

報告書

日本におけるグリーン電力小売促進のための必要 条件分析

プロジェクト期間: 2018年10月 - 2019年7月

依頼者

Greenpeace Energy

受託者

IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergie-
und Stoffstromsysteme
:プロジェクトマネージャー
Dr. Patrick Matschoss
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel.: +49- (0) 681-844 972-0
Fax: +49- (0) 681-7617999
Email: matschoss@izes.de

執筆者: Dr. Patrick Matschoss (IZES), 西村健佑 (umwerlin)

監修: 安田陽 (京都大学特任教授)

ベルリン, 京都 2019年7月31日

目次

要約 6

1.	イントロダクション.....	11
1.1.	著者によるイントロダクション	11
1.2.	グリーンピースエナジー社によるイントロダクション	12
2.	背景概観.....	14
2.1.	パリ協定と日本のエネルギー計画.....	14
2.2.	電力市場自由化と市場の集中度	16
2.3.	供給能力確保義務と実同時同量	21
2.4.	新設のグリーン電力小売事業者への影響：低い市場シェア、大手電力会社への高い依存度.....	24
2.5.	再生可能エネルギー	27
2.5.1.	再エネの促進と水力の役割	27
2.5.2.	再エネ電力政策	30
2.5.3.	グリーン電力小売事業者、エネルギー転換、追加性とラベル	35
3.	早期の対策.....	38
3.1.	電力市場の根本的な制度に関連した課題.....	38
3.1.1.	供給力確保義務の引き下げ	38
3.1.2.	小売事業者は実需同時同量を選択できるように、容量市場は導入を取りやめる	39
3.2.	水力発電所へのアクセス：グリーン電力小売事業者も活用可能に	40
3.2.1.	大手電力会社や自治体の持つ水力発電所へのアクセスの向上	41
3.2.2.	古い水力の環境価値は誰のものか：基金を創設し非化石証書の追加性を増やす	42
3.3.	非化石証書の見直し：電源技術、立地情報の特定と相対取引の強化.....	44
3.4.	短期の柔軟性	45

4.	中期の対策	50
4.1.	先渡し市場の推進：ベースロード市場の廃止	50
4.2.	よりバランスの取れた再エネの成長に向けたより良い枠組みへ	51
5.	長期の対策	55
5.1.	長期視点で見る柔軟性オプション	55
5.2.	系統の拡張	56
	まとめ	60
	付録 1: 背景概観	62
	A1-1 日本のグリーン電力に対する市民の態度	62
	A1-2 戦後復興と原子力	62
	A1-3 電力市場の自由化と集中	63
	A1-4 日本の電力卸市場（JEPX）とドイツの電力市場 2.0	65
	A1-5 グロス・ビディング	68
	A1-6 供給力確保義務	69
	A1-7 L5 出力比率	71
	A1-8 FIT 特例措置	73
	A1-9 常時バックアップ契約	73
	A1-10 ベースロード市場	75
	A1-11 再エネ：発電量と発電容量の推移及び水力	76
	A1-12 再エネ政策 I：グリーン電力証書と Jクレジット	80
	A1-13 再エネ政策 II：FIT スキーム	82
	A1-14 電源構成表示	88
	付録 2: 対策	90
	A2-1 容量市場の導入回避	90
	A2-2 短期の柔軟性オプション	90
	A2-3 短期の系統対策オプション：系統管理手法	91
	A2-4 補足：ドイツの系統運営	94

A2-6 長期の柔軟性オプション	96
A2-7 地域間の調整電源市場	97

略語

再エネ	再生可能エネルギー
FIT	固定価格買取制度
BG	balancing group
TDSO	送配電系統運営者
GHG	温室効果ガス
UNFCCC	国連気候変動枠組み条約
J-Power	電源開発株式会社
日本原電	日本原子力発電株式会社
IPP	独立発電事業者
JEPX	日本卸電力取引所
OCCTO	電力広域的運営推進機関
BRP	balancing responsible party
OTC	over the counter
GO	発電源証書
REC	再生エネルギー証書
GIO	low carbon investment promotion organization
DR	demand response
PPA	power purchase agreement
ELCC	energy load capacity credit
RPS 法	電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法
VPP	virtual power plant
VRE	variable renewable energy
DSM	demand side management

要約

本報告書は、日本でより多くのグリーン電力小売事業者が市場に参入し、電力消費者にグリーン電力を販売できるようにするために必要な電力市場制度の変更点について分析したものである。グリーン電力小売事業者が新しく革新的なグリーン電力商品を開発し、エネルギー転換やパリ協定に定められた目標の達成に貢献できるような電力市場制度の設計が求められると考える。こうした商品は、付加価値に価格プレミアムを支払う意思を持つ消費者に向けたものである。そうしたケースでは、グリーン電力小売事業者と消費者は自分たちを単なるいくつかの取引上の点と点のつながりではなく、ともにエネルギー転換を実現する者とみなしている。本報告書は、現在の規制を概観した後（第2章）、短、中、長期の対策案を提示し（第3～5章）、その後まとめ（第6章）という構成になっている。

第2章では、日本の現在の気候目標と全般的な市場制度設計、再生可能エネルギー資源（再エネ）政策について概観する。市場制度の概観では、現在の市場の集中度が依然として高く、市場に参入しようとする新規事業者にとって高い壁が存在すること、こうした壁はポートフォリオの中に変動性再エネ（VRE）が占めるシェアが高いグリーン電力小売事業者ほど高いことを説明する。その要因の1つが現在の制度が定める供給力確保義務と保守的な供給力の計算方法である。こうした規定は変動性再エネを調達しグリーン電力を販売する事業者に対し、必要以上に高い供給力確保義務を課している。小売事業者には、市場取引を通じて自らのポートフォリオを最適化するのではなく、顧客の総需要にバックアップ分を追加した供給力を日本の発電容量全体の75%を占めている大手電力事業者から主に調達することが求められている。その結果、グリーン電力小売事業者はいわゆるベースロードを賄う電力を確保するために大手電力会社よりも高コストを支払わなければならない、確かな競争上の不利がある。

一方で、固定価格買取制度（FIT）を利用している電源からの電力を調達している日本のグリーン電力小売事業者は、再エネ電源の発電量と需要の予測を含むバランシンググループ（BG）内でのバランシング責任を部分的に免除されている。日本の送電及び配電系統運営者（TDSO）は、小さな新規参入者にとってバランシング業務が過度の負担とならないよう、計画値同時同量に基づいて特例としてこれを引き受けるように求められている。しかし、計画は48時間前に策定されるため、より供給時に近い精細なVREの発電予測を用いることはできない。さらには、こうした変動性再エネを扱う小売事業者はスポット市場（1日前市場）でポートフォリオを最適化する機会が限られる。それでも、小売事業者はこれらの機会を活

用できる能力を獲得する必要がある。また、現在の短期市場（1 日前と時間前市場）の制度はゲートクローズが供給 1 時間前、取引単位が 30 分となっており、市場ベースで需給調整を行うには、両方を短縮する必要がある。

現在の再エネ導入目標がパリ目標達成には不十分だという懸念はあるが、現在の再エネ政策の中心となっている FIT は太陽光以外の電源の導入に課題があるものの、太陽光の新規導入については成功をおさめた。電力消費における再エネのシェアは 2011 年の 10.5%から 2017 年には 16.7%まで高まった。他方で FIT 賦課金の上昇に対する一般市民の受容（パブリックアクセプタンス）が低いという課題に対応するため、日本政府の主導によって非化石証書が導入された。非化石証書の導入によって、FIT 電源の環境価値の再販売が可能になる。非化石証書は再エネに対するアクセプタンスの維持に必要な FIT 賦課金抑制の原資を調達する手段として用いられる。しかし、非化石証書はさらなるエネルギー転換の推進には貢献しないため、「追加性」があるとは言えない。また古い大型水力は再生可能資源ではあるが、これらの発電所の電力も少なくとも追加性については疑問が残る。非化石証書に原子力を組み入れることも追加性の観点から疑問が残る。これはグリーン電力市場にとって高い透明性が非常に重要であり、厳格な環境基準が必要であることを示している。ラベリングはこれらの基準の遵守のためのセーフガードとして役に立つだろう。

第 3 章では、早期の対策について提案する。これらは、現在の市場障壁を取り除くために早急に導入されるべきものである。好ましい対策として、小売事業者に対する供給力確保義務と供給力の計算方法の改善が挙げられる。これはエネルギーセキュリティを損ねることなく実現可能である。鍵は、短期市場が機能することである。特に、再エネと柔軟性オプションをシステムに統合していくためにも、需要と供給のバランスは市場を通じて行われるべきである。実際には現在のシステムは全体としてベースロード電源の需要を恣意的に高めている。これほどのベースロード電源はほとんど必要ない上に、その多くを大手電力会社が所有している。市場を通じて需要と供給のバランスが取れないような（稀な）ケースに備えて、TDSO は少量の予備容量（容量予備力）をバックアップとして確保する契約を結んでおくことができる。供給力確保の見直しが実行できない場合、少なくとも供給力の計算方法についてはよりバランスのとれたものにするべきである。さらに、小売事業者が十分な能力を獲得した場合には、バランスメカニズムとして実需同時同量を選択するようにすべきである。

水力は国内で最も大きく、安定した既存の再エネ電源であり、すべての小売業者に開放されるべきである。完全には開放されなくとも、少なくとも大手電力会社の偶発利益となっている水力の持つ環境価値だけは切り出した上で、基金を設立し、売上はそちらに移譲すべきである。環境価値の取引による収益は、基金

を通じてエネルギー転換のための資金源として、すべての市場参加者に融資のような形で提供されるべきだろう。これにより、非化石証書に対して幾ばくかの追加性を付与することができる。非化石証書でも電源の立地と種類を特定できるように見直せば、証書取引を通じてグリーン電力小売事業者のグリーン電力調達を促進し、かつ消費者に対する透明性を高めることができるだろう。変動性再エネの市場シェアが高まるなかでバランスの困難さを緩和するには、多様な柔軟性オプションを採用する必要がある。短期的なオプションとしては柔軟なシステムサービス、柔軟な需要家、より良い系統管理手法等、その時点で利用可能な先端的な技術を意味する。

第 4 章では、2025 年までに導入されるべき中期の対策について述べる。これらの対策はよりバランスの取れた再エネ、特に風力の発電容量の成長のための枠組みを重視する。また、太陽光のさらなる成長にはパブリックアクセプタンスが必要であり、時には風力と太陽光の間で起こるコンフリクトの緩和が必要となる。再エネの新設の鍵は参加である。そのため、ゾーニング、環境影響評価、事前の周知、自主協定等の多様な手法が推奨される。さらには、自由化されたシステムは市場メカニズム、特に先渡し市場に依拠する必要がある。しかしこのような対策の活用は、これらが中心となる仕組みがあって可能となる。そのため、ベースロード市場は解消し、容量市場の導入は見送るべきだ。

第 5 章では、2030 年までの長期の対策について述べる。この頃には Power to Heat や Power to Gas といった新しい柔軟性のオプションが登場していると考えられる。この段階では系統の拡充が重要となる。特に系統計画の定期的な見直しにおいては、パリ目標の実現に必要な再エネの成長を考慮しなければならない。そのため、系統接続や系統拡張のコストはヨーロッパの先進的な取り組みに見られるように、電力消費者全体が負担し、個々の再エネ開発事業者が負担するべきではない。

第 6 章は全体のまとめとなる。まず、現在の再エネ導入目標と導入率のどちらも不十分である。そのため、パリ目標の実現に向け、どのような追加的な対策が必要かが問われている。本報告書では、特に新しいグリーン電力小売事業者がパリ目標達成に貢献できるようにするために必要な電力市場の規制変更を取り扱っている。本報告書はまず現在の規制が大手電力会社にとってどのような有利な点があるかを明らかにした。特に、自由化された市場では本来、よりエネルギー取引に立脚すべきであるが、現状は供給力の確保に傾斜している。ゆっくりとした自由化の結果として、（水力とその偶発利益も含む）発電容量の 75%は基本的に手つかずのまま大手電力会社の手の中にある。何よりも、供給力確保義務はグリーン電力小売業者に必要以上の負担を強いており、特にポर्टフォリオにおいて

変動性再エネがより多く占める小売事業者ほど負担は大きくなる。その他の大きな課題は、既存の再エネの発電容量が不公平に配分されており、新規の再エネの発電容量も十分ではないことである。水力の大きな偶発利益の配分についても政治的な議論が必要であり、これはすでに開始されている。本報告書では、偶発利益を新たな再エネ開発の投資に用いることができるような基金の創設を提案している。水力以外の再エネの容量が不足しているため、環境とアクセプタンスの課題を考慮しつつ、よりバランスの取れた再エネの成長に向けた規制を考慮する必要がある。最後に、現在の非化石証書（再エネ指定）には明らかに追加性がないことを鑑み、FIT スキームの下で（資金を得て）作り出された環境価値の再販売に電力消費者が理解を示すのか、それとも FIT 賦課金のアクセプタンスを結果的に低下させることに繋がるかについては不確実性が残っている。グリーン電力小売事業者にとって、彼ら独自の商品が持つ追加性について消費者とコミュニケーションを図るためにも、透明性は鍵である。そのため、グリーン電力ラベリングスキームはセーフガードとして用いることができるだろう。規制がグリーン電力小売事業者に対しても公平な競争の場を作り出すことができれば、彼らは顧客とともに日本の再エネの将来とエネルギー転換に向けて大きな貢献をすることができるだろう。

1. イントロダクション

1.1. 著者によるイントロダクション

パリ協定に署名したことにより、日本はグローバルコミュニティの一員として気候変動対策の次のステップに進んだ。パリ目標の達成には温室効果ガス（GHG）排出を大幅に削減する必要があり、経済構造を脱炭素化し、さらに再生可能エネルギー（再エネ）¹から発電されるグリーン電力量を増やす必要がある。日本は再エネについてより意欲的な目標が必要なことは明らかである。これには風力や太陽光という変動性再エネが含まれる。第5次エネルギー基本計画（経済産業省、2018）では、日本は再エネを日本の「主力電源」と位置づけている。しかし、これだけではパリ目標を鑑みると不十分であり、より強いコミットメントも可能である。水準が不十分であることにはいくつかの理由がある。1つには伝統的に原子力に依存してきた経緯があり、これは再エネ推進政策の導入を遅らせてきた。結果的に、現在再エネの容量は不足している。次の理由はゆっくりとした電力市場自由化であり、電力市場制度の多くが本報告書で「大手電力会社」と呼ぶ、従来地域ごとに独占的に事業を行っていた電力会社に有利になっている。そのため、彼らは依然として強い地位を保っている。

しかし規制は変更可能であり、エネルギーシステムの脱炭素化は根本的な構造転換を必要とする。再エネ、中でも変動性再エネが十分に成長し、グリーン電力を顧客に届けられるようにするためには電力市場に新たなプレーヤーが必要である。それは付加価値のある革新的なグリーン電力商品を開発するプレーヤーである。ここでいう付加価値とは、再エネの発電設備を新設や再エネの導入を促進するインフラへの投資を通じて日本のエネルギー転換にファイナンスの面で貢献することを指す。エネルギー転換に貢献するために価格プレミアムを支払う意思のある顧客とともに、こうした小売事業者は自らを単なるセールスポイントではなく、エネルギー転換のためのステークホルダーであり、エージェントだとみなすようになるだろう。

確かに電力市場にはすでに新しいグリーン電力小売事業者が複数存在するが、彼らの市場に対する影響力は本来必要とされる大きさに比べると小さい（これは再エネの発電容量にも言える）。それは現在の規制環境に理由がある。そのため、本報告書では現在の電力市場制度を分析し、どの規制がグリーン電力小売事業者にとって障壁となっているか、エネルギー転換を実現していくための障壁となっているかを検証する。そして政策決定者に規制の変更、障壁の緩和、グリーン電力小売事業者にも公平な競争環境の創出、エネルギー転換の実現に資するより適

¹ 電気事業者による再エネ電気の調達に関する特別措置法によると、日本政府は再エネを太陽光（PV）、風力、水力、地熱、太陽熱、環境熱、バイオマスと定義している。

切な規制環境に向けた提案を示す。まず第 2 章では、現在の再エネ政策について検証する前に、現在の気候変動政策や電力市場自由化の歴史、現在の市場の集中度、新規市場参入者に対する市場の仕組み等、日本の電力市場規制のこれまでを概観する。第 3 章では、一般的な電力市場の仕組みの中で供給力確保義務の緩和、リアルタイムに近いbalancingへの変更等の（できる限り）早期の対策を提案する。さらに、水力発電へのアクセスの向上の必要性、水力発電の持つ環境価値のより良い活用（公的基金の創設）、非化石証書制度の改正（立地や電源情報の統合）についても議論する。そして短期的な柔軟性オプションについてもいくつか検討する。第 4 章では（2025 年を見据えた）中期的な対策であり、これにはベースロード市場の解消、容量市場の導入見送りを通じた先渡し市場の活性化や、ゾーニング、環境影響評価、事前の通知、自主協定等のよりバランスの取れた再エネの成長のためのより良い枠組みを検証する。最後に第 5 章では（2030 年を見据えた）長期の取り組みについて、新しい柔軟性オプションや系統の拡張といった事項を検討し、第 6 章はまとめとなる。

1.2. グリーンピースエナジー社によるイントロダクション

電力消費者向けのグリーン電力商品は国レベルのエネルギー転換を促進し、加速し、形作るための力強い手段である。しかし、そのためにはこれらが正しく推進されなければならない。多くの電力消費者がグリーンで持続可能なエネルギーシステムの必要性を理解し、その創出に貢献することを望んでいる。しかし、これらの願いは、画一的なコモディティ市場では無視され、重要でないものとして扱われる傾向がある。グリーン電力商品はこれらを変えることができる。顧客は真の意味での選択肢を獲得し始め、自らの選好を表明し、それゆえ無視できない市場への影響力となりうるのである。

しかし、それには 2 つの前提条件がある。1 つ目に、電力市場制度が「グリーン電力小売事業者に適したもの」でなければならない。そのためには従前の市場設計の根本的な変更が必要である。そして、グリーン電力小売事業者は単なる「イメージ先行」であってはならず、本当の意味での変化のきっかけとならなければならない。

20 年にわたり、グリーンピースエナジー社はドイツのエネルギー市場で活動してきた。15 万件以上の顧客を抱え、2 万 5000 人以上の会員がいる。これらすべてがより速く、深いレベルで、公平なエネルギー転換の重要な声となってきた。私たちがここまで成し遂げられた背景には、いまだに多くの欠点があるにせよ、ド

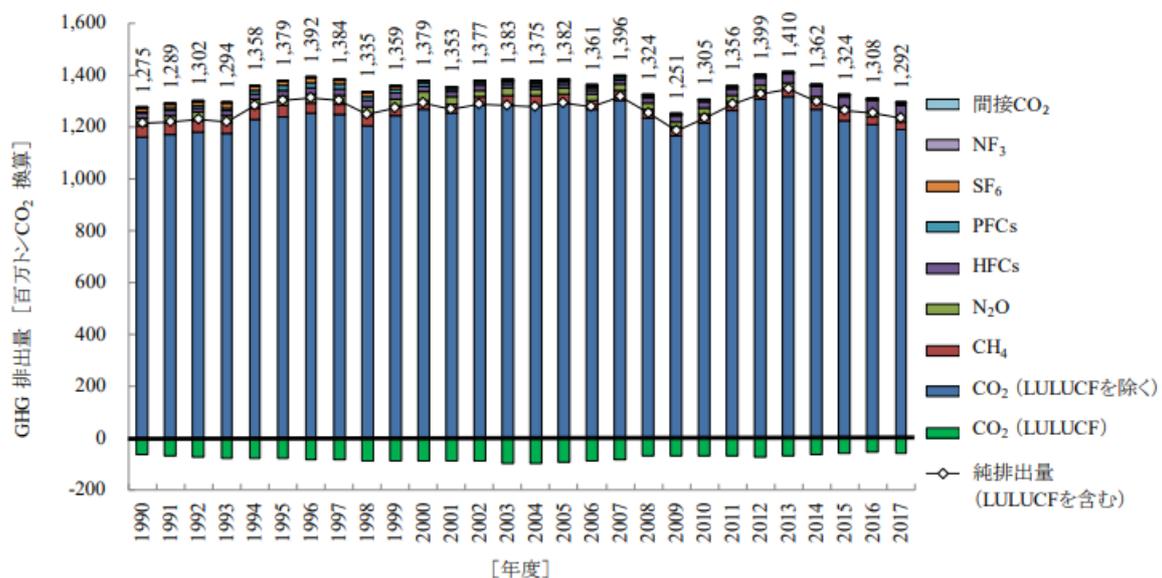
イツのエネルギーシステムの制度が上に挙げた 2 つの前提条件を促進する設計と
なっていたことがある。グリーン電力商品のための機会の窓は、日本でも開く
ことができるだろう。技術、能力、優れた人材、日本にはこれら全てが揃ってい
る。グリーンピースエナジー社は、日本のエネルギーシステムを専門的に分析し、
グリーン電力商品を日本にとってのサクセスストーリーとするために多くの価値
ある提案含む本報告書を委託できたことを喜ばしく思っている。

