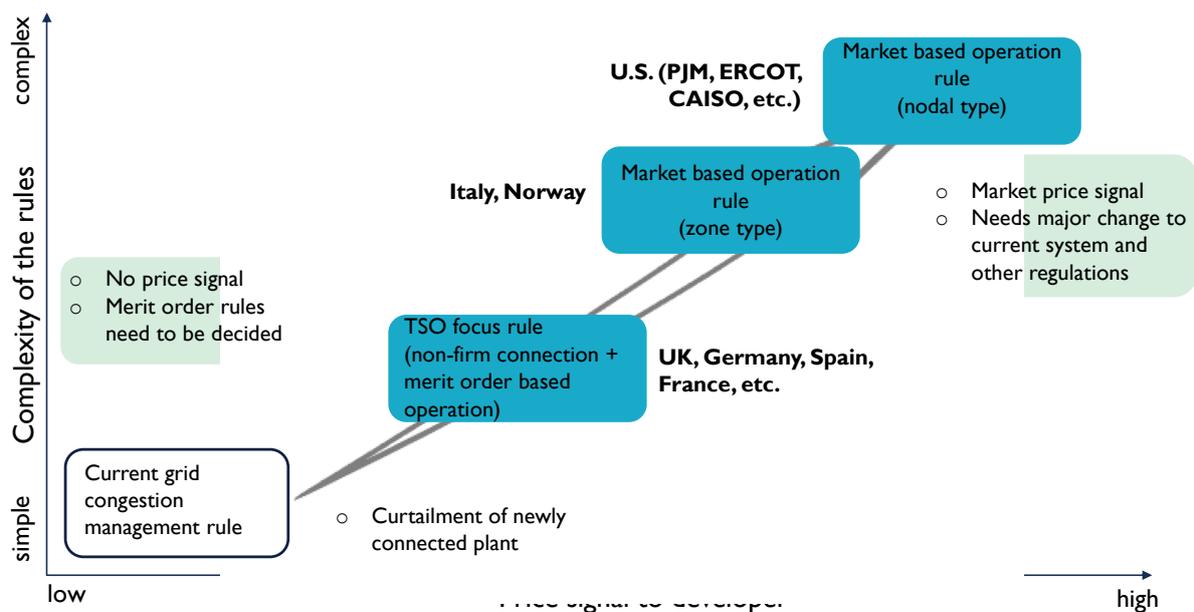


図 16 各種の系統混雑管理ルール

出所：OCCTO<sup>44</sup>をもとに筆者作成

### (3) 需要家企業のニーズを満たすための NFC 市場と再エネトラッキングシステムを更に改善する。

日本で企業の再エネ電力調達を促進する鍵となるのは、再エネ NFC 市場への需要家の直接参加と再エネ電力トラッキングである。改革を求める需要家企業の声を受けて、政府は NFC 市場ルールの改革と、すべての再エネプロジェクトを対象とした再エネ電力トラッキングシステムの構築に取り組んでいる。他方、日本の EAC 取引市場と再エネトラッキングシステムは欧米と比べてまだ遅れており、これから非化石証書市場再エネトラッキングシステムの更なる改善が求められる。その過程においては注意すべきポイントがいくつかある。

**利用者の利便性の向上：** NFC 市場ルールの改革を進める理由の一つは、需要家企業による再エネ電力調達を容易にすることである。したがって、新しいルールは需要家企業のことを考えたものであることが重要である。例えば、現行の NFC 市場ルールでは、NFC の有効期限は取得のタイミングにかかわらず 6 月末で終了する。RE100 企業の報告期間を考えると、例えば現在の NFC 有効期限を NFC の発電期間より 1 年間<sup>45</sup>に改正すれば、需要家企業がより柔軟に報告に対応することができる。また、企業が再エネ電力の調達において求める条件はそれぞれ異なる。再エネ電力調達において「追加性」を重視する企業もあれば、再エネ電力の産地を特に条件とする企業もある。再エネ電力の購入者に明確かつ十分な情報が与えられ、購入する電力/NFC が自社の基準を満たすかどうかを確認できるような再エネトラッキング制度が望まれる。