2. 背景概観

2.1. パリ協定と日本のエネルギー計画

世界の気温上昇を 1.5°C 以内に抑える²ためには、GHG の最大の排出源の 1 つであるエネルギーシステムの脱炭素化を進める必要がある。日本は世界で 5 番目の GHG 排出国であり、2017 年には 12 億 9200 万トンの GHG を排出している国として、世界の気候変動を抑制する責任を負わなければならない。そのため、日本政府は、2013 年比で 2030 年までに 26%、50 年までに 80% の GHG 排出削減を目標として掲げた。しかし、2017 年の日本の GHG 排出量は 1990 年比で 1.3% の増加となった。2017 年の GHG 排出をセクター別に見てみると、エネルギー（間接的な CO₂ 排出を除く）は総排出量の 88.0% を占めている（環境省，2019a）。（図 1 参照）

図 1 セクターごとの GHG 排出と削減量の推移

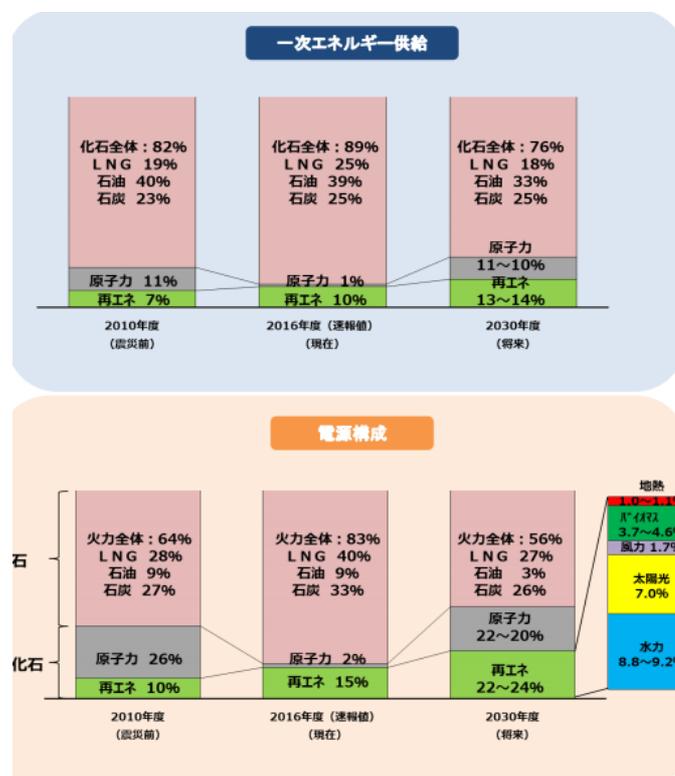


出典：（環境省，2019a）

² 国連気候変動枠組み条約（UNFCCC）は「パリ合意の中心的な目標は、今世紀の世界の平均気温の上昇を産業革命以前に比較して 2°C 以内に抑えることで気候変動の脅威に対する世界規模の対応を強化し、さらに 1.5°C 以内に抑えるための努力を目指す」と説明している。

そのため、日本はエネルギーセクターの GHG 排出量を大幅に削減する必要があり、日本政府は 2030 年エネルギーミックス目標を定めた。2030 年のエネルギーミックスの中で、日本政府は目標として電力消費 (kWh) における再エネの割合を 2030 年までに 22~24%にまで高めることを掲げている(経済産業省, 2015)。内訳は、大規模水力や揚水発電を含む水力発電が 8.8~9.2%、太陽光発電が 7.0%、バイオマス発電が 3.7~4.6%、風力が 1.7%、地熱が 1.0~1.1%となっている(図 2)。

図 2 エネルギーミックス



出典: (資源エネルギー庁, 2018b)

2030 年の原子力発電の割合の目標は 20~22%と定められているものの、原発の再稼働や新設に対する市民の強い反対意見により、原発の目標達成には高い不確実性が伴う。専門家や大手電力会社(図 3 参照)、経済団体は、日本はパリ目標達成のために原子力が必要だと主張しているが(経団連, 2018)、再稼働は行き詰まっている。

大幅な GHG 削減を実現するには、原子力による発電の置き換えに取り組む一方で、日本は 2030 年の国の気候目標を達成するためにもエネルギーミックス 2030

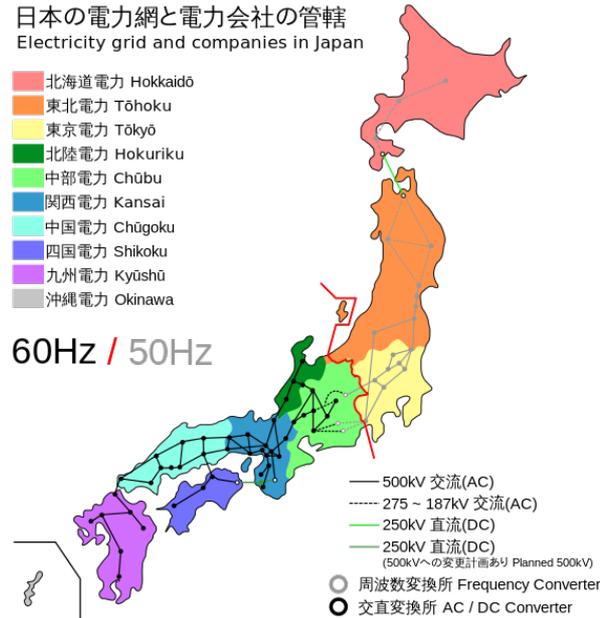
に示されている再エネ目標よりも多くの再エネが必要となるだろう。パリ合意以外にも、2011年3月11日の東日本大震災とそれに続く東京電力福島第一原発事故は日本の電力消費者のグリーン電力に対する関心を高めた。消費者のグリーン電力に対する態度についていくつかの調査が異なる結果を示しているが、傾向としては日本でもグリーン電力を選ぶことに興味を持っている市民が増えているようだ（付録 A1-1 参照）。いくつかのイニシアチブも立ち上がっている。例えば『パワーシフト』（パワーシフトキャンペーン運営委員会，2019）はグリーン電力メニューや商品への変更をサポートしている³。グリーン電力小売事業者の選択肢の広がり、市民がエネルギー転換に大きく貢献することを後押しすることができる。それ以外にも RE100 のような企業向けのイニシアチブも存在する（RE100，2019）。

2.2. 電力市場自由化と市場の集中度

第二次世界大戦後、日本の電力システムは 10 の電力会社の地域独占体制によって維持されてきた（以下、大手電力会社）。大手電力会社のうち、原子力発電所を所有していないのは沖縄電力のみである。以前は大手電力会社が電力供給システムを独占していた。また歴史的背景から、系統は 2 つの周波数エリアに分かれている（図 3）。戦後の早期復興と発電所の運営のため、電源開発株式会社（J-Power）と日本原子力発電株式会社（日本原電）が大手電力会社によって 1950 年代に設立された（詳細は付録 A1-2 参照）。

³ パワーシフトは、グリーン電力小売事業者についての情報を比較できるように提供し、電力メニューをグリーンなものに変更するための方法を伝えるためのキャンペーンである。

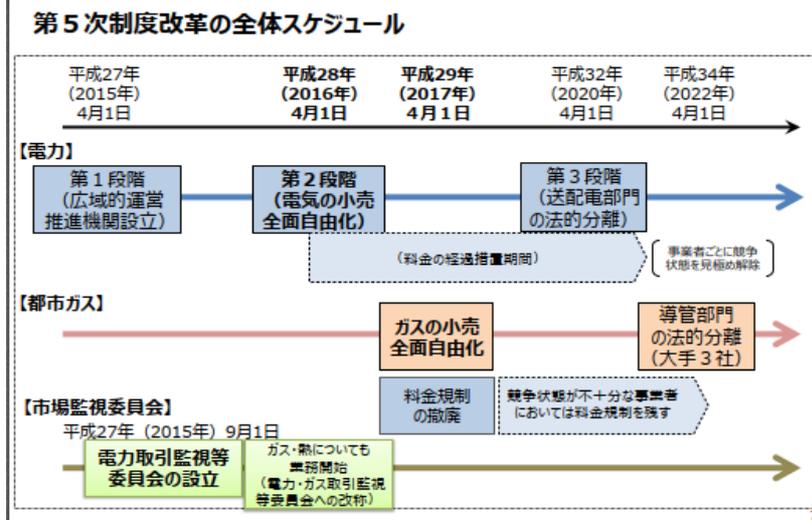
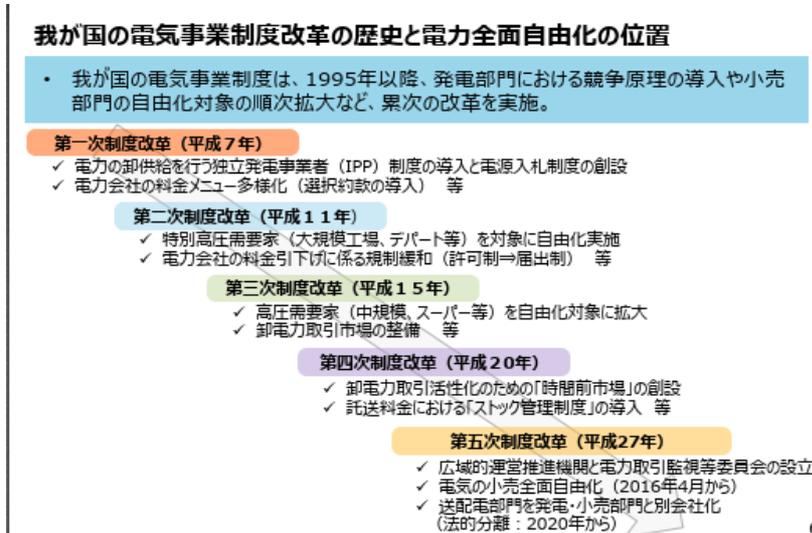
図 3 日本の 10 大手電力会社



出典: (Callum, 2012)

大手電力会社は長い間垂直統合の組織であったが、日本政府は 1990 年代に電力市場の自由化のプロセスを開始した（図 4）。ただ、市場自由化は段階的なものであり、発送電分離（アンバンドリング）は 2020 年まで実施されないこととなった。発送電分離は競争が働くための前提条件である。電力系統は自然独占を形成するため、大手電力会社と新規参入者が同じコストで系統にアクセスできるようなオープンな環境を維持するよう、独立した機関が規制しなければならない (Matschoss et al., 2017, Chapter 2) & (Matschoss et al., 2019)。いくつかの大手電力会社は 2020 年に先立って発送電分離を行うが、2018 年時点ではどのようにシステム管理部門と発電部門を分離するか検討している会社もある。つまり、大手電力会社のいくつかは 2020 年までは「発電」、「送配電」、「小売」というバリューチェーン全体の設備を所有することになる（詳細は付録 A1-3 参照）。

図 4 電力市場の自由化経緯

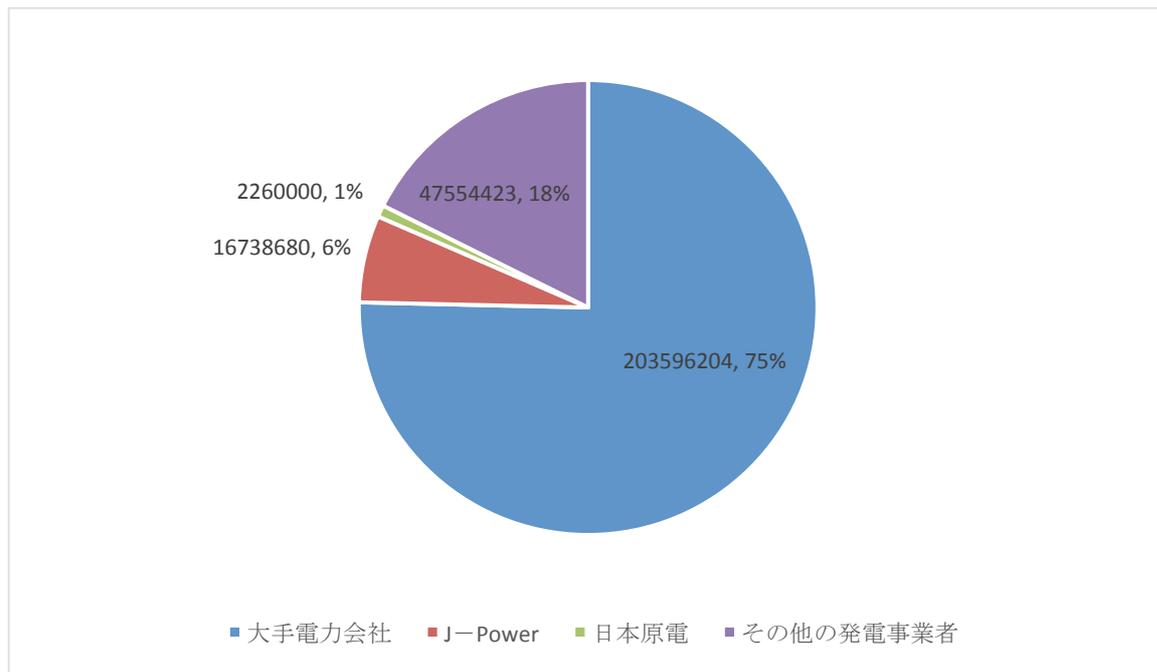


出典：（電力・ガス取引監視等委員会，2017b）

2016年には低圧の電力小売市場も自由化され、結果として市場に新規に参入する企業が増えた。一方、市場自由化が進行しているにも関わらず、一般的な市場の集中度を評価する指標は、今なお日本の電力市場が非常に高い集中状態にあることを示しており、大手電力会社が独占的な地位にいることを示唆している（付録 A1-3 参照）。特に発電容量に占めるシェアは大手電力会社の独占的地位を示している（図 5）。1995年には独立発電事業者（IPP）に市場が開放されたが、大手電力会社はなお日本の発電容量の75%を所有している。また、J-Powerと日本原電がそれぞれ6%と1%のシェアを持っている。その他の発電事業者のシェアはわ

ずか 18%である（自家消費分は除く）。発電部門に関する詳細は付録 A1-3 を参照されたい。

図 5 発電容量におけるシェア（単位は kW、2019 年）



出典：(資源エネルギー庁, 2019a)

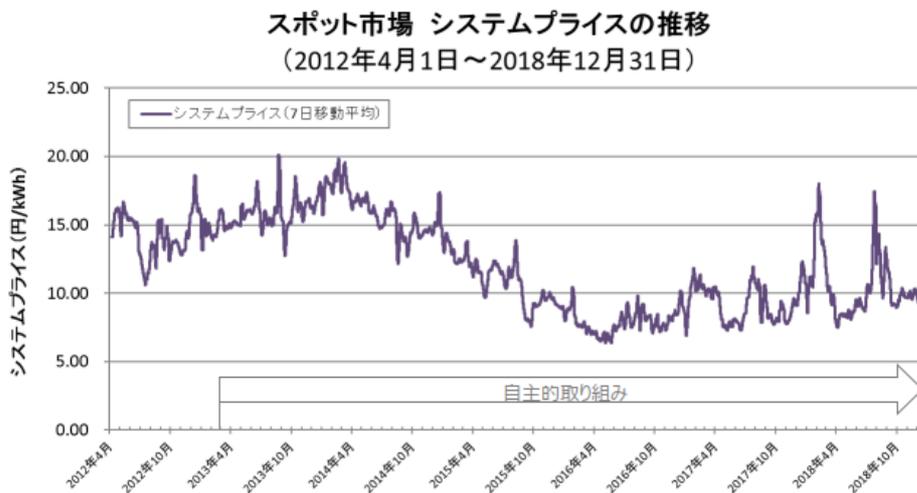
2003 年、透明性のある市場の創出、効率的な取引と価格決定を行う日本の卸市場の運営者として日本卸電力取引所（JEPX）が設立された。JEPX は 1 日前市場（スポット市場）⁴ と時間前市場（Intraday market）、先渡し市場（forward market）、分散型・グリーン売電市場、非化石価値取引市場、ベースロード市場を運営している（JEPX, 2019）。さらに、電力広域的運営推進機関（OCCTO）が管理する間接オークションもまたスポット市場と同じように取引される。現在の時間前市場のゲートクローズは受け渡しの 1 時間前となっており、30 分単位で取引可能である（詳細は付録 A1-4 参照）。スポット市場の価格と取引高の推移は図 6 及び図 7 を参照されたい。

JEPX の取引量は増加傾向にあり、電力取引全体に占める JEPX スポット市場取引が占めるシェアも上昇しているものの、他国に比べると低い水準にある

⁴ ヨーロッパでは、スポット市場は 1 日前市場と時間前市場を指す（EEX, 2019）。

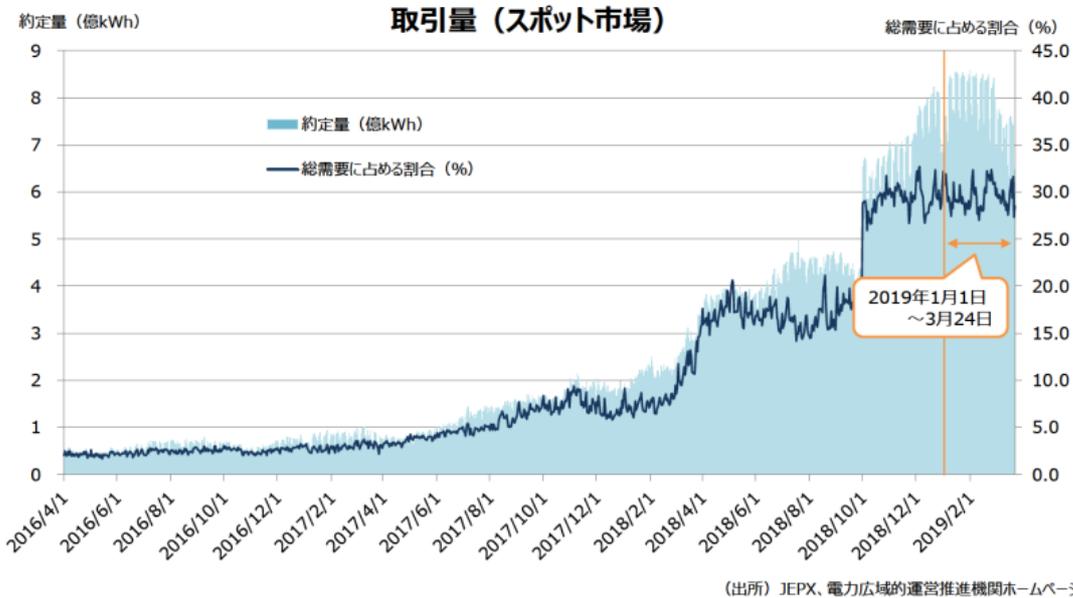
(Matschoss et al., 2017, Chapter 3)。その理由は、すでに述べたとおり、高い市場の集中と、後に示すように小売事業者に対する高い供給力確保義務の水準がある。そのため、国内の発電容量の 75%を所有している大手電力会社がより多くの電力を JEPX で販売することが課題となる（図 5）。スポット市場での取引量を増やすため、政府は 2017 年にグロス・ビディングを導入した。グロス・ビディングは、大手電力会社に電力を JEPX で販売することを義務付けるが、その効果には様々な評価がある（付録 A1-5 参照）。

図 6 スポット市場の約定価格の推移



出典：(電力・ガス取引監視等委員会, 2019)

図 7 スポット市場の約定量



出典：(資源エネルギー庁, 2019b)

注：2018年10月に取引量が大きく変改しているのは、間接オークションの導入があると考えられる。しかし、この動きに関する詳細な分析は本報告書の対象外である。

2.3. 供給能力確保義務と実同時同量

自由化された市場では、全ての小売事業者が自らの顧客をバランシンググループ (BG) 内で調整する。小売事業者は顧客が消費する電力の量をできる限り正確に予測、調達し、BG のバランスを保つ必要がある。もしも予測した需要が供給より大きければ (供給が不足) すれば、小売事業者は追加のエネルギーを市場から調達することができる。もし需要が供給より小さければ (供給が過剰)、電力を売ることができる。つまり、小売事業者は自らバランシング責任者 (BRP) となるか、この責任を他の主体に委託する必要がある。BG が需給バランスを維持できず、システムに対してインバランスの発生を回避できない場合、小売事業者はインバランスコストを支払う必要がある。インバランスコストはシステム運営者 (または TDSO、通常は大手電力会社のような企業が担う) が供給しなければならなくなった追加のエネルギーにかかるコストにあたる。こうして、システムにおける全体の需要と供給がバランスされる。そのため、このような市場制度の下では個別の小売事業者は事前に供給能力を確保する必要はない。自由化された市場では、バランスからの逸脱を取り扱う手段は、長短期の供給力確保の義務化ではなく、短期的にエネルギーを取引する市場であるべきで、それによって小売事業者は電力を卸市場で調達 (または販売) することで BG のバランシング責任を果たすこと

ができるようになる。つまり、オープンで流動的な市場が重要である（付録 A1-6 参照）。

大手電力会社の供給義務を小売事業者の供給能力確保義務に変更する等、バランスの仕組みは幾度か変更されてきた。電力市場自由化前には、大手電力会社のみが電気を発電し、販売していた（少数の独立系の小売事業者も例外的に存在した）。当時は BG は必要とされていなかった。大手電力会社が独占的な電力供給者として、電力の供給を義務付けられていたためだ（供給義務）。この規制は独占的な電力会社の存在のみを想定し、発電事業は行わずに電力販売のみを行う小売事業者は考慮していなかった。自由化後の政府は、発電設備を持たない新規の小売事業者が調達できる以上の電力を販売し、供給不足になることを危惧した（経済産業省、2013）（付録 A1-9 参照）。

その結果、現在の規制はすべての小売事業者に対して前提条件として「潜在的な顧客の需要に対応できるように十分な電力の供給能力を確保することを要求している “secure sufficient power supply capacity to meet demand from potential customers”」（Mac Pherson, 2017）。各小売事業者が確保すべきとされる供給力はすべての顧客の最大負荷の合計に冗長性として安全幅を考慮したものととして求められる。つまりすべての小売事業者は受渡しの 1 時間前まで想定需要の 100% にプラスアルファの供給力を確保することが求められる（国際環境経済研究所、2014）。これは新規の小売事業者にとっては特に課題である。

その他の課題に、適切な供給力をどのように決めるかということがある。異なる発電技術には異なる算定方法が定められており、個々の設備利用率を反映している⁵。さらに、ポートフォリオに取り入れられる変動性再エネの供給力には予測誤差（発電量の過剰または過小予測）のリスクがいくぶんあり、この予測誤差と需要予測誤差との間では様々な組み合わせが考えうる。システムの観点から言えば、（特に変動性再エネの）予測が平均して正しいかが重要となる。しかし、日々のバックアップとして要求される容量を計算するために現在用いられている計算方法は「L5 出力比率」と呼ばれ、現実的には発生頻度が少ない、多分に極端な受給状況を想定している。より正確には、L5 出力比率は設備の全利用期間において、最大の需要を示した 5 日における最も低い出力の下位 5 位の平均とする（付録 A1-7 参照）。つまり、ほぼすべての期間にわたり、小売事業者は、電力の供給力過剰を抱えることになり、システム全体にわたるバックアップ容量の需要を恣意的に引き上げてしまう。

⁵ 例えば、風力や太陽光のような変動性再エネは年間のフル付加稼働時間が短いため、計算上の供給力はベースロード電源（原子力、石炭等）より小さい。

最後に、全ての小売事業者は、規制や基準の策定、長期的な政策や地域間の系統連系の開発計画の策定、事業者の系統アクセスの監督を行う機関である OCCTO に対して今後 10 年間の予測に基づいた供給計画を作成、提出作成しなければならない。小売事業者が提出する長期的な供給計画には拘束力はないが、国の需給見通しの分析には利用される。次年度については、小売事業者は月ごとの供給計画を提出する。小売事業者の提出する月別供給計画の実現が難しいと見られる場合は、OCCTO は小売事業者に対して、計画の変更をアドバイスすることができる。

balancing は、BG において容量 (kW) ではなく、電力 (kWh) を短期的に調整することを意味する。balancing にはいくつかの手段がある。2016 年 4 月、政府は実需同時同量から計画値同時同量に移行した⁶。以前の実需同時同量では、すでに示したように、発電事業者（主に大手電力会社）が、実際の需要と供給の量を基に、balancing の責任を負っていた。これを供給義務 (kWh) と呼んでいた。日本の実需同時同量においては kWh あたりのインバランスクストは一定の単価とされていた。2016 年 4 月から導入された計画値同時同量では、発電事業者は発電計画を提出し、小売事業者は需要計画を提出する。小売事業者は相対契約 (OTC) か卸市場等を通じて計画に基づいて必要となる供給力を確保する。最初の計画は 1 日前に提出されなければならない、発電事業者と小売事業者はその後も計画からの逸脱を調整することができ、最終的な予測と調整は時間前市場においてゲートクローズ（受渡しの 1 時間前、取引単位は 30 分）まで調整可能である。kWh あたりのインバランスクストは、日本の計画値同時同量では市場価格に連動する。

現在も、変動性再エネの発電量の正確な予測は日本でも課題となっている。また、より小さな小売事業者ほど予測の精度が下がる（資源エネルギー庁、2018e）。これは、市場に参加するにも能力とスキルが要求され、変動性再エネ比率の高い小さな小売事業者はより大きなインバランスクリスクを抱えていることを示している（資源エネルギー庁、2018c）。

2012 年に FIT による支援を受ける（小さな）グリーン電力発電事業者と FIT 電力を調達しているグリーン電力小売事業者を保護する目的で、政府は 2 つの FIT 特例措置を導入した。1 つ目が、TDSO が balancing を行う FIT 特例 1、2 つ目が小売事業者が balancing を行う FIT 特例 2 である（表 1 参照）。インバランスクリスク低減のため、FIT 電源を用いて発電する小売事業者はこれらの FIT 特例を利用することができる。FIT 特例 1 は変動性再エネに付随するインバランスクリスクを負わなくて良い、つまり FIT 電源の発電量を予測する必要がないため、小売事業者にとっては特にメリットがある（付録 A1-8 参照）。

⁶ 2016 年 3 月 31 日までに一般送配電事業者と接続供給契約を結んだ小売事業者は、実需同時同量と計画値同時同量から選択することができる。

表 1 FIT 特例の概要

	計画発電量の認定主体	インバランスリスクを負う主体	インバランスの精算単価	計画発電量の精度向上インセンティブ
特例制度 1	一般送配電事業者	一般送配電事業者	FIT 制度における回避可能費用	一般送配電事業者
特例制度 2	小売電気事業者	小売電気事業者	通常のインバランス料金	小売電気事業者
通常の計画値同時同量制度	発電事業者	発電事業者	通常のインバランス料金	発電事業者

出典：(環境省, 2014)

しかし、FIT 特例 1 は受渡しの 48 時間前に計画を確定させるため、特に発電事業者が予測を修正する余地が小さい。また FIT 特例 1 を利用する小売事業者はインバランス積算主体としてのリスクを負うことがないため、FIT 電源の調達に基づいて計画をバランスさせるために柔軟性等のより良いオプションを検討する動機づけがない (5.1 参照)。結果、変動性再エネ、特に特例 1 を適用する FIT 電源に起因するインバランスを相殺するために用いられるディスパッチャブルな (調整可能な) 従来電源の確保の必要性を過剰に見積もることになり⁷、電力システム全体のコストを引き上げ、石炭のような従来電源をロックインする結果につながりうる。

日本は 2021 年に需給調整市場の開設を計画している。これは、系統から見て本来に必要とされるシステムサービスを取引する新たな市場の導入となるだろう。しかし、法制はまだ不透明な部分がある (5 章)。

2.4. 新設のグリーン電力小売事業者への影響：低い市場シェア、大手電力会社への高い依存度

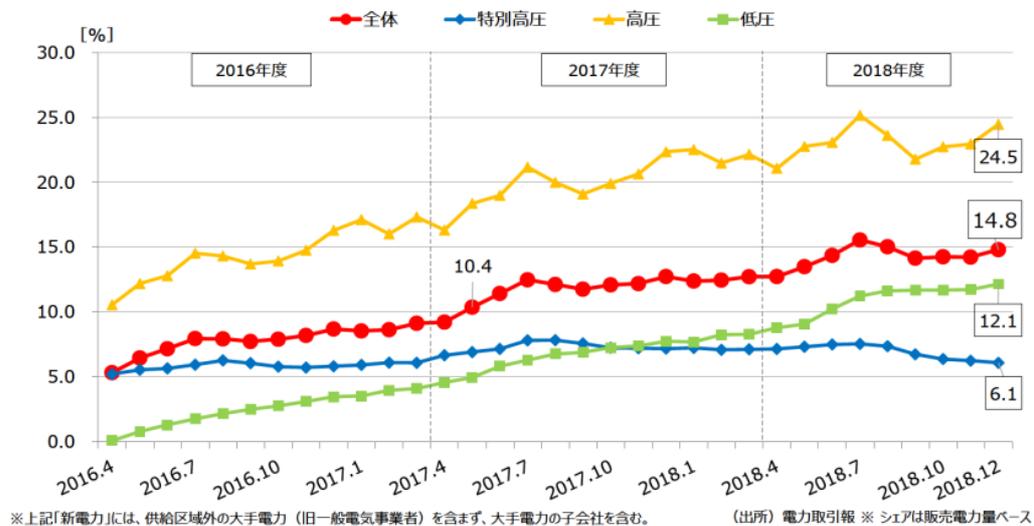
日本の電力市場の集中度は依然としては高い (2.2 参照)。これは新しい小売事業者のシェアがすべての電圧レベルにおいて相対的に低いことからみとれる (図 8 参照)。とは言うものの、新規参入者の電力小売に占めるシェアは市場自由化後に伸びてきている。一方で、今なお発電容量に占める大手電力会社のシェアは高い水準にある。またすでに述べたとおり、供給力確保義務のため、新しい、

⁷ 世界には蓄電池やバイオマスのようなクリーンでディスパッチャブルな容量も調達できる地域があることは確かだが、日本の現状ではすべての FIT 電力を調達している小売事業者に行き渡るほど十分に普及していない。

特にグリーン電力の小売事業者は販売する以上の発電容量を確保することが強く求められている。

図 9 は大手電力会社と新規参入者の供給能力の構造を、彼らの供給計画に基づいて比較したものである（2025 年までの予測を含む）。これを見ると明らかな違いがある。まず、大手電力会社の持つ発電容量の合計は新規参入者に比べて明らかに大きい。次に、供給能力におけるベースロード電源（水力、石炭、原子力等）⁸の容量のシェアでも、大手電力会社のシェア（31.9%）はその他の新規参入者のそれ（4.6%）より明らかに高い。図 10 は新規参入者の電源構成を、事業者の販売電力量別に示したものである。これを見ると、自社所有電源の割合は小さな小売事業者で最も小さいこと（3%）がわかる。言い換えれば、新規参入者は供給能力を、短期取引市場を中心に確保しなければならないことを意味する。また、短期取引市場も電源のシェアから見て大手電力会社が支配的な市場である。

図 8 新規参入した小売事業者の市場シェア



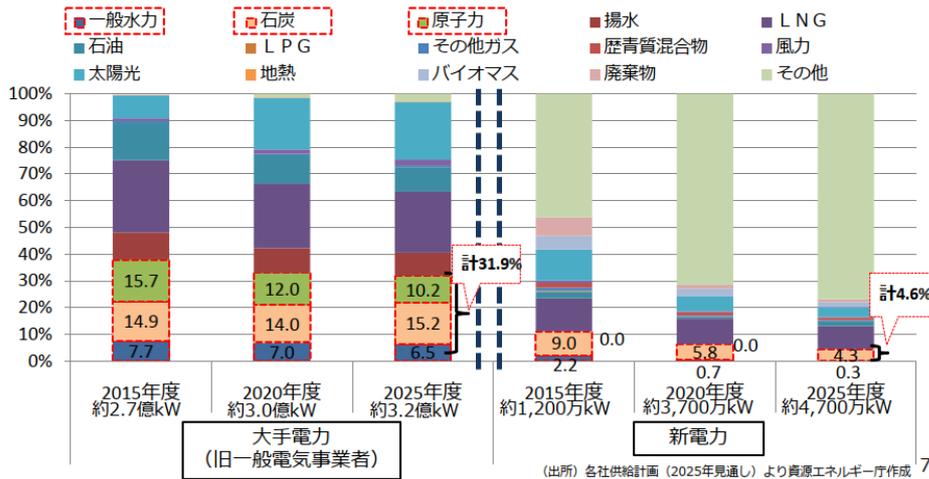
出典：(資源エネルギー庁, 2019b)

現在の法制度では、新規の小売事業者、特にグリーン電力小売事業者は、顧客の需要より大きな供給力を確保することが求められるため、安価なベースロード電源へのアクセスは彼らの競争力にも関わってくる。不平等な発電設備の所有構造とも関連して、不十分なアクセスは新規のグリーン電力小売事業者にとって大きな市場障壁となる。時間の経過とともに、新規の小売事業者は自社所有電源に

⁸ ベースロード電源とは、低廉な価格で安定的に発電できる電源である (METI, 2018a)。ただし、社会コストの観点を見みると原子力発電を低コストな電源と呼ぶかは議論の余地がある。

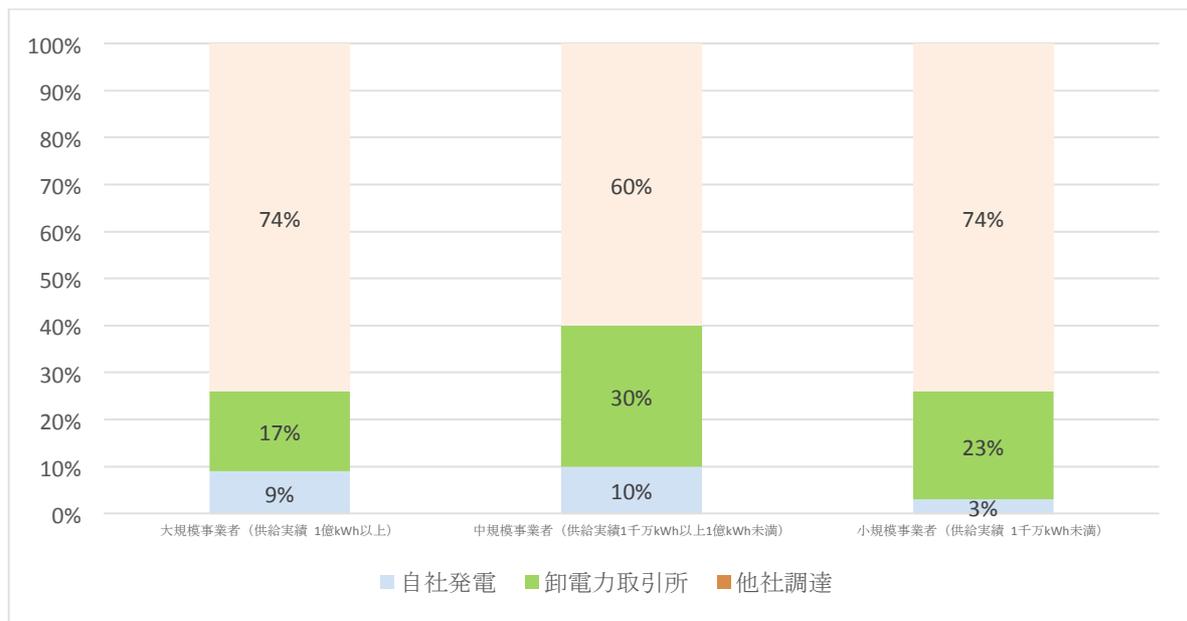
投資をすると考えられるが、その時期が来るまでの初期段階では、外部調達を混じえつつ持続可能なビジネスモデルを構築することが必要となる。

図 9 大手電力会社とその他の発電ポートフォリオ



出典: (資源エネルギー庁, 2017a)

図 10 新規の小売事業者の供給能力の内訳



出典: (資源エネルギー庁, 2017a) を基に作成

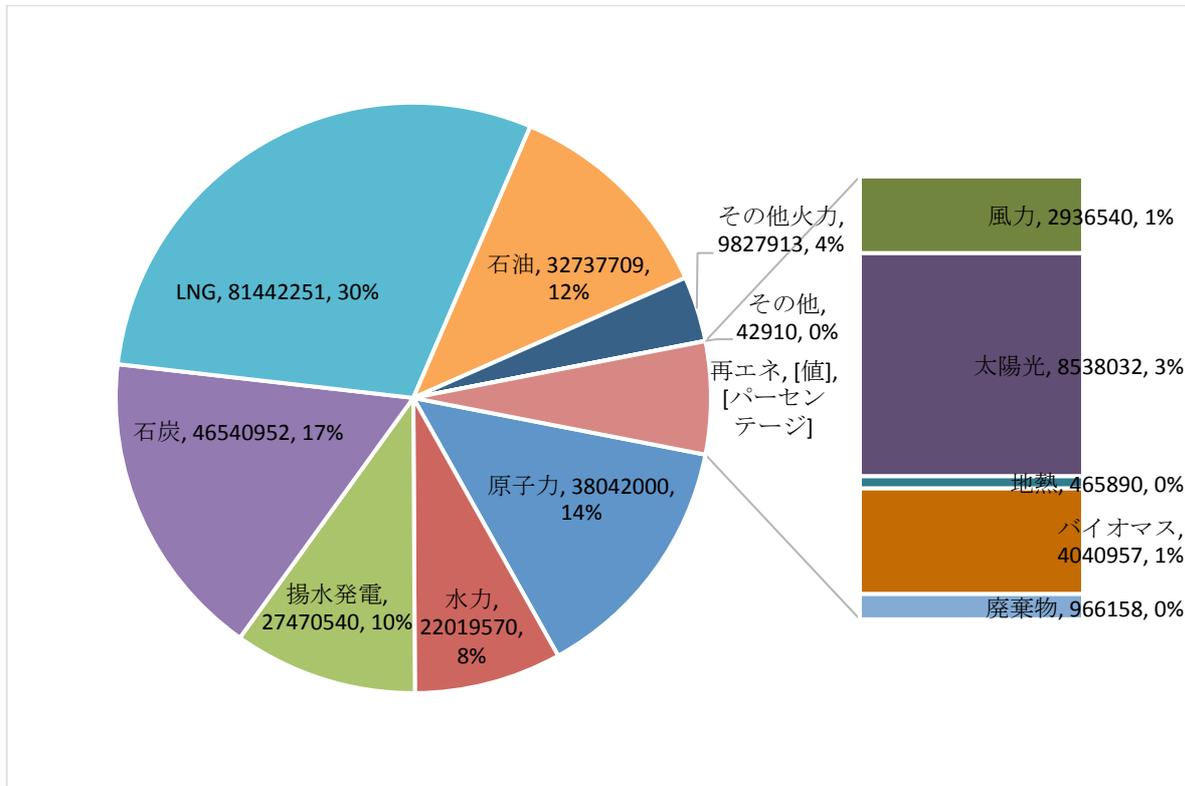
新しい小売事業者の大手電力会社の所有しているベースロード電源に対するアクセスを改善するため、日本政府はいくつかの手段を実施している。2000年には「常時バックアップ契約」を経過措置として導入した。この措置は、大手電力会社に新規小売事業者に対して電力の販売を義務付けるものだった。しかし、この契約は通常は大手電力会社のうちの1社と新規参入者との間の相対契約となっていたため、両者の間での交渉力が平等ではなく、新規参入者は主に（より高額な）ミドルロード電源を提供されていた（付録 A1-10 参照）。2019年には常時バックアップ契約に代わっていわゆる「ベースロード市場」が開設された。ベースロード市場は入札制度であり、大手電力会社はミドルロード電源ではなく低廉なベースロード電源の提供が求められる。ベースロード市場は新規参入者にとって競争を高めるポテンシャルがある一方で、原子力や石炭火力発電所の稼働期間を伸ばすリスクがある（付録 A1-10 参照）。さらに、2017年にJEPXでグロス・ビディングの取引が開始されているが、2章2節で取り扱う。

2.5. 再生可能エネルギー

2.5.1. 再エネの促進と水力の役割

日本の発電量に占める電源の内訳を図 11 に示す。太陽光は水力を除く「新」再エネの中では大きな割合を占めているが、これは 2012 年に FIT が導入された後、最も早く成長した電源だからである。

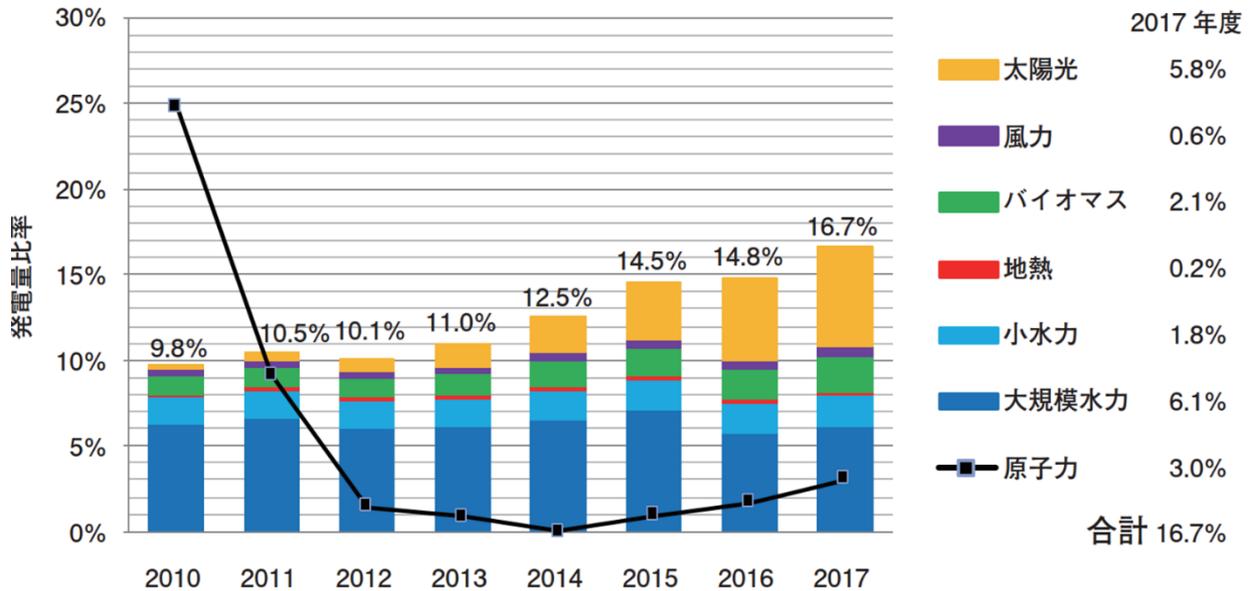
図 11 各発電技術が発電容量に占める割合（2019年1月、kW）



出典: (資源エネルギー庁, 2019a)