<sup>44</sup> OCCTO, (2022) “マスタープラン(広域系統長期方針) 骨子” (第 17 回広域連系系統マスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会),

[https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2022/files/masuta\\_17\\_01\\_01.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2022/files/masuta_17_01_01.pdf) (Only in Japanese)

<sup>45</sup> ドイツの Guarantee of Origin 有効期間

**最新の国際基準との整合性：**RE100 など国際イニシアチブの再エネ利用に関する基準も変化し続けているため、これからの再エネ電力トラッキングシステムの改善には、最新の国際動向を考慮しなければならない。

**その他の規則との整合性：**将来には、米国の REC（Renewable Energy Certificate）や欧州の GO（Guarantee of Origin）のような成熟した再エネ証書管理・取引システムを形成するには、再エネ発電事業者だけではなく、送配電企業や小売り事業者等とのデータのやり取りが必要である。長期的な NFC 市場と再エネトラッキングシステムの改善には、再エネのみの問題ではなく、電力システム全体のデータの開示・管理の規則との整合性が求められる。

**(4) コーポレート PPA/VPPA 市場を拡大する。そのために、関連する制度改革の情報を迅速に企業に情報発信する。また、コーポレート PPA/VPPA に関する政府ガイダンスを策定する。**

日本のコーポレート PPA および VPPA 市場は依然として初期段階にある。市場を拡大するためには、現在の規制や規則改正に関する最新情報を迅速に企業に情報発信ことは望まれる。例えば、第2章で述べたように、直接型 VPPA を実現するには、需要家が非 FIT NFC を直接取引できなければならない。このニーズに対して、最近の非化石市場の制度改革によって、VPPA を契約する需要家企業に対して、一定の要件を満たした場合、直接発電事業者から非 FIT NFC を調達できるようになった。このような情報を迅速に広く企業に周知することは、コーポレート PPA/VPPA を検討している企業にとって望まれることである。

市場や規則の不確実性に加えて、コーポレート PPA/VPPA のビジネスモデルが未だ多くのステークホルダーにとってなじみがなく、理論上はコーポレート PPA/VPPA 方式が可能ではあるものの、限られた成功事例や市場規則を巡る混乱により、導入に踏み切る事業判断は難しいものとなっている。日本におけるコーポレート PPA/VPPA 方式の仕組みと各々に期待される役割・責任をステークホルダーが十分に理解するには、市場構築の初期段階で政府ガイダンスを示すことが有効であると考えられる。例えば、会計報告と税務上の手続きが煩雑にならないように、企業の会計上で VPPA を金融商品として扱わないことが望ましい。金融商品として扱わないために求められる具体的な法的要件や関連する政府機関を特定できるようなガイダンスを明示することが求められる。

ガイダンスは、PPA/VPPA 契約に関する一般的な事項だけでなく、特殊な事項についても役立つと考えられる。例えば、コーポレート PPA/VPPA 発展の障壁としてよく挙げられているのが長期電力購入の保証の問題である。FIT などの制度では、長期電力購入価格が政府によって保証されており、銀行が再エネプロジェクトに融資する際の安心材料になっていた。対してコーポレート PPA/VPPA の場合、オフテイカーは民間企業であるため、オフテイカーの信用性が再エネプロジェクトのバンカビリティ評価の鍵を握る。新たに登場した制度については評価に関する専門知識が乏しいため、銀行が再エネ電力のコーポレート PPA/VPPA に対する融資をためらう可能性がある。そこで、コーポレート PPA/VPPA のバンカビリティ評価に関する政府ガイダンスを示せば、再エネプロジェクトへの融資が行いやすくなる。

**(5) FIT 賦課金軽減等の消費者負担軽減策を導入する。**

第2章で述べたように、高い再エネ発電コストは FIT 賦課金の形で電力消費者に転嫁されている。最終消費者にかかる FIT 賦課金の負担増は、日本の再エネ開発において最も大きな問題の一つである。FIT の購入期間が 10~20 年（発電技術や規模による）であることを考えると、FIT