FIT 導入前の再エネの発電容量は 2060MW だったが、FIT 導入後に 1 万 5000MW が新設された (ISEP, 2019b)。この期間に原子力の新規導入はなく、2019 年 5 月までに 9 基の原子炉に再稼働の許可がおりたのみである (ニッポンドットコム, 2019)。しかし、1 章で示したように、エネルギー基本計画は再エネ全体が成長することを目標と定めている。さらに原子力に対するパブリックアクセプタンスが低いため、再エネが代替することになる部分もあるかもしれない。そのため、再エネがより大きく成長することが必要である。日本における電源の過去の導入推移と再エネの地域的分布については、付録 A1-11 を参照。

図 12 再エネと原子力の発電量に占めるシェア (kWh)

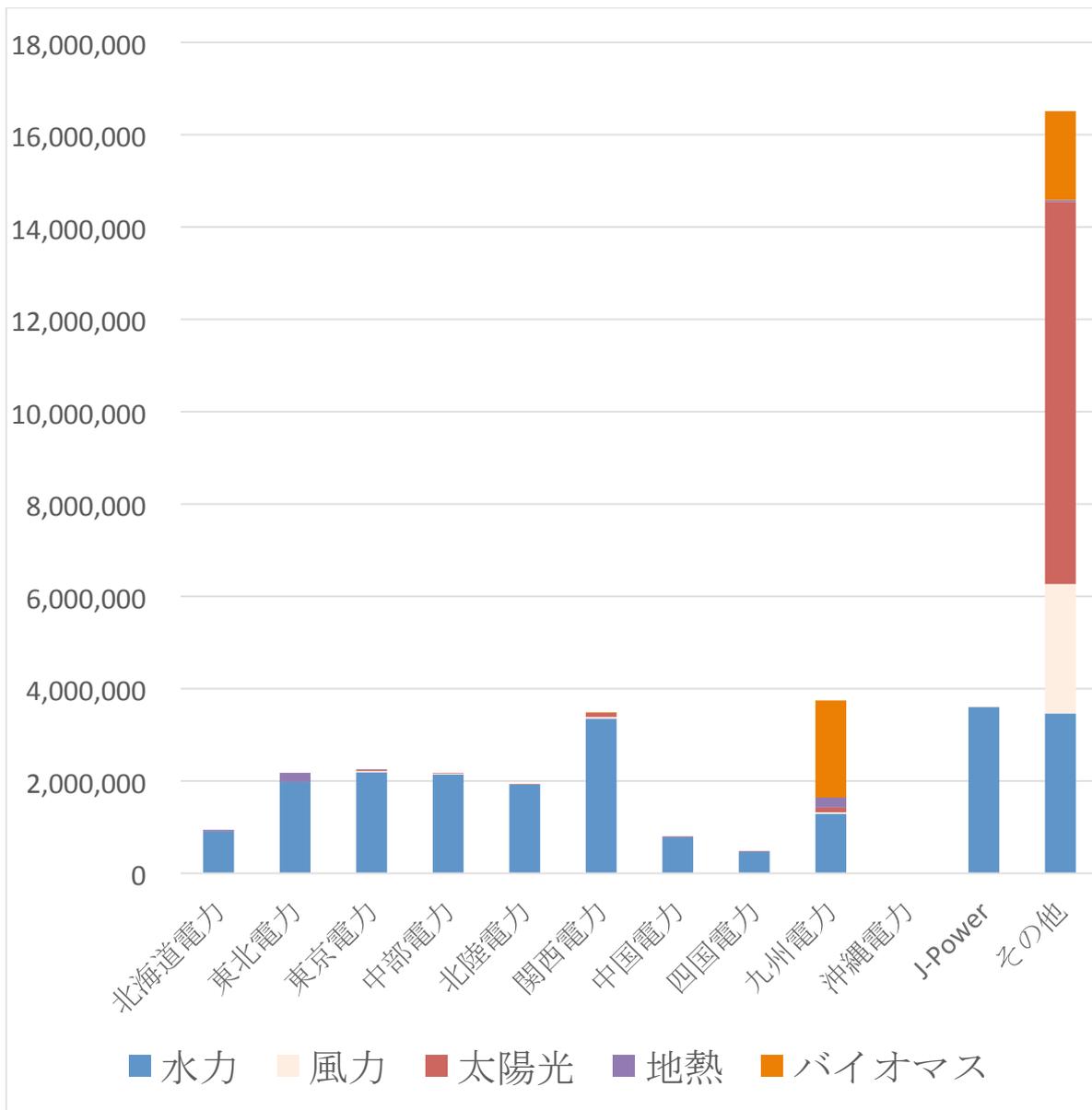


出典: (ISEP, 2019a)

さらに、図 13 はほぼすべての「新」エネルギー（水力といくつかのバイオマスを除く再エネ）の発電容量は新規参入者が所有していることを示している。他方で、新規発電事業者は水力やバイオマスのような供給力として計算できる再エネ電源については多く持っているとは言えない。

日本国内で最も大きな容量を占める再エネは水力であり、独特の地位を築いている。しかし、水力の発電容量の多くは 1970 年以前に建設された「大型の古い」ものであり、約 1 万 5000MW を大手電力会社が所有している。1970 年以降は 5000MW の水力発電が建設されているが、その大半は 30MW 以下の小型水力であり、大手電力会社か都道府県や自治体の地方政府が所有している。地方政府は日本の水力の発電容量全体の 16.2% を所有している（付録 A1-11 参照）。30MW までの水力発電（中小水力）は FIT の支援を受けることができるため、グリーン電力小売事業者や自治体からの注目が集まるようになっている。

図 13 日本の電力会社別の再エネ発電設備の所有 (kW)



出典: (資源エネルギー庁, 2019a)

注: 大手電力会社はグループ会社を含む。その他に地方政府も含まれる。

2.5.2. 再エネ電力政策

イントロダクションと前章で示したように、再エネが日本の電力市場に占めるシェアはいまだにパリ目標達成に向けてはずいぶん低い。さらに、東京電力福島第一原発事故以前は GHG 排出削減目標を主に低炭素電源である原子力によって達成しようとしていた日本にとって、水力以外の大規模な再エネの新設はエネルギー政策にとっては新しい領域である。そのため、多くの政策が今も①原子力を

今後も活用する、②水力という既存の再エネ電源を活用することに力を入れているといえる。そのため、日本の再エネ政策の分析、特に再エネの成長に貢献し、エネルギー転換を強化する本当のシステム変化を起こすようなビジネスモデルを検証する際は、これらの観点を抜きにしてはできない。

世界を見ると、再エネ電力を証明する再エネ電力証書にはいくつかの事例が存在する。ヨーロッパの発電源証明（GO）、アメリカの再エネ証書（REC）などいくつかの国や地域に存在する。これらは再エネの物理的な電力とは切り離され、別の市場で取引することができる。つまり、化石燃料によって発電された電気に同量の再エネ電力証書を組み合わせることができる。証書は通常標準化された情報（電源、タイムスタンプ、設備の住所、所有者、稼働開始日）が付与され、個々の証書は個別に認証可能になっている。系統内を流れる電力は区別できないので、証書スキームはダブルカウントを回避するために用いられる。通常は、1つの国に1つの証書が存在することが多い。

日本には、複数の再エネ電力証書が存在する。それぞれの証書の目的は、消費された電力が低炭素であることを証明することである。証書は、低炭素電力に対して、例えば1kWhにつき1単位といった形で発行され、低炭素電力が消費された（消費者に移転した）段階で消却される。グリーン電力証書スキームは、発電所向けの再エネ電力証書であり、2008年に導入された。Jクレジットスキームは2008年に導入されたオフセット・クレジットの後継として2013年にグリーン電力や省エネ対策をプロジェクトベースで承認する仕組みとして導入された。この2つはそもそもCO2排出権取引の仕組み（詳細は付録A1-12参照）の一部としてFIT導入よりも前に導入された上、異なる経緯と目的がある。そのため、それぞれにメリット、デメリットが存在する。

表 2 3種類の再エネ電力証書の比較

	グリーン電力証書	Jクレジット	非化石証書
内容	登録された設備ごとに発電量に応じて発行	プロジェクトごとに登録され、排出権クレジットを発行	非化石証書には再エネ指定と指定なしがある。詳細は後述。
電源や立地に関する情報の有無	あり	あり	なし
消費者が購入可能	可能	可能	不可能
1kWhあたりの価格	2-5 円/kWh	0.5-1 円/kWh	1.3-4 円/kWh
発行量	311GWh (2016年)	1,500GWh (2016年)	50,000GWh (2017年4-12月)

出典：著者作成

注：2018 年末現在は FIT 電源由来の非化石証書（再エネ指定）が発行、取引されている。従って価格と発行量は FIT 電源由来の非化石証書のみのものである。

再エネの発電容量が低いことを受け、2012 年に FIT が導入された。これは再エネ発電事業者に対して、再エネ設備で発電したグリーン電力を一定期間固定価格で買い取ることを保証し、稼働期間を通じて投資を回収する制度である。この支援を受ける発電設備は FIT 電源と呼ばれる。再エネ電源向けの FIT は、1990 年に導入された再エネ支援制度を受けて 2000 年にドイツで導入された (Matschoss et al., 2017, sec. 4.2.2.) (付録 A1-13 も参照)。FIT は再エネの成長にとって効果的であり、多くの国や地域で導入されてきた (Mitschell et al., 2012)。日本では主に太陽光発電の導入に成功したが、結果として再エネの成長はバランスを欠いた (図 6 参照)。FIT の買取価格は発電技術ごとに異なり、幾度も改定されている (詳細は A1-13 参照)。

2018 年、FIT 電源の環境価値を取引することを主目的とする新しい証書システムとして非化石証書が導入された。つまり、FIT 非化石証書（再エネ指定）の販売益を FIT の賦課金の抑制に利用しようというものだった (電力システム改革貫徹のための政策小委員会, 2017)。

表 2 はこれら 3 つの証書を比較したものである。さらに非化石証書にもいくつかのタイプが存在し、FIT 非化石証書（再エネ指定）、非 FIT 非化石証書（再エネ指定）、非化石証書（指定なし）がある (表 3 参照)。その他の目的に、電力小売事業者が 2030 年までに販売電力の 44% を非化石にするという義務を達成するために非化石証書でそれを証明できるようにすることがあるため、非化石証書は既存の再エネ（大型水力）に加えて原子力発電も明示的に含めることとしている (1 章)。さらに、2019 年秋または 2020 年冬に大型水力の環境価値も非化石証書スキームに組み込まれる予定である (2019 年初め現在、議論中)。(2019 年秋より出はじめる) いわゆる初期の卒 FIT 設備⁹の環境価値も、これら設備の稼働停止を避けるために非化石証書スキームに取り入れられる予定である。つまり将来的には原子力発電、古い大型水力、卒 FIT 電源、非 FIT 電源に対しても非化石証書が発行される計画である。非化石証書（再エネ指定）と非化石証書（指定なし）は市場で異なる価格がつくと考えられる。しかし、後に検証するように、非化石証書では非化石電源の区別はできない。

⁹ FIT による支援の期限が切れた電源。

加えて、非化石証書は追加性に疑問が残る（2.5.3 も参照）。FIT の下では、一般の電力消費者が再エネ電力の建設投資を負担している。FIT 電源の所有者に支払われる電力の買取単価は通常は市場を通じた調達価格より高いため、その差額は全ての電力消費者から賦課金という形で徴収されているためである（ただしドイツの電力集約型企業のように賦課金負担が減免されているケースもある）。そのため、ドイツのように一般電力消費者に FIT 電源の環境価値が帰属する制度の国もある。ドイツでは、FIT 電源の環境価値の取引は追加性が認められないため、FIT 電源の環境価値の取引は認められていない（『二重取引』や『二重販売』を回避するためである）。代わりに、各電力消費者の FIT 賦課金負担は例えば電気代請求書の電力ミックス表示の中で、一般電力消費者の環境価値として表示される（付録 A1-14 参照）。しかし、すでに述べたように非化石証書は特に発電事業者と小売事業者が FIT 電源の環境価値を取引できる制度として設計されている。この制度の政治的動機は FIT 賦課金の上昇を抑制することにあるが、これは小売事業者（グリーン電力だけでなくすべての小売事業者）が、すでに一般的な電力消費者が支払っているはずの再エネ電力を再び販売することにつながる。

表 3 非化石証書の 3 つの種類と比較

	非化石証書（再エネ指定）		非化石証書（指定なし）
	FIT 非化石証書	非 FIT 非化石証書	非化石証書（指定なし）
対象となる電源	FIT 電源 （太陽光、風力、 小型水力、バイオ マス、地熱）	非 FIT 再エネ電源 （大型水力、非 FIT、卒 FIT 電源）	非 FIT 電源 （大型水力、原子 力と再エネ電源）
販売者	GIO	発電事業者も可能	発電事業者も可能
購入対象者	小売事業者	小売事業者	小売事業者
最低取引価格	1.3 円/kWh	特になし	特になし
最高取引価格	4 円/kWh	議論中	議論中
価格付け	マルチプライス	シングルプライ ス？	シングルプライ ス？
非化石価値	あり	あり	あり
ゼロエミ価値	あり	あり	あり

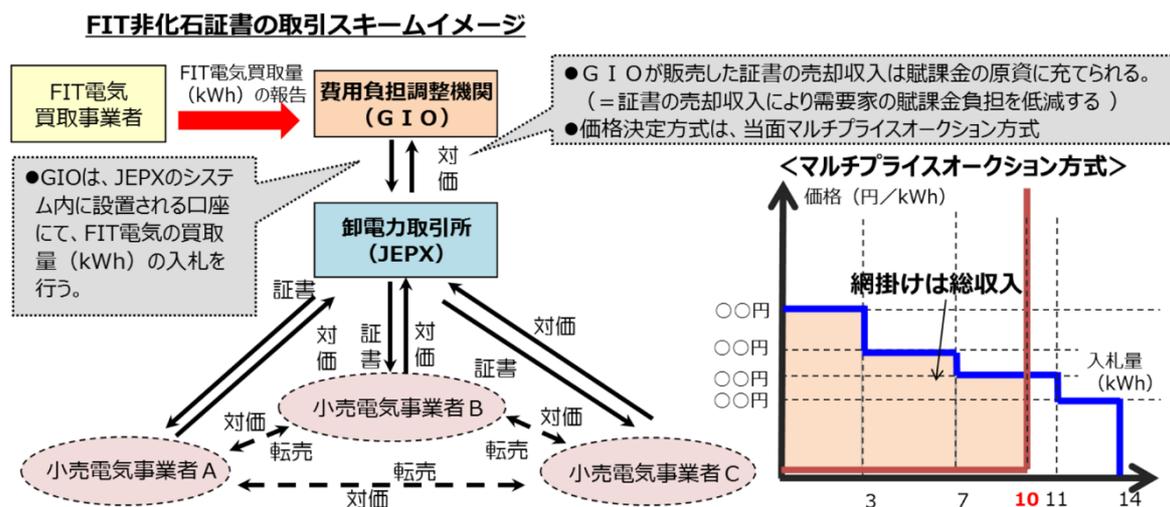
電源ミックスにおける証明	ネット再エネ	OK	OK	No
	ネットゼロエミ	OK	OK	OK

出典: (資源エネルギー庁, 2018d)

注: GIO: 低炭素投資促進機構. 重複する部分もあるが、そういう制度設計である。

非化石証書（再エネ指定）のフローを図 14 に示した。低炭素投資促進機構（GIO）は、FIT の負担の再分配を調整する費用負担調整機関であり、FIT 発電事業者からすべての非化石証書（再エネ指定）を集め、JEPX が開設するオークション市場を通じてグリーン電力小売業者に販売する機関である。非化石証書を購入したグリーン電力小売事業者は非化石証書を償却するため、GIO に調達量を報告する。非化石証書の売上は賦課金上昇の抑制のための補償として使われる。つまり、FIT 電源についてはグリーン電力小売事業者は、GIO からのみ非化石証書を購入することができ、発電事業者から直接調達することはできない（その他の非化石証書、例えば指定なしは、発電事業者から直接購入することも可能で、再販売も認められている）。

図 14 非化石価値のスキーム



出典: (資源エネルギー庁, 2019b)

すでに説明したように 2019 年 4 月現在、取引可能な証書は FIT 非化石証書（再エネ指定）のみである。しかし政府は非化石証書の範囲を拡大する予定でいる。非化石証書は FIT の支援期限が切れた電源（卒 FIT 電源）の電力や FIT の支援を受けていない再エネ電源（非 FIT 電源、しかし日本では少ない）にも発行される。加えて、古い水力や原子力（つまり非化石低炭素な電力）の電力も非化石証書を発行することが可能となってゆく。課題の 1 つは、現在の非化石証書の仕組みでは、実証中の証書スキームを除き、証書に電源、立地、稼働開始日等の情報が書き込まれないことである。非化石証書には再エネを他の電力と区別するために必要な発電証書として必要な基礎情報が欠けている。この問題の解決のため、複数の新グリーン電力小売事業者がグリーン電力のトラッキングツールを自ら開発してきた。これにより、グリーン電力小売事業者は入札で調達した非化石証書と、電力特定卸契約を結んだ FIT 電源の電力を組み合わせることができる。これにより小売事業者が販売するグリーン電力の再エネ電源を特定し、再エネと認めることができる。しかし、こうしたスキームは電源情報が書き込まれた非化石証書と比較してグリーン電力小売事業者に追加のコスト要因となる。

2.5.3. グリーン電力小売事業者、エネルギー転換、追加性とラベル

世界的にはエネルギー転換のアイデアは加速し、再エネへの投資は急速に拡大してきた。エネルギー転換はすでに起こり始めており、これはエネルギーシステムが再エネへと移り変わり、ほぼすべてのセクターでエネルギー効率が向上し、それによってエネルギー資源の輸入を減らし、グリーンな技術とグリーン経済の革新を促進し、原子力発電のリスクを減らすまたはなくすことができ、エネルギーセキュリティを向上させ、地方経済を強化し、社会正義を達成する、根本的な変化である (Matschoss et al., 2017, sec. 2.2.4.) & (Morris & Pehnt, 2014)。

それゆえ、グリーン電力小売事業者がエネルギー転換に貢献できるビジネスモデルを作ることができるように新たな枠組みを定めることが必要である。そこでは追加性を抜きにすることはできない。そのため、消費者が「通常の」電力メニューから「グリーンな」ものへ変更した際（これは日本では通常はそれまでの電力メニューより高額になると考えられる）、その追加のお金は現在の法制度を超えるエネルギー転換を生み出す追加のインセンティブでなければならない（実際、これはエネルギー転換に貢献したいと思う消費者がグリーン電力メニューに切り替える本質的な動機である）。例えば、「一般の」消費者はすでに FIT 賦課金を負担しているため、グリーン電力小売事業者への変更は FIT 賦課金負担を超えた追加の貢献が課せられることとなる。この貢献が正確に何を意味するかは、エネルギーシステム、つまり国の特性に依存するが、ここでは (FIT ではない) 再エネの「追加性」を生み出すことが鍵となる。FIT 電源という再エネ発電設備には追加

性がない。さらに、随分以前に建設された古い水力のようなその他の再エネにも追加性は認められない。しかし、これらの電力による収益が新しい再エネ電源の投資につながるようなビジネスモデルに組み込まれるならば、これは追加性の事例とみなすことができるだろう。そして、もしこれがエネルギー転換を促進するのであれば、その電力商品も追加性があるとみなしてよいだろう。例えばグリーン電力を用いる電気分解装置のように、エネルギー転換に関連性の高い特定の技術や再エネに対するアクセプタンスを高める特定地域のインフラへの投資も含んでよいだろう。そうであれば、グリーン電力小売事業者が新商品（その複合商品）を開発し、それらを市場で販売することもできるようになる。

透明性を強化し、商品を比較できるようにするにはラベリングスキームが有用となりうる。透明性と信頼はグリーン電力小売事業者のビジネスにとって最も重要な価値である。そのためにも追加性のセーフガードが肝となる。立地や電源技術を特定する情報やヨーロッパの発電源証明（GO）だけでは電力が再エネ由来であることは証明できるが追加性についてはどのような証拠も提供はできないためである。

他方で、例えば補完的投資（complementary investments）などの将来出現するであろうビジネスモデルを全て予見し、予め含んでおくようなラベリングスキームは存在しない。そのため、包括的なラベリングスキームよりも厳格な評価基準によって高い透明性を担保するスキームのほうが柔軟性のある使い方を維持することができ、異なる小売事業者が自らの再エネ電源に異なる価値を与え、異なるマーケティング戦略を取ることができると考えられる。これはさらに消費者によって異なる選好と支払い意思額があることを認める仕組みとなる。例えば 100%再エネ、50%再エネ、新規設備や古い設備、大型設備か小型設備か、地域の電源か、特定の発電技術を用いているか、エネルギー転換に重要な技術と組み合わせているか、小売事業者自身が（他の電力メニュー等で）原子力を用いているか否か等の区別がありうる。例えばドイツでは OK Power、TÜV Nord やその他の独立した機関が認証する仕組みがある（Hauser, Eva et al., 2019, Chapter 1）。この調査の依頼者でもあるグリーンピースエナジー社は、国際環境 NGO グリーンピース・ドイツが策定したビジョンと一連の評価基準を採用している。それらは、

- 気候と自然の保護
- 持続可能なエネルギー供給
- エネルギー供給の経済コストの低減
- 長期の外部効果の統合
- 化石資源の保全

- 再エネ技術の発展
- 世界的なエネルギー転換
- 民主化：市民はただの購入チャネルの 1 つではなく、生産者と消費者のコミュニティの一員である
- 産業社会の転換の青写真としてのエネルギー転換

などがある。日本におけるラベリングスキームの発展の分析は本調査の対象外である。しかし、すでに示したように、透明性は鍵であり、より正確にはグリーン電力商品の追加性と関連して重要となる。追加性にプレミアムを支払っても良いという消費者に対してグリーン電力商品を提供できるというのが、グリーン電力小売事業者のビジネスモデルの核であろう。特に日本では現在利用可能な再エネのほとんどは大型の古い水力であったり FIT 電源であったり（2.5.2 参照）追加性がないため、こうした仕組みは重要である。そのため、グリーン電力小売事業者がこれらの追加性のない商品を彼らの商品ポートフォリオに組み込むことを選んだ時は、それを判別できる透明性が重要となる。ラベリングスキームは追加性のある電源や商品とないものを区別するためのセーフガードの 1 つの例である。こうすることで、小売事業者はより意欲的な転換に貢献できる商品を開発する機会を獲得し、そうした商品が他の商品よりも高額だったとしても市場を通じてコストを回収できる機会を得ることができるのである。

3. 早期の対策

早期の対策は、今後数年といった短期に必要な制度の変更を対象としている。これらは、一般的な電力市場制度や再エネの規制において最も大きな障害となっているものが中心である。

3.1. 電力市場の根本的な制度に関連した課題

3.1.1. 供給力確保義務の引き下げ

供給力確保義務は新規参入者にとって最も大きな障害の 1 つとなっている。特に、ポートフォリオにおけるグリーン電力（風力や太陽光）の割合が高く、規模が小さな小売事業者ほど困難となる。この規制は供給の安定性を損なうこと無く大幅に緩和するか場合によっては撤廃することも可能である。

2.3 に示すように、全ての小売事業者は安定した供給能力を確保することが求められている。販売電力が 2000MW を超える事業者の供給力は、平均して顧客需要に 105% 上乗せした供給力を確保している（経済産業省，2019）。これは小売事業者が短期市場を通じてポートフォリオの最適化を図るのではなく、余分な容量に追加の支払いが必要なことを意味している。加えて、再エネにかかる供給力の計算方法が必要以上に大きな安全率を求めようになっている。この両方の組み合わせにより、時に小売事業者は彼らが確保している再エネ電源の容量と同じ規模の安全な供給力を追加で確保する必要に迫られることになる（A1-7 参照）。これは彼らのコスト増加に繋がり、競争における立場を弱くしてしまう。結果的に、この要求事項は小規模で、それゆえ最低限の自社電源しか確保できず、販売電力を市場で調達せざるをえない小売事業者に対する負担が最も大きくなる。2.4 で示したように、これは最大の発電容量を所有している大手電力会社との間での価格交渉力（バーゲニングパワー）の不均衡の原因となる。つまり、規制によってすでに市場で力を持っている大手電力会社の市場支配力を高めることになるだろう。常時バックアップ契約のような規制は、ベースロード電源の不均等な配分という根本的な問題を解決できず、支援策としては弱かった。

こうした不均衡を抜きにしても、供給力確保義務は、新規小売事業者やグリーン電力小売事業者にとって短期の卸市場が自由市場における彼らの需給調整の最適化の場であるという事実を無視している。小売事業者は BG としての責任を負うため、電力が足りなければ買い、余れば売るという対応をする。2.2 に示したように、スポット市場の取引量は依然として相対的に低いが（いわゆるシャローな

市場)、これは現在の規制が一因となっていることも考えられる。このように、小売事業者に供給力を事前に確保することの義務付けは、短期市場の機能性を制限することにつながる。これに代わり、需給の短期的な最適化のために市場がより活用されるようなシグナルを規制は発するべきであろう。市場で調整できない(稀な)ケースに向けては、系統運営者がバックアップ用に容量を確保する契約を結ぶことで対応できるだろう。例えばドイツでは容量市場を導入しないことに決め(3.1.2 参照)、そのために予備容量を最大負荷の約 5% (約 80GW) と定めて構築している(BMWi, 2015)。2GW が 2020/21 年冬期から 2 年分として調達され、これは最大負荷の 2.5%にあたる。さらに 2GW が 2021/22 年分として調達される予定になっている。安定的に発電できる発電設備以外に、蓄電技術と負荷マネジメントも含むことができるだろう。調達したこれらの容量が系統予備力の機能を代替することが可能な場所もあると考えられる(Netztransparenz, 2019) & (BMWi, 2019)。

次に、供給力の計算方法は風力と太陽光が普及するほど電力システム全体にわたる従来電源の需要を恣意的に引き上げてしまう。これは、原子力や石炭といったベースロード電源の寿命を引き伸ばし、従来電源の需要増加につながってしまう。

「バックアップ容量」の考え方が依然として求められるとしても、少なくとも計算方法の変更は必要だろう。特に再エネに関連する計算方法は見直しが可能だろう。現在の計算方法はどちらかと言えば保守的な方法であり、よりバランスの取れた他の計算方法も存在する。

3.1.2. 小売事業者は実需同時同量を選択できるように、容量市場は導入を取りやめる

2.3 で示したように、FIT 特例は消費者が支払うシステムコストを抑制する機会を生まない。もし FIT 電源の発電側の計画がゲートクローズの 48 時間前に確定するのではなく(インバランス責任から開放されるのではなく)、その後も調整することができ、求められるとすれば、より市場を通してバランスが行われるようになる。その結果、短期市場が活性化される。もし小売事業者が自社電源を開発し、自身の BG を自身で管理する能力を向上させれば、それが彼らの市場競争力にとってプラスとなる。このように、事業者はインバランスを抑制するためにより正確な天候や需要の予測を反映させて計画を継続的に更新することで、コストの削減につなげることができる。彼らは時間前市場で調整したり、予め確保した柔軟性で対応できるようになる。実際により頻繁に計画を変更する小売事業者ほど、よりよい成果を出していることが見て取れる(資源エネルギー庁, 2018e)。

つまり政府と規制機関は、非化石な柔軟性の能力を最大限に活かすために JEPX のスポット市場と先渡し市場の機能を強化することができる（2.2 参照）。短期市場の商品は 15 分単位かそれよりも短くし、ゲートクローズも例えば受渡しの 15 分前といった具合に近づけるのがよいと思われる。これにより、インバランスの発生頻度と量を小さくすることができ、調整電源の需要を抑制する結果につながる。

先渡し市場（2.2 参照）の定着にとってもう 1 つの大きな障害となりうるのが、日本が現在計画している容量市場の導入である（付録 A2-1 参照）。そのため、早期の対策の提案は、現在の計画の見直しと容量市場導入の見送りである。柔軟性オプションの幅広さではなく、容量のみに注目すること（3.4 と 5.1 参照）は、先渡し市場の利用を抑制することに繋がりにくい。加えて容量市場もベースロード市場も従来電源の延命となるリスクがあり、エネルギー転換に向けた構造転換を阻害することにつながる（Deign, 2018）。そして、容量市場は多くの予測ミスリスクを含んでいる。容量市場では必要とされる容量が受渡しや設備建設の随分前に告知されるため、将来の電源ミックスと需要の予測が外れるリスクがある。加えて、現在のシステムでは石炭発電所が最も安い電源として入札で勝つリスクもあり、これではパリ目標と整合性がとれない。石炭火力発電所は通常 40 年以上稼働するため、新設されれば 2060-70 年までシステムに存在することになる（Matschoss et al., 2017, Chapter 4.1.2）。総合すると、「容量市場は規制の失敗の影響を受けやすく、エネルギーシステムの転換をより困難にする」（BMW, 2015, p. 4）。

3.2. 水力発電所へのアクセス：グリーン電力小売事業者も活用可能に

既存の水力発電については追加性の観点からは課題が残るものの、純粹に電力市場制度の観点からは日本のグリーン電力小売事業者にとって重要な側面をいくつか含んでいる。1 つには再エネによる安定的な供給力である。さらに、大手電力会社が現在所有している水力発電設備の生み出す環境価値は誰に帰属するかという政治的疑問もある。この疑問は、電力市場自由化時の課題、日本の電力市場に見られる大手電力会社の市場の集中と市場支配力に起因する。同様の理由で、公営水力についても議論の余地がある。グリーン電力小売事業者が水力発電にアクセスできるようになれば、彼らもその環境価値へアクセスすることができるようになり、物理電力と環境価値を紐付けて（バンドルして）調達できるようになる。紐付けされた取引が不可能であれば、環境価値を切り離し、（追加性はおいてお

くとして)これを「化石燃料や原子力の電気」と組み合わせてグリーン電力にすることも考えられる。いずれにしても、環境価値の取引を推進するために基金の設立を提案する。

3.2.1. 大手電力会社や自治体の持つ水力発電所へのアクセスの向上

水力は日本最大の再エネ電源であり、2018年の日本のグリーン電力発電量に占める割合は44.8%である(ISEP, 2019b)。(貯水式及び揚水)水力はまたディスパッチャブル(制御可能な)電源でもある。そのため、これらは現行の規制の下で安定して発電できる電源として計算することができる。しかし、水力は最も安価で制御可能な電源の1つであるとともに大手電力会社に集中しているため、日本政府は新規小売事業者のアクセス向上に向けた対策を導入した。初期には「常時バックアップ契約」、最近ではベースロード市場が2019年に設置された(2.4参照)。しかし、ベースロード電源には石炭や原子力も含まれるため、これらの手法では水力を切り出して市場に供出することについては本当に成功したとは言い難い。

そのため、市場支配力の課題に取り組み、現行の供給力確保の要求に「グリーンな方法で」応えるため、グリーン電力小売事業者には特に大手電力会社の水力へのより良い公平なアクセスが与えられるべきであろう。これはイコール・フットィングと呼ばれる。つまり、規制側は大手電力会社が市場において化石燃料発電所よりも水力を優先的に供出するような仕組みを探す必要がある。

現在は大手電力会社の持つ水力の取引の場として「ベースロード市場」があるが、中期的にはこれも先渡し市場にとって代わるべきである。これには新たな規制が必要であり、いくつかの方法が考えられる。例えば、大手電力会社の水力の全体の発電容量や1基あたりの発電容量の一定割合、またはいくつかの発電所、またはメリットオーダーのシミュレーションに従って大手電力会社に供出を要求するという手も考えられるだろう。2021年に調整電源市場が開かれた後、水力はグリーンで速い調整力のある電源として、より大きな役割を果たすことができるようになるはずだ。その他の必要な手法として、大手電力会社が独自の判断で水力発電所を停止することを禁止するというものが考えられる。少なくとも、大手電力会社は停止の前に(入札や類似の方法でも構わないが)これらの発電容量を市場に放出することを検証することが求められる¹⁰。

¹⁰ 翻訳時点では発電設備等の情報掲示板等による整備が進められつつある。

しかし、ベースロード電源には根本的な問題があるため（4章参照）、中期的にはベースロード市場は休止すべきだろう。そうすることで水力は先渡し市場や短期市場、調整電源市場で取引することができるようになる。

規制により地方政府の所有する水力へのアクセスも向上させる必要がある。これは地方政府自身が推進することも可能だが、他方で自治体は政令等で電力の売り先（または入札手続きの参加者）に大手電力会社を指定しているケースがあるため、国レベルの規制によって進めることも必要である。日本では水力の発電容量の多くは大手電力会社が所有しているものの、自治体も多くの中小型水力を所有している。2018年4月1日時点では、25都道府県と1つの自治体が296ヶ所の水力合わせて2315MWを所収している（公営電気事業経営者会議，2018）。これは水力全体の10.5%にあたるが、揚水は含まれていない。2017年には公営電気事業は日本全体の電力需要の1%を賄っているが、発電容量の98%は水力である（経済産業省，2017）。また、この水力発電のほとんどが2012年以前（つまりFIT導入以前）に開発されたものである。

これらの水力の多くが自治体所有であっても、多くの電力が相対契約を通じて大手電力会社（旧一般電気事業者）に売電されている。自治体と大手電力会社はしばしば10～15年の卸供給契約を結んでいる（福西，2015）。しかし地方政府は本来電力自由化によって参入した電力会社にも販売することができる。水供給等の他のセクターで議論されているように、いくつかの水力発電所はコンセッションにかけられており今後もこうした取り組みは続くだろう。地方政府には、売電先を（主に大手電力会社）特定する政令をもっているところもあるため、国の規制によってこうした水力による電気をより積極的に開放する規制を定めることが必要だろう。

さらには自治体と大手電力会社間の卸供給契約が終了すれば、地域新電力にはこうした公営水力の電力を積極的に調達することが推奨される（東京都環境公社，2017）。

3.2.2. 古い水力の環境価値は誰のものか：基金を創設し非化石証書の追加性を増やす

市場の集中と大手電力会社の市場支配力、グリーン電力小売事業者にとっては厳しい規制環境の課題の結果、グリーン電力に関する規制は、大手電力会社に対して偶発的な大きな金銭的利益をもたらしている。大型水力は気候変動に対する取り組みが本格化する以前に建設されており、こうした（新しい環境価値による）新しい利益は投資が行われた当時は想定されていなかったものである。パリ合意

によって「低炭素」な資産の価値は全く新しい重要性を獲得した。加えて、これらの発電容量は自由化前に建設、投資されており、コスト負担の仕組みはFITに類似している総括原価方式で回収される¹¹。そのため、これらの設備は一般の電力消費者つまり公共によって賄われてきたと言える。にもかかわらずこのような不均一な価値の配分が受け入れられるべきか、社会は大手電力会社に負担に見合う価値の全部またはその一部を返還するよう求めるべきかは政治的テーマである。これまでに、この議題は電力システム改革を議論する審議会でも取り上げられ、委員からは古い水力や地熱発電所の環境価値が大手電力会社に帰属すべきかについて疑問が投げかけられている(工藤 & 金子, 2018)。今のところ古い水力が作り出す環境価値の大部分は大手電力会社によって取引されている。これまでに、大手電力会社のいくつかはこれらの古い水力を用いたグリーン電力メニューを販売している。例えば東京電力は自社の持つ水力を用いた100%グリーン電力メニューとして、「アクアプレミアム」や「アクアエナジー100」を販売している^{12, 13}。

ベースロード市場や先渡し市場の促進(詳細は4章参照)によりここで取り上げるような水力への電力小売事業者全体のアクセスが向上すれば、彼らにも低コストで環境価値が手に入るようになる可能性がある。一方で、2.5.2で示したように非化石証書スキームに水力が統合されれば、環境価値は物理的な電力と切り離して取引が可能になる。これには2つの含意がある。1つは、非化石証書が市場価格で取引された場合、大手電力会社の偶発的効果は残る(大手電力会社が水力の非化石価値の売上を手に入れる)ということ、もう1つがもし水力から切り離された環境価値が(化石燃料や原子力の混じった)グレー電力をグリーンにするために用いられるのであれば、追加性やエネルギー転換の観点からはあまり好ましくないオプションということになる。

まとめると、水力の環境価値と物理電力を一緒に取引することが本来望ましいオプションである。しかし、現在提案されている規制の枠組みを鑑みれば、これは誰もが利用できるわけではない。そのため、非化石証書の売上を取り扱う基金の創設を提案する。これは、非化石証書がオークションで取引されれば、その売上は大手電力会社ではなく新しく創設される基金に入る仕組みである。この売上金は新しい再エネ電源や柔軟性等の再エネの支援インフラに投資する投資家に対する低利子融資等に使うことができるだろう。これには2つの効果がある。一つ目は、偶発的価値の不均一な配分を是正することが可能であること。しかし、偶発的価値の大部分は公共に帰属すべきという考え方にたてば、非化石証書を恣

¹¹ 例えば: (IEEI, 2016)

¹² アクアプレミアムやアクアプレミアム100の水力発電所のリストは当該ウェブサイトを参照

¹³ 注として、大手電力会社の半数以上である10社中6社はグリーン電力メニューを販売していない。これは彼らが異なる電源で発電される電力を異なる顧客に異なる価格で販売するという考えを拒否するということが背景にあるように思われる。彼らは、自身を顧客に対してユニバーサービスの提供者と位置づけており、顧客を判別するグリーン電力商品は彼らの哲学にそぐわないと考えている。大手電力会社の1社は、顧客を平等に扱う必要があり、水力によるグリーン電力メニューは受け入れられないと述べている。しかし、これは環境価値が大手電力会社によって利用されずに毀損されていることを意味する。

意的に著しく低いか価格ゼロで取引させるという方法も考慮の余地があるため、きちんと価格をつける事が重要である。2つ目は、基金はこれらの水力による非化石証書に追加性を持ち込むことができること。売上をすべての電力市場プレーヤーに提供される低利子融資にあてることで、特に金融資産に乏しい事業者の手助けとなるだろう。例えば融資先としてエネルギー協同組合等が考えられる。もちろん市場のどのプレーヤーも大手電力会社も環境価値（を証明する証書）の売り買いは認められ、必要があれば大手電力会社が環境価値を買い戻すことも可能である。

3.3. 非化石証書の見直し：電源技術、立地情報の特定と相対取引の強化

現行の非化石証書の主な課題は、2.5.2 で議論した。証書システムは全体として FIT 賦課金の抑制と、小売事業者に対してエネルギー計画の低炭素電力にかかる義務を遵守する機会を与えることを意図しているため、環境への便益や追加性はスキーム設計時に十分に議論されたとは言えない。しかし、日本の現在の証書システムの中では発行量で見て最大となっているため、2つの変更が推奨される。まず非化石証書のトレーサビリティを確保すること、次に FIT 非化石証書の発電事業者と小売事業者間の相対取引を認めることである（現行はオークションでのみ取引されている）¹⁴。

一つ目の論点であるトレーサビリティはすでに現在の非化石証書の見直しプロセスの中で議論されているが、実装が重要である。情報のトラッキングが可能になれば、すでに挙げた GO や REC と同様の仕組みに近づく（2.5.2 参照）。日本政府はトラッキング情報付き非化石証書の実証をすでに 2018 年に開始しており、2019 年も継続する予定となっている。この実証プロジェクトは、どのような情報が非化石証書に含まれるべきかを検証するものである。現在は、設備 ID、発電設備区分、発電設備名、設置者名、発電出力、認定日、運転開始又は予定日、設備の所在地、購入量が含まれることになっている（資源エネルギー庁、2018d）。品質と追加性の観点からは、非化石証書の情報には運転開始日と、設置者に加えて、設備が FIT の支援を受けているかを明記することが必要と考えられる。バイオマスでは、どのような資源を用いており、化石燃料との混焼か否かも知ることができるのが良いだろう。これらの情報があれば、非化石証書の購入者はそのグリーン電力が本当にエネルギー転換に貢献できるか否かを知ることができる。その他、

¹⁴ これ以外に残余ミックスの課題があるが、本報告書ではこれらの情報に関する課題に注目する。

設置者名だけでなく属性（地元の会社か、協同組合等の市民出資か）を含むかという論点も考えられる。公正なエネルギー転換のためには、再エネ電源の所有者の構成が重要である。例えば、いくつかの事業者は都市部の大きな会社ではなく、（地域の付加価値創造に資する）市民所有の再エネ電源を用いたビジネスモデルを作りたいと考えるだろう。そうした時には証書とともにラベリングが役に立つ。トラッキング情報はあくまで前提条件であり、ラベリングは消費者のためにこうした地域の取り組みをさらに推し進めることもできる（2.5.3 参照）。

2 つ目の推奨案である非化石証書の相対取引は上の提案と密接に関係する。2018 年現在は取引される非化石証書はすべてオークションで行われる。また、今後もオークションを通じて取引される非化石証書のうち、非 FIT 非化石証書と非化石証書（指定なし）についてはシングルプライスオークションが検討されている。これでは異なる設備の異なる価値が反映されない。これは特定の価値を持つ特定の非化石証書を取り出すことが難しくなる。そのために政府は現在いくつかの商品をオークションで取引するかを検討している（資源エネルギー庁、2018d）。

相対取引も専門家委員会で検討が始まっている。これも水力、非化石証書と基金の項で見たように、バンドル（物理電力と非化石証書が紐付けされた）商品の議論にとって重要である。追加性や環境保護の観点から見れば古い水力のグリーン電力の環境価値は低く、これをグレー電力と組み合わせることは望ましいオプションではない。そのため、グリーン電力小売事業者はできる限り非化石証書（環境価値）と電力を同じ発電事業者から紐付けされたものとして調達することが望ましい。しかし、2018 年は非化石証書がオークションでのみ取引されている。これではグレー電力をスポット市場やベースロード市場、先渡し市場や石炭発電事業者との相対取引で調達し、別に調達する非化石証書と組み合わせるグリーン電力とすることが可能である。こういったことが避けられるよう、相対取引によりバンドルされた取引がより主となるよう推進が必要である。

3.4. 短期の柔軟性

エネルギー転換では、再エネがエネルギーシステムを中心に据えられる。これには、単なる電源がある技術から別の技術へ移行する以上のものが求められる。これは、むしろシステムとしてのシフトを意味する。つまり、エネルギーシステムは、技術、経済、規制のレベルで再エネの導入に資するよう変化する必要がある。つまり、旧型のシステムに再エネを取り入れていくことはあっても逆はあってはならない。