賦課金の負担をもたらしているのは FIT 制度開始から数年のうちに認定された高い価格設定の既存 FIT プロジェクトである。FIT 賦課金を低減するために再エネ発電のコスト削減が必要である。そのために、政府は入札や FIT から FIP への移転等の措置を講じてきた。しかし、FIP 制度へ移転しても、FIP 案件への補助金が発生する。

将来には、FIT/FIP 補助金を利用しないコーポレート PPA プロジェクトは、FIT/FIP の賦課金増加なしに再エネ開発を促進できる手段である。しかし、これから契約するコーポレート PPA は既に約束された FIT/FIP 補助金の減少に効かず、また非 FIT/FIP 案件のコーポレート PPA 案件はまだ件数が少なく、短期的に FIT/FIP 賦課金の低減への貢献が少ない。

消費者の FIT/FIP 賦課金の負担の増大は、他の国でも課題となっている。それに対して、FIT/FIP 賦課金を電力消費者のみならず、エネルギーシステム全体で FIT/FIP 賦課金、いわゆる再エネ電力の導入拡大を支援するためのコストを電力以外のセクターでも負担するような仕組みを実施する事例があった。ドイツでは、2022 年 1 月より、kWh あたりの FIT 賦課金（再エネ賦課金）を 6.5 ユーロセントから 3.72 ユーロセントへと 43%引き下げた。賦課金の代わりに、FIT/FIP 再エネ電源への補助金支払い用の財源の一部を、暖房用・輸送用燃料へのカーボンプライスから得た収入を使用する。さらに、ドイツは 2022 年 7 月 1 日より、電力消費者が負担する賦課金を無くし、代わりに気候基金（カーボンプライシングと政府予算を財源）から再エネ電源へ補助金を支払う施策を発表している。再エネ電力の導入拡大は社会全体の脱炭素化に貢献するため、再エネの導入拡大による負担は電力消費者のみならず、社会全体で負担する仕組みが望められる。ドイツの事例は、日本は FIT 賦課金の負担の在り方を検討する際の参考になる。

## APPENDIX 日本の再生可能エネルギー開発

第6次エネルギー基本計画は再エネの主力電源化を図り、最大限の導入を目指している<sup>46</sup>。また、国民の負担を抑制し、長期的に地域社会における再エネの受容性の向上も進められる。

第6次エネルギー基本計画では、2030年までに再エネが電源構成に占める割合として36-38%と野心的な目標を掲げた（表A1）。このうち、太陽光14-16%、風力5%、地熱1%、水力11%、バイオマス5%となっている。中でも太陽光は第5次エネルギー基本計画よりも2倍以上の増加が求められている。発電容量では、2030年目標達成のために再エネ発電容量は147-161GWが必要となる。

表 A1 2030 年再生可能エネルギー発電目標

	The 5 <sup>th</sup> SEP	The 6 <sup>th</sup> SEP	
		Share	Capacity
Renewables in power generation mix	22-24% (237TWh – 251TWh)	36-38% (336TWh – 353TWh)	147-161GW
Solar	7.0%	14 – 16%	104 – 118GW
Wind	1.7%	5%	Onshore 17.9GW Offshore 5.7GW
Hydro	8.8 – 9.2%	11%	50.7GW
Geothermal	1.0 – 1.1%	1%	1.5GW
Biomass	3.7 – 4.6%	5%	8.0GW

出所：METI (2022)に基づいて筆者作成<sup>47</sup>

### A.1 日本の再生可能エネルギー開発の現状と課題

#### A.1.1 再生可能エネルギー開発の現状

日本の再エネ開発の特徴として、太陽光の拡大が風力よりも顕著であることが挙げられる。日本の再エネ発電設備導入量は、2021年134GWに達した（図A1）。割合で見ると、太陽光がその56%を占め、水力37%と続く。2012年に施行されたFIT制度は特に太陽光発電設備の増加に働き、2012年6.6GWから2021年74.2GWへと約11倍の増加となった。風力とバイオマスが再エネ設備容量に占める割合はそれぞれ約3%にすぎないが、各設備容量は堅調に拡大している。他方、水力と地熱はリードタイムが長く高コストであることから、大きな増加は見られていない。

<sup>46</sup> 資源エネルギー庁 (ANRE) 経済産業省 (METI) ,(2021) “Outline of Strategic Energy Plan”