再エネに資するため、エネルギーシステムは新しい能力を身につける必要がある。その中心的な役割を果たすのが柔軟性である。再エネの成長に伴い、従来の

ベース・ミドル・ピークロードというコンセプトはなくなり、残余需要が中心となる。古いシステムの下では、様々な電源が需要（負荷）を満たすために使われていたが、新しいシステムでは多様な柔軟性オプションが再エネの供給量と負荷の間のギャップを埋めるために使われる。負荷の方が多い時は多様なオプションから追加の供給が行われ（または「ネガワット取引」のように負荷側が自主的に抑制する）、供給の方が多い時はその他用途で使われるか蓄電される。

卸市場は、システムのニーズを経済価値へ変換する場である。再エネは予測が重要であり、これは受渡し時点に近づくほど正確性が増すことから（付録 A1-4 参照）、短期市場の将来に向けた改正は再エネを最大限に導入するための鍵となる。再エネの計画された運営スケジュールと実際の発電量とのギャップは市場のプロセス、つまり時間前市場を通じてできる限り調整されるべきと考える。

システムの柔軟性を向上させるには多くのオプションが存在する。主にルールの変更で対応でき、短期で導入できるものもある。その他にも投資や技術開発、大きな組織改革が必要なために時間を要するものもある。ここでは、短期で導入可能な柔軟性オプションについて議論する。より長期的な柔軟性オプションは 5.1 で議論する (Matschoss et al., 2017, pp. 87-88)。

- 柔軟性のあるシステムサービス
- 柔軟な需要家（負荷マネジメント）
- 地域ネットワーク化：よりよいシステム管理とシステム拡充
- JEPX：短期市場の発展（ゲートクローズの時間を受渡しのタイミングに近づける、より短い時間単位の商品を取り扱うことで変動性再エネに合わせる）

システムサービスは、変動性を含む再エネや蓄電池（調整電源、予備容量、無効電力）が提供することができる。そのためには、事前品質評価基準の変更が必要である（付録 A2-2 参照）。

その他のオプションには、柔軟な需要家側対応（DR）がある。これは消費者側が、例えば電力価格を見ながら自ら消費を調整することである、この市場は電力という商品の幅をより広げるものである。そのためには、エンドユーザー価格が負荷状況（電力供給不足）に反応することと、消費者の選好を「束ねる」ことができる市場参加者（アグリゲーター）がビジネスモデルを開発する必要がある。エネルギー集約型企业にはこの分野で高いポテンシャルがある。

家庭部門では柔軟性の導入はまだ珍しいが、デジタル化の進展（スマートメーターやスマートホーム等）によって進んでいくこともありうる。分散化とデジタル化がエネルギー転換を推進するさらなる機会を作り出すことで、こうした商品が機能するようになってゆく。アグリゲーターは異なる柔軟性設備と需要を組み合わせることで、エナジーオンリーマーケットでも提供してゆくようになる。これはバーチャル発電所（VPP）と呼ばれている（Matschoss et al., 2017, Chapter 5）。日本ではVPPは現在調整電力の文脈で語られることが多いが、VPPの強みは発電予測と短期市場での取引の精緻化にある。

例えば、ドイツではすでに多くのVPPが稼働している。結果として、時間前市場の取引が活発化し、調整電源市場の価格は下落し、調整電源が起動する機会は減少傾向にある（Bundesnetzagentur, 2018）。詳細は5章に譲るが、柔軟性の取引のためには現行のベースロード市場に注力するよりも調整電源市場の導入が重要である。これは、市場の発展、特に柔軟性が取引されて電力がバランスされる市場改革は、再エネとゼロエミッションの柔軟性に適合するように設計しなければならないことを意味している。

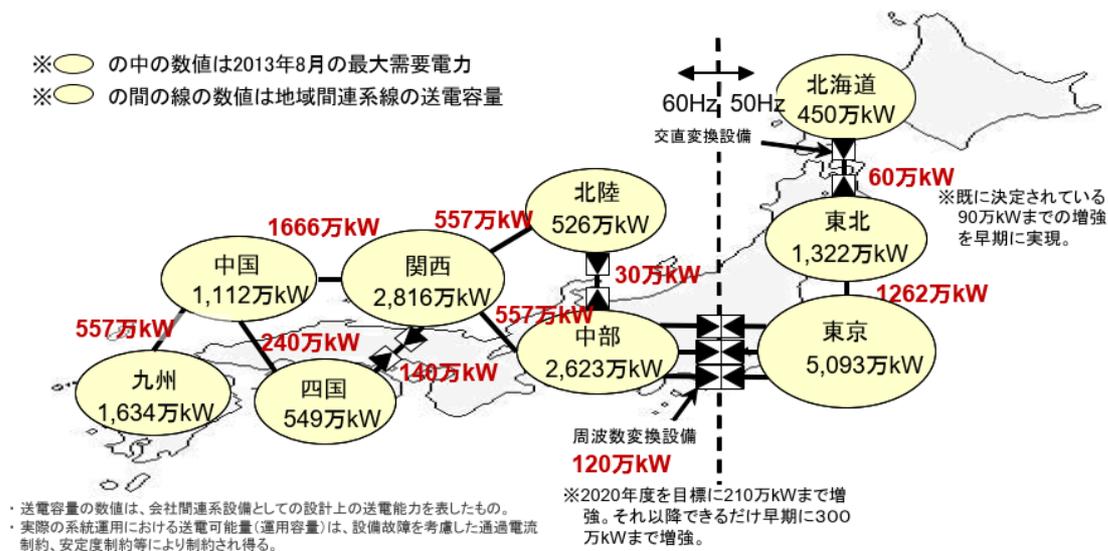
システムの統合は、国内地域間や多国間で連系を強化していくための別のオプションである。図15に示すように、日本のシステムは主に以前の独占時代の電力会社のエリアごとに構築されている。加えて2つの周波数に分かれており、2地域間では周波数の調整が必要である。そうした中でシステムの強化を図るには複数のオプションがある。長期的なオプションとしては、物理的な性能の向上に向けたシステムインフラへの直接的な投資（ハードウェアへの投資）がある（4章も参照）。早期の対策としてここで議論するのは、既存のシステムを管理の精緻化を通じてより有効的に活用しよう（ソフトウェアへの投資）というものである。再エネに関して言えば、日本政府は、再エネ設備の統合のために、再エネの優先接続と優先給電が最大限に行われているか継続的に監視しなければならない。

現在のシステム管理の問題の1つは、現在のシステム利用がシステムに接続されている容量、つまり電源の静的な容量計算によって評価されており、実際の物理フローでは評価していない点にある（安田, 2018）。さらにシステムへのアクセスは先着順で決められている。そのため、新しい電源（主に再エネであり、特に風力）はしばしば接続が拒否されるか、プロジェクトを中止せざるを得ないような高額なシステム増強費用を要求されることがある。代わってシステム運営者は「コネクト&マネージ」を採用し、電力の動的フロー（実際のシステム利用）に応じてシステムを運営する思想の転換を図るべきだろう¹⁵。

¹⁵ 本報告書の執筆後、一部システム事業者は実際に変更を模索している。

同様に、いわゆる N-1 電制（電力設備の単一故障に即した運営ルール）について、仮説的なシステムの最大利用ではなく、実際の計測で確認することも検討すべきだ。これにより、もしも被差別的なシステムアクセスと最新のシステム管理手法が導入されれば、システムの物理的な増強を行うことなく、2030 年までに系統を流れる電力における再エネのシェアを 35% まで高めることができるという評価もある（Renewable Energy Institute & Agora Energiewende, 2018）。実際に、従来の先着順ルールからスポット市場の取引結果に応じて系統へのアクセス権が割り当てられる間接オークションへの変更が行われた。同様に、以前の独占事業者のエリア間や異なる周波数エリア間の相互連系も同じ手法で行われはじめている。しかし、主な問題として容量の評価方法が残っている（付録 A2-3 参照）。

図 15 日本の電力系統



出典: (経済産業省, 2014)

最後に、卸市場（JEPX）も新しい柔軟性のニーズを受け入れる方向にさらに改善する必要があるだろう。繰り返しになるが、取引の締切時間をできる限り実際の発電と供給時に近づけ、計画されたスケジュールを短時間で修正することを基本にする必要がある。そのため、ゲートクローズは受渡しの直前とし、より直前で精度の高い発電量予測を用いることができるようにすることが必要である。さらに、これにあわせた取引商品（例えば 15 分単位）も必要となる。

4. 中期の対策

中期の対策は、すぐに始めたほうがよいが早期の対策よりも完全に実行されるまでに時間がかかるため、2025年頃を目処に実施を目指す対策を意味する。例えば、いくつかの早期の対策はベースロード市場が廃止するまでに流動性を高めるために行われるべきものであるが、中期の対策の中心となる再エネの成長と系統増強のための枠組みの強化は実施までに時間を必要とする。いずれにしても、これらの対策もできる限り早期に開始したほうが良いものである。

4.1. 先渡し市場の推進：ベースロード市場の廃止

前章では、短期市場が小売事業者のBGのインバランスの短期的な調整の場であることを示した。中期では、先渡し市場が小売事業者にとって長期の価格リスクをヘッジし、スポット市場のボラティリティを回避する上で無差別的な機会を提供する場となるべきである。より長期的な電力需要の見通し(kWh)も適切な投資シグナルを市場に送るようになるであろうし、新たな柔軟性の高い電源やその他の柔軟性オプションに対する投資も促すことになるだろう(3.4参照)。しかし、現行のシステムは3.1.1.で見たように、小売事業者にベースロード市場等から供給力を確保することを求めている。

そのため、小売事業者が3日先から3年先までの電力を調達する機会である現行の先渡し市場はあまり利用されていない。代わりに、新規の小売事業者は発電事業者と一般的に長期の相対契約や電力調達契約(PPA)を結んで電力を調達している。2017年10月時点では、JEPXが電力取引全体に占めるシェアは8.0%であり、そのうちスポット市場(1日前市場)が97.16%を占めており、時間前市場のシェアは2.82%、先渡し市場は0.03%だった(電力・ガス取引監視等委員会, 2018)。実際のところ、3.1.1.で示したように公平とは言えない要素の残るベースロード市場が先渡し市場にとって障害となりうる。ベースロード市場は先渡し市場が成熟するまでの橋渡しの存在という計画だが、先立ってJEPXは市場ルールの変更によって先渡し市場の活性化を模索しており、例えば参加費の引き下げ等を行っている。これは歓迎すべき流れだろう。

そのため、中期的に最も効果的と考えられるのは、ベースロード市場を廃止し、先渡し市場を活性化することだと思われる。2.3で示したように、容量市場の導入は先渡し市場にとって障害となりうる。これが容量市場は導入すべきではないと

する理由である。容量市場の導入は不可避であれば、予め廃止の計画も検討すべきである。

先渡し市場では、いつどの程度の発電容量が必要となるかは市場が決め、そのためのシグナルを送る。小売事業者は先渡し市場で電力を調達し、必要に応じて買い増すか、余っているようであれば市場で売却する。電源が固定される容量市場との違いは、小売事業者が先渡し市場で調達する電源を蓄電池や発展型バイオマス、Power to Gas やその他セクターカップリング技術のようによりクリーンなものが市場に出てくれば調達計画をそれらに素早く変更できる点である。先物市場で取引される電力は発電所のみからだけでなく、DR もありうる。先渡し市場は容量市場に比べて将来技術にオープンという特徴がある。

4.2. よりバランスの取れた再エネの成長に向けたより良い枠組みへ

再エネの発電容量が不足している点は、日本の最も根本的な問題の 1 つである。さらに、図 11 で示すように追加された容量も太陽光発電が多く、均等に成長しているとは言えない。2012 年の FIT 導入以降、太陽光発電の成長は約 4 万 4000MW であり、一方で風力の成長は 1300MW のみにとどまっている(資源エネルギー庁, 2019c)¹⁶。系統の問題は 3.4 で示したようにまだ対応可能な範囲である一方、特に太陽光発電では、設備の立地、環境影響、市民のアクセプタンス、再エネ資源をめぐるコンフリクト(風力に適した立地でも太陽光が建設されてしまう)等が発生している。

そのため、風力発電をより促進するためにも、再エネの成長に関する規制枠組みの強化が必要である。現在の成長の道筋は風力と太陽光の競争関係を生み出している。例えば、風力に適しているとされる土地が大型の太陽光プロジェクトのために確保されてしまっているというケースもある。よりバランスの取れた再エネの成長に向け、数百 MW というような巨大ないわゆる大規模メガソーラープロジェクトは中止を含めた再検討が必要である。例えば九州の宇久島のケースでは、2013 年には 2MW の風車 50 基を建設する計画が始まっていたが、このプロジェクトの長引く環境影響評価と住民の反対によって遅延が発生していた。一方でメガソーラーは当時環境影響評価の対象外となっていたため、同島での 430MW のメガソーラープロジェクトが先に認可された(石田, 2015)。日本では 100MW を超える大

¹⁶ より詳細に見れば、10kW 以下の小型太陽光が 5828MW、10kW 以上の太陽光が 3 万 7722MW、陸上風力が 1110MW、洋上風力が 176MW、小型水力が 348MW である。

型のメガソーラープロジェクトが複数進行しているが、そのうちのいくつかは風車の適地でもある¹⁷。

風力に対する大きな障害の 1 つに次の 5.2 で議論するような系統接続コストの問題もあるものの、導入促進は必要である。再エネ技術間でのバランスの取れた再エネの新規導入とアクセプタンスの向上に向け、4 つのアプローチが提案されている (ISEP, 2016)。

1. ゾーニング：再エネプロジェクトの適地を選定する
2. 環境影響評価：特に太陽光では 1MW を超えるようなプロジェクトにおける環境影響評価の実施の義務化
3. 建設に先立つ通知：地域のアクターのアクセプタンスの向上
4. 開発事業者と住民の間の自主協定：コンセンサスの構築におけるコンフリクトの緩和

ゾーニングは日本ではあまり一般的ではなく容易ではないと考えられるが、有用なツールである。より詳しく言えば風力の適地のゾーニングが必要とされる。環境省が風力発電所開発のためにゾーニングを進めており、同省のウェブサイト上で「再生可能エネルギー導入ポテンシャルマップ」を公表している (環境省, 2019b)。環境省はまた、自治体向けに風力発電の「ゾーニングマニュアル」も公表している (環境省, 2018)。日本政府はこうした自治体によるゾーニング政策の義務化等を通じて自治体の取り組みを支援するべきだろう。

環境影響評価は、他のあらゆるインフラ開発と同じように再エネプロジェクトの十全性を確実にする上で必要な手段である。森林保護、景観保護、野鳥や生物多様性の保護等の観点からの評価が必要である。環境影響評価の実施を義務化すべきサイズについては、30~40MW (日経新聞, 2019) というものから、より小さな数百 kW から (ISEP, 2016) と異なる意見がある。

事前に告知すべきという点についても、自治体には政令を通じて一定のサイズ (例えば数 MW) 以上の太陽光発電については開発事業者に対して建設開始前に計画の提出を義務づけるといった対策が考えられるだろう。この対策により、自治体は早期の段階でメガソーラープロジェクトの計画を知ることができ、開発事業者に対して地域住民との対話を指示するといった対策を取れるようになる。現在、

¹⁷ 風車のポテンシャルについては: (NEDO, 2014)

資源エネルギー庁が登録情報に基づいて自治体ごとの FIT 電源の建設計画の数を公表しているが、自治体は個別の計画について知ることはできない。資源エネルギー庁では、将来的に個別のプロジェクトについて早期の段階で自治体に通知することを検討している。しかし、プロジェクトについて開発事業者と地域住民が議論することにはまだまだ困難が残っている。適切な政令を通じて開発事業者に対して建設開始前に地域住民との対話を指示することもできるだろう (ISEP, 2016)。

自主協定は、環境への影響を緩和し、アクセプタンスを向上させる手法として日本ではよく用いられる (牛房, 2006)。自主協定を通じて、自治体は開発事業者に環境影響の緩和について市民と話し合いの場を持つように、または市民の参加を促すことができる。この過程は、予防策として機能し、地域コミュニティのアクセプタンスを維持することができる。

アクセプタンス維持のもう 1 つの重要な手法として、市民参加がある。ドイツでは、2006 年から 2015 年の間に 804 のエネルギー協同組合が設立された (寺林, 2016)。市民は再エネプロジェクトに協同組合の形で共同出資を行い地域レベルの取り組みを促す。このような形の市民による資金参加がドイツの再エネの成長を促してきた。日本でもドイツの協同組合と似たようなモデルは、長野県のおひさま進歩エネルギーのような事例としてすでに存在する。

いくつかのドイツの州では、再エネの開発事業者に対して、彼らが計画するプロジェクトへの市民参加を義務付ける州法を定めている。北ドイツのメクレンブルク・フォアポメルン州ではプロジェクトの資本金の少なくとも 20%を市民に開放するか、利益の 10%を地方政府に支払うように定めている (BüGembeteilG M-V vom 18. Mai 2016)。

5. 長期の対策

長期の対策は 2030 年頃を目標とする。長期の間では柔軟性オプションの導入が必要となる。さらに、システムの拡張も必要となっていくだろう。

5.1. 長期視点で見る柔軟性オプション

3.4 で示したように、柔軟性オプションは変動性再エネをベースとするシステムには不可欠である。ここで言う柔軟性オプションは投資、技術開発、大きな組織改革を必要とするため、開発にはより時間を要する。

- 低炭素だが非再エネによる安定電源の柔軟化及び再エネの成長
- 蓄電技術
- セクター間の連系：セクターの統合の推進／セクターカップリング（建物と交通）
- TDSO：調整電源市場の導入

このリストは常時発電する電源は、安定供給のオプションの 1 つに過ぎないことを示している。安定供給には柔軟性が必要である。この点、古くとも水力は原子力よりは優れている。つまり、変動性再エネのシェアが増えるほど柔軟性に求められるものも増えてゆき、柔軟性の低い（常時一定出力が想定されている）ベースロード電源は競争力を失ってゆく。天然ガス発電所は速い出力調整力があり、化石燃料の中では CO2 排出が少ないため、移行期の重要な技術である。加えて天然ガスインフラは再エネベースの合成ガスのインフラとしても利用することができる。バイオマス発電所はこうしたオプションの 1 つである（付録 A2-5 参照）。

蓄電技術については、多くのオプションが利用可能である。バッテリー（蓄電池）は高コストなオプションとみなされてきたが、付録 A2-5 の図 41 が示すように価格低下は太陽光や風力よりも激しい。さらに蓄電池はヒートポンプ暖房装置のようなその他の技術と組み合わせ、柔軟性オプションとしても使うことができる。季節をまたぐような長期かつ大容量の蓄電には水素がある。水素ベースのエネルギーキャリアも 1 つのオプションである。

セクターカップリングは熱供給システム（建物、工場等の Power to Heat）や交通システム（電気モビリティ、水素モビリティ、合成燃料）との関係の向上に重要である。これも柔軟な DR と組み合わせることができる。例えば、「エコキュート」というヒートポンプ給湯器のパナソニック社製品の持つ柔軟性と太陽光発電

を組み合わせる実証が沖縄県の宮古島で行われている(藤本, 2019)。風力の電力を利用する電解装置等、追加性を生み出す様々な技術やビジネスモデルが考えられる。

地域を超えてシステムサービスを提供するような柔軟性オプションとしては、2.3 で言及したような調整電源市場の拡大が考えられる。日本は広域の需給調整市場を 2021 年に開設する計画を立てている(付録 A2-6 参照)。これは、系統の観点から必要と見られるシステムサービスに関連する新たな市場を構築する。しかし、どのような設計になるかには不透明性がある。系統の観点からは、異なる時間軸で動作することができる調整用電源が求められる。再エネの観点からは、調整電源市場の設計や商品は再エネを取り込むことも視野に入れ、事前資格審査の評価基準を決めることが必要である。現在はまずはミニトリザーブの導入のみが見込まれており、その他の電源市場は 2022 年に向けて要議論となっている。そのため、2021 年に開設予定の調整電源市場でも、調整電源の条件や事前資格審査の評価基準も再エネも参加できるように考慮した内容とする必要がある。

5.2. 系統の拡張

3.4 で示したように、系統の拡張は重要な柔軟性オプションの 1 つである。3.4 では既存系統の管理技術の改善(ソフト面)を取り扱ったが、長期的には系統インフラの物理的な拡張が必要である。このため、総合的な系統計画が重要であり、系統計画はパリ目標達成に必要な再エネ電源の増強も見越したものでなければならない。ヨーロッパでは、ヨーロッパの系統事業者の連盟である ENTSO-E が系統開発 10 年計画(TYNDP)を 2 年ごとに継続して公表している(entso-e, 2019)。この TYNDP には、既存のヨーロッパ大の系統のボトルネック、再エネ統合の現時点でのポテンシャル、発電容量の増強、系統拡張の費用便益バランスが分析されている。この報告書は具体的なプロジェクトも含む系統の総合計画として機能する(安田, 2016c)。TYNDP と歩調を合わせて各 EU 加盟国も自身の系統開発計画や系統需要計画を作成する。

逆に、過去日本の大手電力会社は自身の系統エリアを個別に管理してきた。しかし、電力市場の自由化(特に小売市場の自由化)と再エネ統合の進展に伴い、地域間連系のより幅広い活用が求められるようになってきている。現時点では 4 つの地域間連系の増強計画が進行中である。その 1 つ、北海道と東北間の連系線を 300MW 増強する計画は 2019 年末に完成する予定である。その他、東北電力と東京電力の 4580MW の連系強化は 2027 年、東京電力と中部電力間の連系線を 1800MW 強