[https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic\\_plan/pdf/6th\\_outline.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/pdf/6th_outline.pdf)

<sup>47</sup> 経済産業省, (2022) “今後の再生可能エネルギー政策について” (第40回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会(2022年4月7日)),

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/saisei\\_kano/pdf/040\\_01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/040_01_00.pdf)

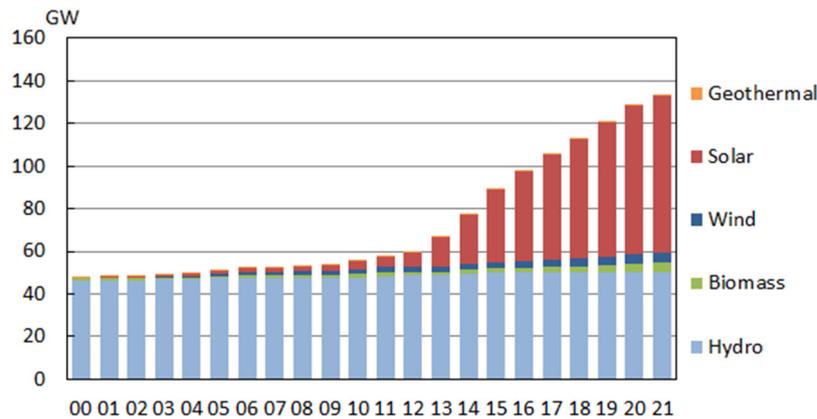


図 A1 日本の再生可能エネルギー発電設備容量

出所：IRENA(2022)に基づいて筆者作成<sup>48</sup>

図 A2 は再エネ発電設備容量（2021 年 9 月時点）と第 6 次エネルギー基本計画の 2030 年目標を示している。再エネ発電設備容量には、FIT 制度導入前の設備容量、FIT 制度施行後の設備容量、FIT 認定を受けているが未稼働の設備容量が含まれる。日本は全体として 2030 年導入目標の 55% を達成しているものの、目標達成に向けて再エネ導入を加速化する必要がある。目標達成のために、太陽光 40-54GW、陸上風力 13GW の新規導入が必要とされる。

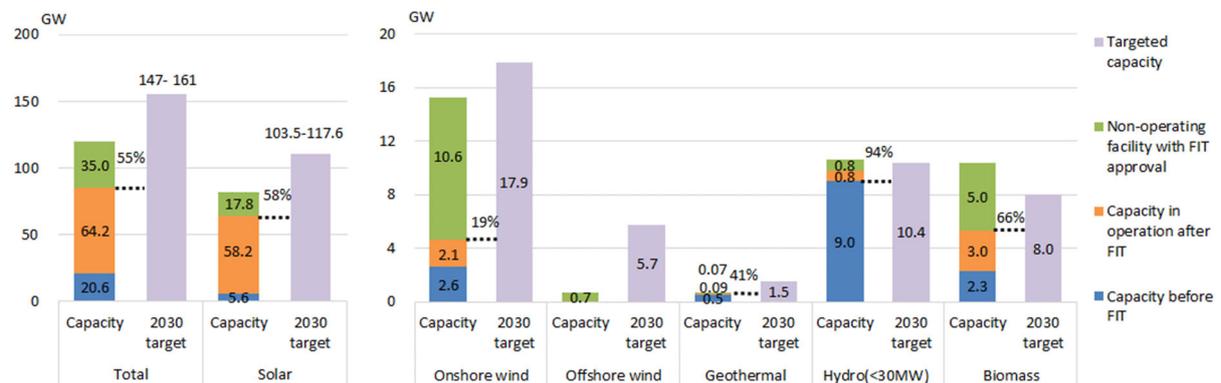


図 A2 再生可能エネルギー発電設備容量と 2030 年目標

出所：METI の資料に基づき筆者作成<sup>49</sup>

### A.1.2 再生可能エネルギー電源別の課題

日本には再エネ開発を阻む障壁があり、開発を進めることは容易ではない。まず重要な課題として、再エネ電源に共通して開発の適地・平地が限られていることが挙げられる。日本の国土面積の 67% を森林が占めており、再エネ開発が進むにつれて、開発の適地が減少している。例えば、近年の大規模太陽光（2MW 以上）の案件数は著しく減少している。陸上風力について

<sup>48</sup> International Renewable Energy Agency (IRENA) (2022). *Renewable Capacity Statistics 2022*. International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi.

<sup>49</sup> METI. <https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>

も、案件数の約半数は山間部で進められているため、土地造成や特殊な技術・設備が必要となり、コストが高くなることになる。

環境に関する課題も重要である。太陽光や陸上風力事業では地域社会とのトラブルが散見され、再エネ事業による環境や自然への悪影響の懸念が高まっている。地域社会の理解や支援を促すため、環境を保護し、地滑りのような事故を防ぐための適切な対策が必須となる。

地熱とバイオマスの開発には他にも対応すべき問題がある。地熱については、温泉法や自然公園法といった規制によって地熱の開発が阻まれてきたため、今後は既存の規制との調整が必要である。また、地熱発電の開発は初期段階でも地質調査や掘削テストを行うために多額の費用がかかることになり、開発リスクの高さを示している。

バイオマスでは、日本のバイオマス発電の燃料の大部分は、輸入された木質ペレット・チップやパーム椰子殻 (palm kernel shell, PKS) である。FIT 認証を受ける前に、持続可能性基準を満たしているか第三者認証機関が輸入したバイオマス燃料の持続可能性について評価する<sup>50</sup>。しかし、企業によってはバイオマス発電の持続可能性について各自の基準を設けているため、たとえ FIT の持続可能性基準をクリアしたとしても、各社の基準に合わなければバイオマス由来の電力を購入しないことが選択される。

他方、日本国内の木質バイオマスはさらなる開発が考えられる持続可能な資源である。間伐材をバイオマス発電の燃料とすることで、地域資源の活用だけでなく、持続可能な森林管理の推進や地元の雇用創出につながる。木質バイオマスの供給を持続可能な方法で行うシステムが必要である。

## A.2 主要な再生可能エネルギー支援政策

再エネ開発を支援する主要な政策は 2012 年に導入された固定買取価格制度 (feed-in tariff, FIT) である。日本の FIT 制度における再エネの買取価格 (表 A2) は、図 A3 に示されるように世界的に見て高い水準にあると理解されている。例えば、2022 年の買取価格は、事業用太陽光 11 円/kWh、陸上風力 16 円/kWh となっている。太陽光と陸上風力の買取価格は徐々に減少傾向を辿っているが、地熱、水力、バイオマスの買取価格は、FIT 制度導入後、ほとんど変わらずに推移している。

2017 年、未稼働案件の蓄積や上昇する賦課金に対応するため、FIT 法が改正された。改正 FIT 法の下、競争によるコスト軽減を図り、消費者の負担を抑制するため、入札制度が導入された。2022 年度は、大規模太陽光 (250kW 以上、1,000kW 未満)、バイオマス (10MW 以上の一般木質バイオマス、および、バイオマス液体燃料)、陸上風力 (50kW 以上) が入札制度の対象となる。電力広域的運営推進機関 (Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, Japan, OCCTO) が入札制度の管理を担う。

<sup>50</sup> 日本では 2022 年度第三者認証スキームとして、Renewable on Sustainable Palm Oil (RSPO) (パーム油)、Roundtable on Sustainable Biomaterials (RSB)、Green Gold Label (GGL)、ISCC Japan Fit (PKS およびパームトランク) が認められている。