化する 2 つのプロジェクトも 2027 年に完了する予定である。そのため、パリ目標達成に向けて必要とされる変動性再エネの増強を考慮した国レベルの総合系統計画の作成を勧める。しかし、計画の具体化はこの報告では取り扱わない。

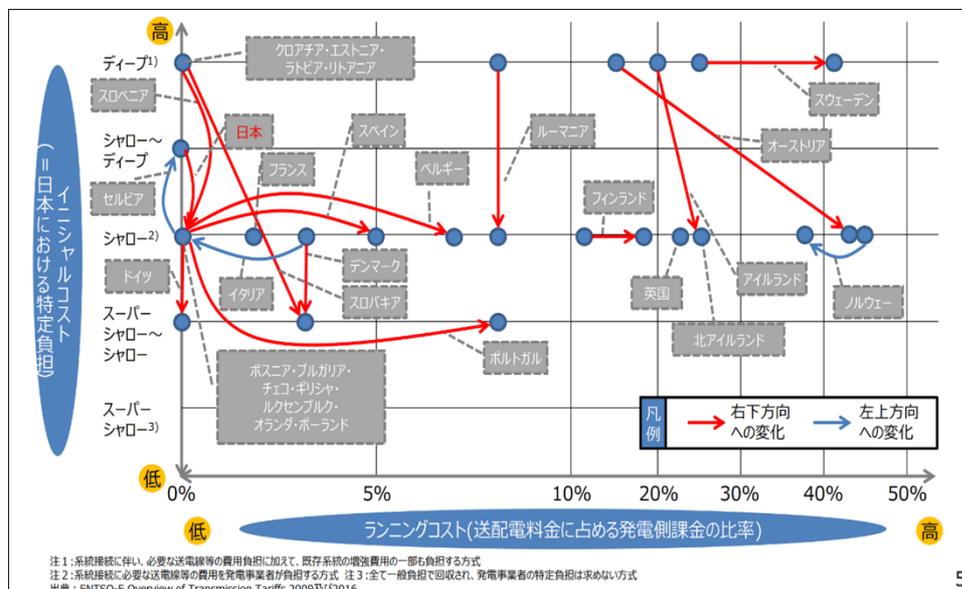
現在の系統拡張のコスト分配の方法は再エネプロジェクトに対して深刻な障害となっている。発電事業者には新しく建設する発電所との連系に必要とされる系統拡張工事のコストを負担することが求められる。これは汚染者負担原則と呼ばれるが、2 つの問題がある。1 つ目が透明性の欠如である。発電事業者には必要な情報が十分に公開されていないため、系統事業者でもなければ系統増強コストの計算は困難である。そのためコストの正当性が判断できない。次に、1 つ目の問題の結果として、再エネ建設のコストが大幅に上昇し、不透明性のためにコストが必要以上に高止まりする可能性もある。実際に、支払った系統増強コストが系統事業者の最初の試算よりも低かったケースも存在する。こうした透明性の欠如によってリスクプレミアムは高止まりしてしまう。例えば、福島県の風力発電所建設計画は東北電力が示したコストが受け入れがたいほど高額であったため、計画を断念した。このケースでは、風車の建設費は 4 億円だったが地域の系統事業者が提示した系統増強コストは 21 億円だった(テレビ朝日, 2017)。再エネ電源の接続のための資金を発電事業者ではなく TDSO が負担することは、多くの再エネ発電所建設計画を実現するために重要な手段であると考えられる。こうした重要なインフラの整備は共同の利益に資するプロジェクトであるため、一般電気消費者から徴収するということも可能だろう(受益者負担の原則)。

これは、いわゆる発電事業者の「シャロー」または「ディープ」接続コストと呼ばれる問題である。図 16 に示すように、いくつかの国では、接続コストはシャロー方式(送電系統事業者または配電系統事業者が系統接続と必要に応じた増強コストを支払い、最終的な電力消費者に転嫁する方法)が採用されており、また他の一部の国ではディープ方式(発電事業者が系統接続コストの大部分を負担する)が用いられている。多くの国ではこれらの中間を採用しており、日本も原則的にはシャロー方式を採用している。しかし、TDSO は今も再エネプロジェクトと系統のコストの配分について裁量権を持っている。そのため、部分的には(そして公式に)ディープ方式が残っている。一方、再エネの導入に成功したドイツ、デンマーク、オランダのような国では主にシャロー方式を採用している。

ディープ方式は大手電力会社と新規参入者の間に不公平な取り扱いを生むことになりかねない。既存の発電容量の 75%は大手電力会社が所有しており、定義に従えば新規参入者は系統増強の原因となっている。さらに、すでに示したように系統接続コストは新規参入者にとっては、克服できないほどではないにしても大きなコスト要因となりうる。そのため、2020 年に発送電分離によって全発電事業者が理論的には公平に取り扱われるようになったとしても、現在の系統は大手電力会社の所有する既存発電所向けの系統として総括原価方式によって整備されて

きた経緯があり、大手電力会社が自ら負担してきたものではないという事実は残る。これは一般的には新規参入者のコストは系統接続と増強にかかるコストの分だけ大手電力会社よりも高くなることを意味し、競争上の不利につながる。イコール・フットイングの観点からは、この議論は水力の環境価値とほぼ同じである。将来の系統増強だけでなく、系統コストの公平な負担の課題には、歴史的な系統増強コストも考慮した議論が必要であろう。これをどのように取り扱うかについては、例えば OCCTO の広域系統開発委員会等が議論するべきだろう。

図 16 発電事業者の負担に関する異なる方法の国別比較



出典: (電力・ガス取引監視等委員会, 2016)

まとめ

ここでは全体のまとめを行う。まず、日本はバックカスティングアプローチが求められるパリ合意にコミットした。そのため、政策立案者は目標達成に向けて必要な手法を考える必要がある。今のところ、再エネの導入目標も実際の導入量も不十分である。そこで、目標達成にはどのような追加的な手法が必要かという疑問が残る。本報告書では、その中でもグリーン電力小売事業者が目標達成に貢献できるよう、電力市場規制に求められる変更点について議論した。

本報告書は現在の規制がどのように大手電力会社に優位に働いているかを示した。さらに、自由市場はエネルギー取引に依拠するべきだが、供給力確保に傾斜している点も示した。ゆっくりとした自由化プロセスのレガシーとして、大手電力会社は原則従来と変わらず発電容量の75%を所有しており、水力やそこから派生する偶発効果もえている。

また、供給力確保義務の規制はグリーン電力小売事業者に必要な以上の負担を強いており、特にポートフォリオに占める変動性再エネが大きいほど負担は大きくなる。自由化したにもかかわらず、市場に対する信頼はいまだ醸成されておらず、特に小売事業者は供給力(kW)を過剰に確保するのではなく、エネルギー取引(kWh)を通じて最適化するという考えに対する不信感が残っているようである。規制も供給力の確保を義務付けている。この供給力確保義務は日本の電力市場の規制が今も持っている哲学であり、グリーン電力小売事業者は今後も大手電力会社に依存することを強いられている。そのため、これらの規制には迅速な変更が必要である。同じ理由で、将来的には先渡し市場が小売事業者の意思決定の中心的な役割を果たすべきである。しかし、ベースロード市場が残る限り、先渡し市場は十分には活用されないかもしれない。そのため、ベースロード市場を廃止し、容量市場の導入は避けたほうが良い。加えて、グリーン電力小売事業者は能力に応じて実需同時同量を選択すべきである。そうすることにより売事業者自身でポートフォリオを最適化する機会を得ることができる。

その他の主な問題に、既存の再エネ電源、特に水力とその環境価値が公平に分配されていないことや、水力以外の再エネの発電容量が少ないことがある。既存の再エネ電源の主力である水力は大手電力会社の持つ電源であり、十分に開放されていないため、グリーン電力小売事業者は水力へのアクセスの迅速な改善を必要としている。さらに大手電力会社の水力がもたらす偶発的利益の配分に関する議論が必要であり、すでに着手されている。本報告書では、偶発的利益を再エネの新規投資に振り向けるための基金の設立を提案した。この基金は①追加性のな

い再エネ電源から発行される非化石証書にいくぶんの追加性を加える、②古い水力以外の再エネの増強という大きな課題に応える点で役に立つ。

古い水力以外の再エネ電源が不足しているという次の課題については、これまでの日本の政策立案者の主眼が再エネに移ったのはごく最近の出来事だということにも起因する。そのため、まずはよりバランスの取れた再エネの増強に向けた規制に環境と市民のアクセプタンスの視点を盛り込むことが求められる。

再エネ増強のもう 1 つの課題が系統である。既存の系統も多くの変動性再エネを取り入れることは可能だが、系統計画にはパリ目標の達成に向けた変動性再エネの増強に必要な規模感と時間軸を取り入れた統合的なアプローチが必要である。

最後に、非化石証書の現在の制度は FIT 賦課金の抑制による市民のアクセプタンスの改善を目的としている。しかし、FIT 電源は電力消費者がコストを負担することで建設されることから、この環境価値は消費者に帰属するという考えもあり、これら電源には本来追加性がない。このような環境価値の再販売を消費者が歓迎するのか、結果的に FIT や再エネ一般に対するアクセプタンスの減退を招くかは不透明である。だからこそ、グリーン電力小売事業者にとって透明性が鍵である。透明性があることでグリーン電力小売事業者の特定の商品が持つ追加性について消費者とコミュニケーションを図ることができるようになる。そのため、ラベリングスキームなどを用いた厳格な基準や規格が必要である。グリーン電力小売事業者にとっても公平な競争条件を作り出す規制が成立すれば、彼らは消費者とともに日本の再エネの将来とエネルギー転換に向け、重要な貢献を果たすことができるようになるだろう。

付録 1: 背景概観

電力システムの垂直統合は企業内部のコミュニケーションが可能であり、市場競争を阻害する恐れがある。ヨーロッパでは、多くの国で規制機関が過去数十年の間に発送電分離を実施してきた。発送電分離とは、電力会社の発電部門、送配電部門、小売部門を分離することである。発送電分離は垂直統合構造の解体には欠かせない。

垂直統合は、コスト効率の観点から投資を集中させる傾向がある。分散型の世界では、この種の集中型の投資は効率的ではなく、儲からなくなってゆく。需給の調整は市場の調和によって行われるべきである。

発送電分離には会計分離、法的分離、所有分離、機能分離の 4 種類があり、日本では法的分離が選択された。例えば、所有分離では TDSO は発電部門と小売部門から完全に独立する必要がある。他方で、法的分離では TDSO と発電部門、小売部門を 1 つのホールディングカンパニーの下に抱えることが認められる。つまり、所有分離の方が法的分離よりも独立性は高い(Matschoss et al., 2017, p. 54)。

A1-1 日本のグリーン電力に対する市民の態度

電力・ガス市場監視等委員会の 2017 年の調査によれば、電力小売事業者を変更した回答者の 5.1%がグリーン電力を選択したことに満足していると答えている。7.6%は原発由来ではない電気を選択したことに満足している。一方で、56%は電気代が安くなったことに満足していると答えている(電力・ガス取引監視等委員会, 2017a)。みずほ情報総研が 2015 年に行った別の調査では、回答者の半数以上が電力メニューを選ぶときには環境面が重要と答えており、電気代が安くなる (51%) か同レベル (36%) であればグリーン電力を購入すると答えている(みずほ情報総研, 2015)。

A1-2 戦後復興と原子力

早期の戦後復興を実現するため、日本政府は 10 ある大手電力会社に代わって集中的に発電所建設を担う企業が必要だと考えた。そのために J-Power が 1952 年に 9 の電力会社と財務大臣が出資する特殊会社として設立された(朝日新聞, 2019b)。日本原電は 1957 年に 9 の電力会社と J-Power が出資し、原子力技術の商用化のために設立された。日本原電は東海第二発電所と敦賀発電所を所有している(朝日新

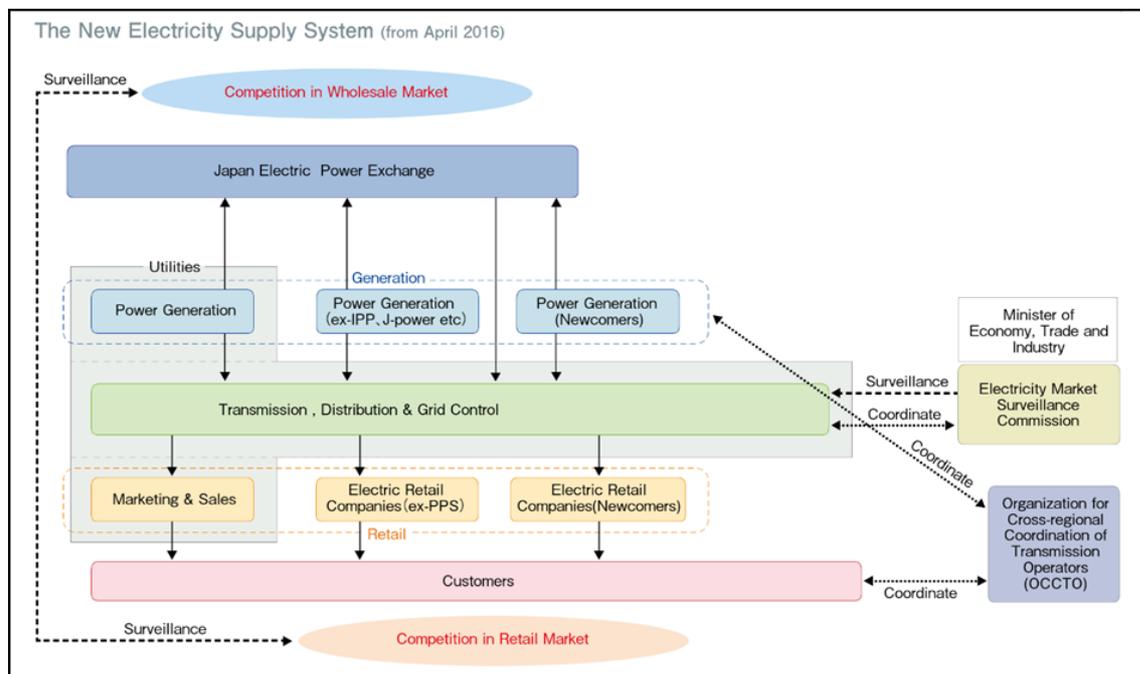
間, 2019a)。2019年6月現在、9の原子炉が稼働中であり、5原子炉が新規規制基準に適合している(ニッポンドットコム, 2019)。電力会社は日本原電とともに国内のすべての原子炉を所有している。

A1-3 電力市場の自由化と集中

日本の電力市場の自由化は段階を踏みながら進行している。電力市場自由化は1995年にIPPに電力卸販売を認める市場開放から始まり、そのために燃料費調整制度を導入した。2000年には特別高圧(EHV)に接続されている電力ユーザーの電力小売市場の自由化が行われた(図4)。これをもってJ-Powerも発電所の開発事業者からIPPへと変化した。

IPPの設立には、日本のJEPXでの電力販売契約が必要である。契約は販売電力容量が1000kW以上が10年、10万kW以上が5年からとなっている。再エネ発電事業者もIPPになることができたが、IPPという枠組みは2016年に解消され、全ての発電事業者は発電事業者とのみ呼ばれるようになった。

図 17 日本の新しい電力供給システム



出典: (電事連, 2017)

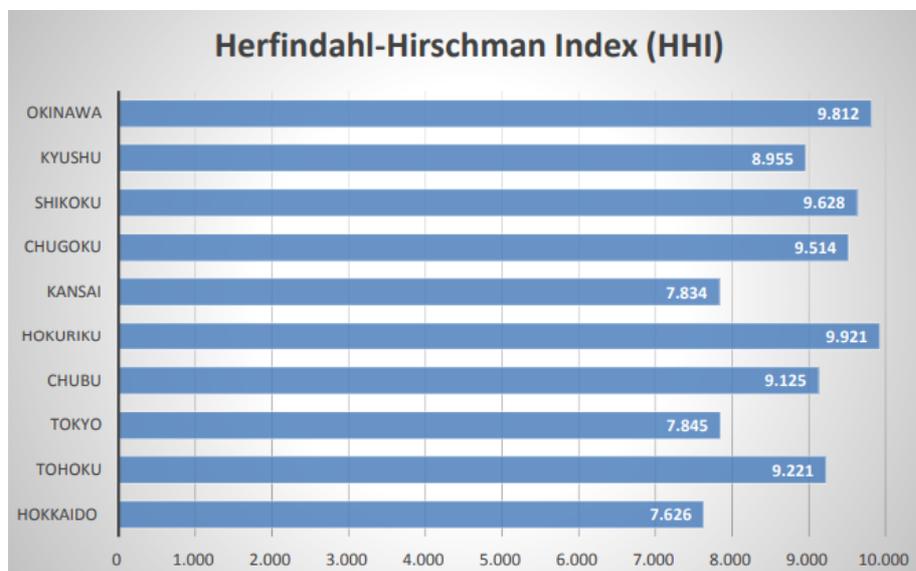
低圧の小売市場は2016年に自由化された。電力市場の規制変更は長年施されてきたが、各家庭が電力小売事業者を選べるようになったのは2016年である。低圧

の電力小売市場の自由化にともない、多くの電力小売事業社が設立された。新しい電力システムの構造は図 17 に示す。

電力市場の自由化にも関わらず、大手電力会社と新電力の間にはバイアスがのこっている。そのため、政府は市場の監視組織として OCCTO を設立した。

日本の電力市場の集中度は高い。日本の電力市場を単体の市場と捉えた場合、「集中度を表す Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI)¹⁸は 1521 を示す。しかし、地域間連系が弱いことを考慮し、市場を分割して分析すると、HHI は近い将来も非常に高い値を示し続けると考えられる。(Assuming that the Japanese electricity market is a single market, the Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI) is 1,521. However, in light of shortage of interconnectors between areas resulting in market splitting, HHI will remain high for the foreseeable future)」(Matschoss et al., 2017, p. 43)。地域ごとの HHI の結果については図 18 について参照。

図 18 日本の地域別の Herfindahl-Hirschman-Index (2016 年 9 月)



出典: (Matschoss et al., 2017, p. 44)

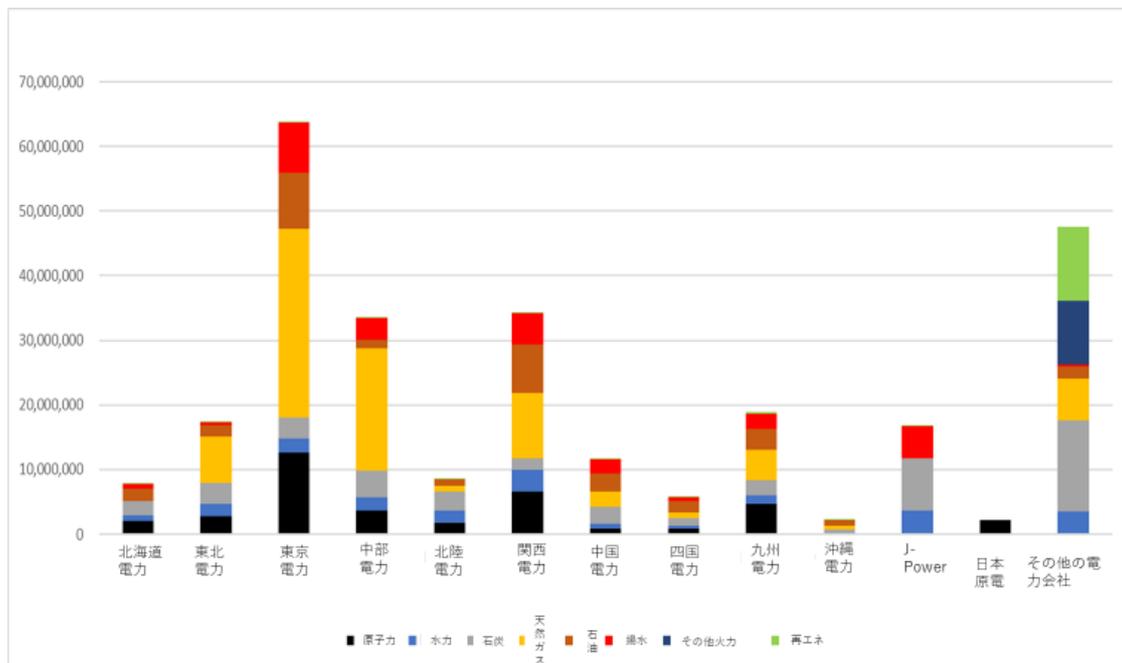
2019 年 1 月時点で日本の再エネ導入量は北海道電力が 26MW、東北電力が 193.6MW、東京電力が 54MW、中部電力が 38.5MW、北陸電力が 40MW、関西電力が

¹⁸ The Herfindahl-Hirschman-Index (HHI)は、市場の集中度を判断するために一般に用いられる指標である。これは、市場で競争している各企業の市場シェアを平方した数字の和として求められる。この結果が 10,000 であれば完全独占市場であり、0 であれば完全な競争市場であると言える。Matschoss et al. 2017, p.43.