表 A2 FIT 制度における買取価格

		Tariff rates (JPY/kWh)					Duration
Fiscal Year		2020	2021	2022	2023	2024	
Commercial solar PV	10 kW or above	auction (250kW or above)		auction (250-1,000kW)			20 years
		13(10-50kW) 12(50-250kW)	12(10-50kW) 11(50-250kW)	11(10-50kW) 10(50-250kW)	10(10-50kW) 9.5(50-250kW)		
Residential solar PV	Less than 10 kW	21	19	17	16		10 years
Wind	Onshore	18	17 (<50 kW)	16 (<50 kW)	15 (<50 kW)	14 (<50 kW)	20 years
			auction (50kW or above)				
	Offshore (fixed-bottom)	auction	32	29	auction		
	Offshore (floating)		36				
Geothermal	15,000 kW or above	26					15 years
	Less than 15,000 kW	40					
Hydro	5,000-30,000 kW	20 (5-30MW)		16 (5-30MW)			20 years
	1,000-5,000 kW	27 (1,000-5,000 kW)					
	200-1,000 kW	29 (200-1,000 kW)					
	< 200 kW	34 (< 200 kW)					
Biomass	Biogas	39		35			20 years
	Unutilized wood	40 (< 2MW)					
		32 (2MW or above)					
	General wood (e.g., imported pellets, sawmill residues, PKS)	auction (10MW or above)					
		24 (< 10MW)					
	Liquid Biomass (palm oil)	auction					
	Construction wood waste	13					
Waste materials	17						

注：地熱と水力は新規プロジェクトの買取価格を示す。

出所：METI の資料に基づき筆者作成<sup>51</sup>

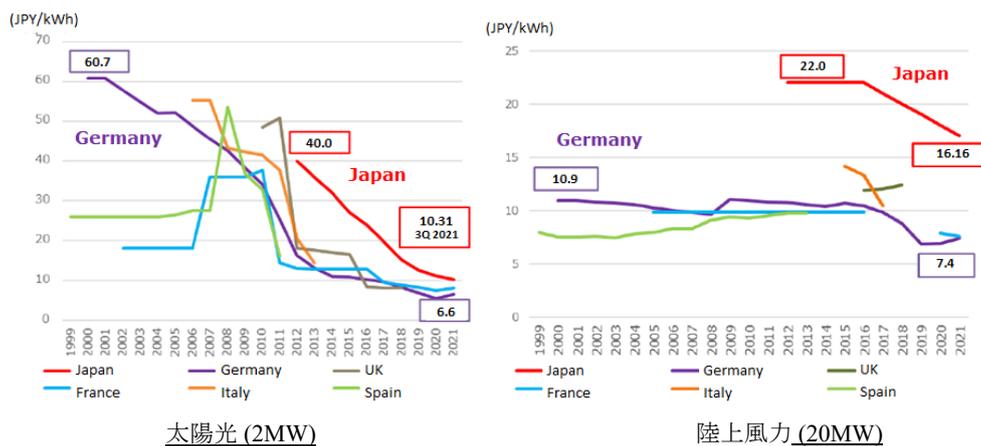


図 A3 日本および欧州における再エネ買取価格

注：1€=JPY120, 1£=JPY150

出所：METI の資料に基づき筆者作成<sup>52</sup>

<sup>51</sup> METI. [https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/fit\\_kakaku.html](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html)

<sup>52</sup> 調達価格等算定委員会（2022年2月4日）「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20220204\\_1.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20220204_1.pdf)

再エネを主力電源とするため、2022年4月に施行されたエネルギー供給強靱化法の一部としてFIT法が見直された。競争性があり、市場に即した支援制度が適切と考えられる再エネを対象として、新しくフィードインプレミアム（feed-in premium, FIP）制度が導入された。設備容量1MW以上の事業用太陽光、水力、地熱、10MW以上の一般木質バイオマス、50kW以上のバイオマス液体燃料が、2022年度よりFIP制度に準ずることになった。2022年4月、FIP制度が開始され、FIT制度と併存して実施される。

FIP制度では、再エネ発電事業者は、市場で直接売電を行うか、相対取引を行い、市場価格に上乗せしてプレミアムを受け取る。このプレミアムは、基本価格と参照価格の差額として計算される。

$$\text{プレミアム (円/kWh)} = \text{基本価格} - \text{参照価格}$$

2022年度の基本価格について、事業用太陽光（1MW以上）、バイオマス（10MW以上）、バイオマス液体燃料（50kW以上）は入札制度によって決められ、他の再エネはFITの買取価格と同等程度とされる。参照価格は、前年度の年間平均市場価格に当年度および前年度の月間平均市場価格で調整して決定され、非化石価値相当額やバランスングコストも考慮される。

他方、地域で活用され、災害に対して地域のレジリエンスを高めるとされる再エネについては、FIT制度の基本的な枠組みが適用される。この地域活用電源はFIT認定を受けるために一定の要件を満たすことが必要となる。FIT認定の地域活用要件は、2020年度より事業用太陽光、2022年度より1MW未満の地熱および中小水力、10MW未満のバイオマスが対象となっている（表A3）。さらに、2023年度からは陸上風力（50kW未満）も地域活用要件が適用され、バイオマス発電については対象規模が2MW未満へと拡大される。事業用太陽光は地域活用要件のすべてを満たす必要があり、他の再エネは地域活用要件のいずれか一つを満たすことが求められる。

表 A3 地域活用要件

Renewable energy	Requirements to be eligible for the FIT approval	
Commercial solar PV (10-50kw)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Self-consumption at least 30%</li> <li>✓ Black start capability and power outlet function for emergency use</li> </ul>	
Geothermal (<1MW) Hydro (<1MW) Biomass (<10MW)* Onshore wind (<50kW)**	<p>[Self-consumption type]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Self-consumption at least 30%</li> <li>✓ Power supply at least 50% of its retail electricity provided by a retailer of transmission and distribution operator to a local community where a power generation facility is located.</li> <li>✓ Self-consumption of power at least 10% and heat for CHP</li> </ul>	<p>[Community-based type]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Agreement on utilization of generated power/heat with a municipality</li> <li>✓ Operated or financed by a municipality</li> <li>✓ Power supply to a retailer operated or financed by a municipality</li> </ul>

注：\* 2023年度よりバイオマス2MW未満の規模が対象となる。\*\* 2023年度より陸上風力50kW未満の規模が対象となる。

出所：METIの資料に基づき筆者作成<sup>53</sup>

<sup>53</sup> METI (2022) 「再生可能エネルギーFIT/FIP制度ガイドブック」

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/data/kaitori/2022\\_fit\\_fip\\_guidebook.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/data/kaitori/2022_fit_fip_guidebook.pdf)

2022年度から、再エネ事業は、その電源や設備容量に応じて、FITもしくはFIPによって支援される（図 A4）。50kW以上の新規プロジェクト、また、FIT認定を受けている事業でも、希望すればFIP制度を選択できる。FIT・FIPの区分は、再エネ市場や開発状況を考慮して変更される<sup>54</sup>。

FIT (residential solar PV)		FIT (requirements for local utilization)			
Solar	FIT	FIT	FIT (auction)	FIP (auction)	
		FIP*			
Onshore wind	FIT	FIT (auction)		FIP*	
		FIP*			
Offshore wind (fixed-bottom)	FIT	FIT		FIP*	
		FIP*			
Hydro	FIT (requirements for local utilization)	FIP*		FIP	
		FIP*			
Geothermal	FIT (requirements for local utilization)	FIP*		FIP	
		FIP*			
Biomass (general wood)	FIT (requirements for local utilization)	FIP*		FIP (auction)	
		FIP*			
Biomass (liquid biomass)		FIP (auction)			
Biomass (the others)	FIT (requirements for local utilization)	FIP*		FIP	
		FIP*			

capacity 10kW 50kW 250kW 1,000kW 10,000kW

注：\* 50kW以上の新規プロジェクトやFIT認定を受けている事業は希望すればFIP制度を選択できる。

図 A4 再生可能エネルギー支援政策（2022年度）

出所：METIの資料に基づき筆者作成<sup>55</sup>

<sup>54</sup> FIP制度のみ認められる事業用太陽光の規模は、2023年度は500kW以上、2024年度は250kW以上へと拡大される。同様に、バイオマス（一般木質等およびその他）は2023年度から2MW以上がFIP制度のみ認められる。2019年再エネ海域利用法が適用されない着床式洋上風力は、2022年度入札制度の対象から外れるが、2023年度から入札制度の対象となる。

<sup>55</sup> 経済産業省（2022年3月25日）“Renewable Energy Purchase Prices, Surcharge Rate, and Other Details related to FIT and FIP Schemes from FY2022 Onward to Be Determined”  
[https://www.meti.go.jp/english/press/2022/0325\\_004.html](https://www.meti.go.jp/english/press/2022/0325_004.html)