110MW、中国電力が 60MW、四国電力が 2MW、九州電力が 209MW、沖縄電力が 2.3MW となっている、大手電力会社以外の再エネの発電容量は合計で 1 万 1391.9MW となっている。

新電力ごとの再エネ電源の所有状況については具体的な数字はないが、グリーン電力小売会社が再エネの自社電源を持っているケースは少ないと考えられる。図 19 はその他の電源も含めた各社の電源所有状況を示している。発電事業者と小売事業者は必ずしも一致するわけではないが、新規参入の小売にとって供給力の確保が難しいという印象を受けるだろう。

図 19 電力会社ごとの所有電源とその容量



出典：(資源エネルギー庁, 2019a)

注：データは 2019 年 1 月時点。東京電力はグループ会社の合計。北海道電力は 2019 年 2 月に新しい天然ガス発電所を稼働開始するが、この図では反映されていない。

A1-4 日本の電力卸市場 (JEPX) とドイツの電力市場 2.0

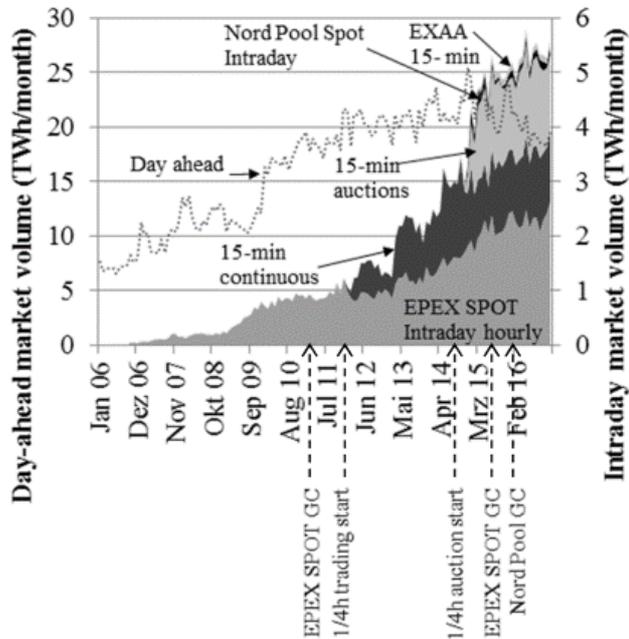
卸市場は、再エネが大量に導入された後の安定的な系統運営にとって重要な意味を持つ。日本卸電力市場 (JEPX) は、透明性の高い卸市場の実現のために 2003 年に設立されたが、取引量は比較的低かった。取引量の成長、変動性再エネのより良い統合のためにはいくつかの対策が必要である。考えられる手段として、ゲ

ートクローズから受渡しまでの感覚を縮める、取引単位をより小さくする等がある。その他に、グロス・ビディングの導入等もある（以下も参照）。

例えば、ドイツは卸市場の機能強化を選択し、電力市場 2.0 (Strommarkt 2.0) を公表した (BMW i, 2015) & (Weber et al., n.d., Chapter 3.2)。電力市場 2.0 では、発電や小売は完全に自由化されてゆく。これは、需要と供給の調整も可能な限り市場を介して行われることを意味する。ドイツの需要と供給のバランスを保つための主なツールは、BG である。各小売事業者は BRP として顧客（需要）と発電量や調達量（供給）を BG 内で管理しなければならない。BRP はすべての取引単位について卸市場での取引を通じてバランスを保たなければならない。もし BRP がバランスを保つことができなければ、TSO が BG をバランスさせるためにかかったコストを反映した費用を支払わなければならない。そのため、正しいインセンティブを設定することで自由化市場ではすべての参加者がシステムの安定運営のための責任を負い、それを果たそうとするようになる。

各 BRP は自らの発電や需要計画を前日の 14 時 30 分までに提出しなければならない。その後小売事業者はゲートクローズまで提出後に一日前市場や時間前市場で取引した結果の計画変更を提出することができる。TSO は運営スケジュールと修正を確認する。いずれかの BG がインバランスを発生させるのに備え、TSO は調整力を調達し、システムを安定させる。インバランスの原因となった BG はコストを負担する。これらのコストはバランシングコストと呼ばれる。ドイツの電力システムは恒常的に変更や修正が加えられるが、全体としてインバランスのコストは 1 日前市場や時間前市場のような短期市場のコストよりも高くなるように設定されている (BMW i, 2015)。

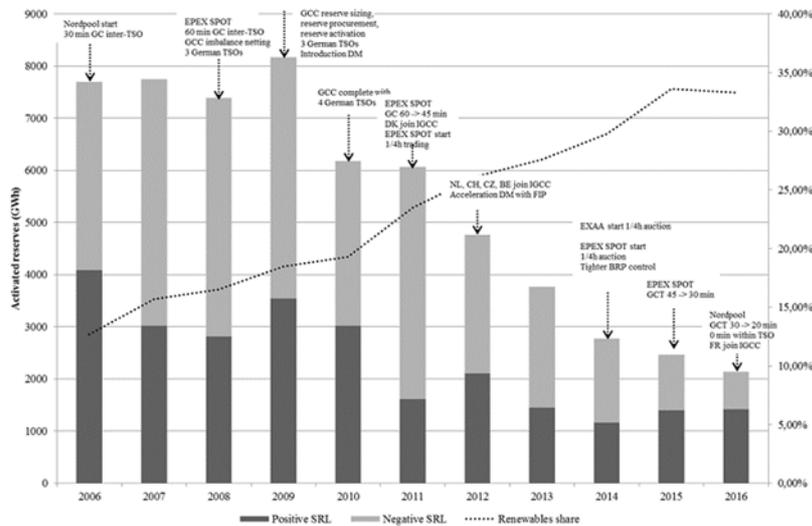
図 20 ドイツ国内の月別の取引量の推移



出典: (Kuwahata & Merk, 2017)

卸市場の機能は段階的に強化されてきた。ゲートクローズは受渡しの 15 分前に近づけられ、取引単位は 15 分まで小さくなった。これは、変動性再エネがポートフォリオに占める割合が高くなるほど重要になる。予測精度は短期ほど正確になるので、市場参加者は再エネの発電量と需要についてより短期の予測に基づいてゲートクローズまで時間前市場で取引量を調整する必要がある。時間前市場は重要な調整機能を持っている。実際、ドイツの時間前市場の取引量は過去何年も増えてきた（図 20）。短期市場はエネルギー（kWh）のみを取引する市場であるため、エネルギー・オンリー市場とも呼ばれる。

図 21 再エネの成長と周波数調整の実施の推移



出典: (Kawahata & Merk, 2017)

FIT のルールも改正されている。ドイツでは FIT は 2014 年に市場プレミアム（またはフィードインプレミアム）に変更された。これにより、市場プレミアムの支援を受ける再エネ電源は BG への参加が義務付けられ、電力を（主に）卸市場で販売しなければならなくなった。BG はゲートクローズまで時間前市場で取引し、需要と供給のギャップを調整してインバランスの発生を回避する。ドイツで短期市場の重要性が増している理由でもある。

A1-5 グロス・ビディング

既に記したように、日本は JEPX のスポット市場の取引量を増やそうと努力してきた。その一環として 2017 年にグロス・ビディングを導入した。グロス・ビディングは例えば英国やスカンジナビア諸国で導入されている。グロス・ビディングは大手電力会社に電力を卸市場で販売を義務付け、必要に応じて買い戻すことを認める制度であり、一日前市場での取引量を増やすという点で有効な手段である。この目的は電力市場の活性化である(服部, 2016)。

グロス・ビディングの拡がりとともに、先渡し市場や先物市場の必要性も増している。市場参加者は価格変動リスクを市場取引を通じてヘッジしたいからだ。しかし、英国の場合、先渡し市場が十分に活用されていない(服部, 2016)。日本の場合、2017 年にグロス・ビディングが導入されて以降、一日前市場の取引量は増加を続けている。

政府はグロス・ビディングのシェアについて、2018 年中に電力取引量の 10%、数年以内に 20~30%まで伸ばすことを目指すと述べた。大手電力会社もグロス・ビディングについて同じような目標を公表している。2018 年の一日前市場の取引量の増加はグロス・ビディングの影響もあると考えられる。

規制機関がグロス・ビディングを導入した背景には、価格中立的なシステムであり、ボラティリティーを下げる効果があると見ているためである。しかし、市場参加者はグロス・ビディングにおいて大手電力会社が行使する価格交渉力に注意したほうが良い。大手電力会社が一日前市場において市場操作を試みているという疑いがある。グロス・ビディングにおいて大手電力会社が市場支配力を悪用していないか問われたケースもある。例えば、2018 年には東京と東北の系統エリア間の市場分断が 5 日発生している。この事例では、東京エリアの約定取引量は東北エリアよりも 5 倍程度多くなっており、東北エリアの価格は系統がつながっている時は上がり、分断されると下がる傾向があった。これは実際には稀な事例だが、東京エリアのアクターが 2 つのエリアの価格を操作していたかが問われる(日経 xTECH, 2018)¹⁹。市場操作は市場の透明性が不十分で情報の非対称性が存在する時に発生しうる。ある大きな小売事業者が秘密裏にある大きな発電事業者とコミュニケーションをとっており、いつでもどれくらいの量の電力が売りに出されるかを知っていれば、これらの会社は市場支配力を行使しようとする。こうした市場操作は公平な競争を阻害する。この問題を解決するため、大手電力会社の発電部門と小売部門間の情報交換の禁止が強化された(小宇羅, 2017)。政府は大手電力会社の異なる部門間のインサイダーコミュニケーションの禁止を命じる権限を行使すべきで、電力・ガス取引監視等委員会は継続的に JEPX を監視すべきである。また、違反した時の罰則も十分に厳しいものである必要がある。

A1-6 供給力確保義務

供給力確保義務は電気事業法の第 2 条の 12 に定められている。小売事業者が確保しなければならない供給力は、すべての需要家の最大負荷の合計に一定の安全率を加えたものとして計算される。小売事業者は、仮説的な需要が上振れすることを考慮に入れた供給力を受渡しの 1 時間前まで確保しなければならない。現在の規制では、小売事業者は託送契約の締結時や系統利用者としての登録時に電源を特定する必要はない。

大手電力会社は安全バッファを 7~8%程度に見積もる傾向があるが、発送電分離後はこの割合を引き下げたいと考えている。例えば関西電力は、小売部門が

¹⁹ これがなぜ市場操作と疑われるかの理論的な説明については出典を参照されたい。

この比率を5%に引き下げること公表した(関西電力, 2017)。2000MW以上の需要を抱えている新規小売事業者の供給力は2017年には平均して105.1%となっていたが、2023年までにはこれを102.6%まで引き下げる計画である。抱えている需要が2,000MW以下の中小規模の新規小売事業者は平均して43.8%の供給力を確保しており、2023年までに21.5%まで引き下げる計画である(経済産業省, 2019)。中小規模の小売事業者は価格交渉力が小さく、相対契約やPPAによる供給力の確保が難しいことが伺える。しかし、要求水準がとて高いため、複数の小売事業者が意図的にインバランスを起こしている疑いがあるケースも見られ(中西, 2017)、OCCTOによるより詳細な管理につながった。ギリギリのタイミングまで短期市場での調達や販売による調整を促すことで、再エネの変動に対応して系統安定化を図ることができる。こうした短期市場の機能をbalancingシステムにより深く統合してゆくためにも、政府も供給力の適切なレベルについて議論してきたものの、供給力確保義務はいまも緩和の余地がある。

1つの発電所の供給力は1時間あたりの平均電力として算出される。供給力のシンプルな求め方は式1のとおりである。

式1 供給能力の求め方

$$\text{供給能力} = (\text{発電所の発電能力}) - (\text{計画補修等による停止電力}) - (\text{最大需要電力発生に必要な所内消費電力})$$

出典:(資源エネルギー庁, 2015)

注: 供給能力は定格出力ではなく、発電所の送電端での出力を意味する。

すべての小売事業者はこれに予備率を考慮しなければならない。OCCTO内に設置された調整力及び需給バランス評価等に関する委員会は猛暑・厳冬期の需要に対して日本の予備率の基準として3%を用いている(調整力及び需給バランス評価等に関する委員会, 2018)。

供給力計上ガイドラインでは、電源技術ごとに異なる発電所の供給力の求め方を指示している。技術には5項目が設定されており、水力、火力、原子力、新エネルギー等、その他がある。新エネルギー等には風力、太陽光、地熱、バイオマス、廃棄物が含まれる。その他には、電源種別の区分が困難なものや卸電力取引所での取引分(約定したものに限り)といったものも含まれる。新エネルギー等の中でも異なる技術ごとに別の算定方法が示されている。

A1-7 L5 出力比率

L5 出力比率は、再生可能エネルギーに適用される算定方法である。この方法は日本の自流式水力の算定で従来使用されてきた確率論的な方法だからだ。L5 出力比率は、水力、風力、太陽光の供給力について、各月における毎日の最大電力（1時間平均値）を上位から3日とり平均した最大3日平均電力とし、その3日における発電実績下位5日平均値により評価する。例えば太陽光であれば以下のように算定する。「エリア内の太陽光発電の供給能力は、過去20ヶ年の最大3日電力発生時における発電推計データ（計60データ）から、水力の評価手法を参考に下位5日平均値を算出し、これより自家消費分（算定対象期間は直近の5年間）を減じて評価する」（調整力及び需給バランス評価等に関する委員会、2018）。L5 出力比率はしばしば発電設備の設備寿命全体を通じて最も低い値となるため、最も保守的な評価方法と言える。

表 4 2013 年度夏期の太陽光発電の供給力見込み

10,000kW, %		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9 社 合計
太陽光供給力		0	2	20	26	21	1	9	7	33	119
内訳	PV 設備 量 (10,000 kW)	16	44	183	134	100	11	60	34	159	741
	出力比 率 (%)	0	16	23	29	30	22	27	30	31	-

出典：（経済産業省，2013）

注：出力比率については、自家消費分は需要減として織り込むため、その分を差し引いた後、供給力として計上

表 5 試行的な評価方法による 2013 年度夏期の風力発電の供給力見込み

10,000kW, %		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9 社 合計
風力供給力		0.4	0.4	0.2	0.1	0	0.01	0.2	0.02	0.8	2.13
内訳	設備容 量 (10,000 kW)	29	61	37	22	12	15	30	12	43	261
	出力比 率 (%)	1.4	0.6	0.5	0.3	0.0	0.1	0.6	0.1	1.9	-
	発電実 績デ ータ 期間	7	6	2	3	5	5	2	6	7	-

(年)										
-----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

出典：（経済産業省，2013）

注：各月の風力出力が低かった下位5日の平均値を過去の実績データが把握可能な期間（2～7年間）で平均した値

太陽光と風力の L5 出力比率の算定方法による出力比率の評価例を表 4 と 5 に示す。関西地域を例にとると出力比率は 30%となるが自家消費は需要減としてこの評価結果から差し引かれる。関西地域ではおよそ 30 万 kW と見込まれる。そのため、関西エリアの太陽光の設置容量（定格容量）から自家消費分 30 万 kW を引いた 70 万 kW が系統に供給できる出力となる。関西地域の出力比率は 30%となっており、供給力は 21 万 kW と見積もられる。定格出力は 70 万 kW であるため、供給力確保のためには残りの 49 万 kW（70%に相当）を何かしらの方法で調達しなければならない（例えば市場を通じて）。関西地域の風力の出力比率は L5 出力比率に則れば、0 と評価されており、これも供給力確保義務に反映される。つまり、この場合は風力の設置容量 12 万 kW の 100%と同量を、市場等を通じて確保しなければならない。仮にある小売事業者 1 社ですべての風力を販売しているとすると、風力の全容量に相当するバックアップ容量を石炭、ガス、原子力、水力等から調達しなければならない。

これまで、世界では変動性再エネが電力システムに占めるシェアが上昇するにつれ、分析ツールとして L5 出力比率以外の方法がより一般的になってきている。供給信頼度対応能力（ELCC）は、変動性再エネの出力、負荷、その他の系統情報を含む 2 年間の同時系統データセットを用いて計算される。ELCC は「ある電源がどの程度信頼性条件を満たし、予見される信頼性の課題や停電事象を低減することができるかを示す割合である（利用可能性と利用制限を考慮する）。これは確率論的信頼性モデルによって算出され、所与の設備や設備群の個別の%値として与えられる（a percentage that expresses how well a resource is able to meet reliability conditions and reduce expected reliability problems or outage events (considering availability and use limitations). It is calculated via probabilistic reliability modeling, and yields a single percentage value for a given facility or grouping of facilities.）」（California Public Utilities Commission - Energy Division, 2014）。ELCC はこれまで電力システムの信頼性評価手法として最も信頼できる手法の 1 つとして世界で幅広く利用されている²⁰。一方で L5 出力比率は自流式水力の評価方法として高速の数量解析がほぼ不可能だった時代が開発されたものである。そのため、

²⁰ ELCC の詳細については、例えば IEA Wind Task 25 2009 または Ackermann 2012 を参照。

これは、変動性再エネの出力や負荷のデータセット間の同時性に欠けているため、現在は変動性再エネを考慮すると単純すぎ、変動性再エネの信頼性を過小評価する傾向にあると捉えられている。

A1-8 FIT 特例措置

日本では、発電事業者と小売事業者は最終的なバランスのために運営計画を提出しなければならず、その計画から逸脱があればインバランスコストを支払わなければならない。ほとんどの発電事業者と小売事業者は新規に設立されたものであり変動性再エネの予測には不確実性が伴うため、政府はインバランスコストの上昇を回避するために FIT の支援を受ける者に対して特例措置を設けた。発電事業者はバランスの方法として2つの特例措置から選択することができる。

特例1では、発電事業者に変わり BG 内での再エネの発電量予測の責任を TDSO が引き受ける。発電量予測は小売事業者に通知され、小売事業者の BG 内でのインバランスのリスクを低減する。発電計画は発電の2日前に作成される。インバランスが発生した際には、特例1を利用している小売事業者はインバランスの電力については1日前市場の価格と同じ金額を支払えば良い。しかし再エネを調達する小売事業者も L5 出力比率等を用いて評価した供給力や需要計画に基づいて自身の週間計画を作成する必要がある。変動性再エネに基づいた計画の作成と最適化はコストがかかるため、この特例措置は小規模なグリーン電力小売事業者にとってメリットが大きい。

特例2を用いる小売事業者は、BG 内における自身の計画を作成しなければならない。小売事業者が契約した発電設備の BG 内の予測の責任を負い、TDSO に通知する。特例2では FIT 発電事業者はバランス責任を免除される。

A1-9 常時バックアップ契約

一般に、日本のシステム内では再エネ、化石燃料、原発に関わらず、電源を調達するためには4つの方法がある。

- 発電設備を所有する：小売事業者自ら発電設備を所有し、発電する。この場合は電力会社や電気事業者と呼ばれることがある。
- 電力調達契約（PPA）：小売事業者が発電事業者と電力の調達契約を結ぶ
- 卸市場で調達：小売事業者は電力を卸市場で調達する
- 「常時バックアップ契約」：小売事業者が大手電力会社と安定した電力供給のための契約を結ぶ。経産省により一時的で転換期における手法と位置づけられ

ている。

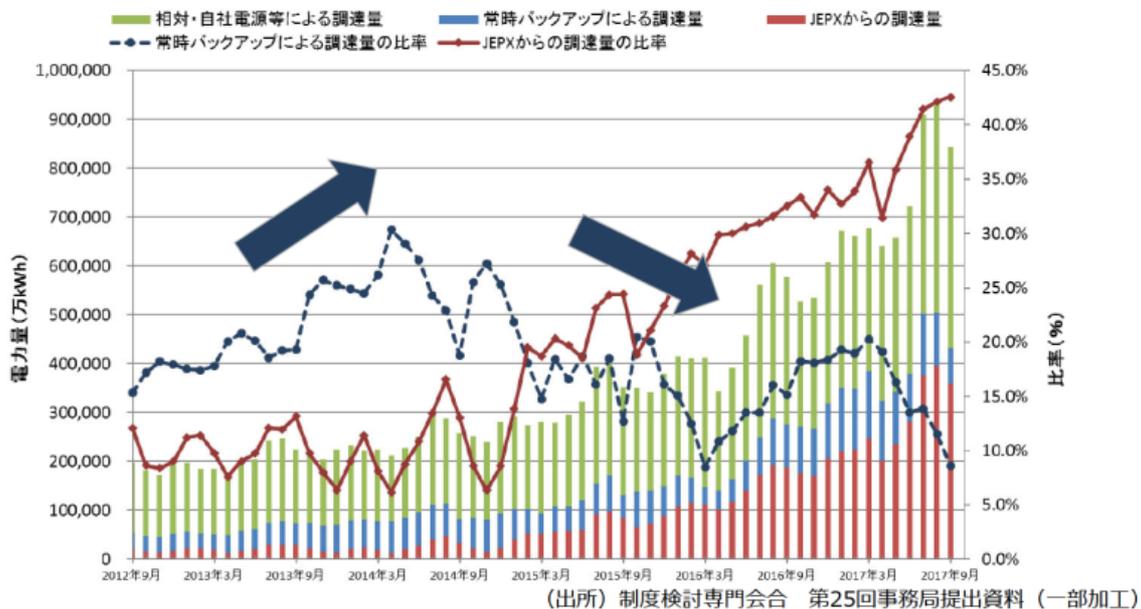
電力卸業者から調達する供給力については、供給契約が締結されたもののみ登録することができる。つまり小売事業者は JEPX の短期市場から電力調達を行う場合には「調達未定分」として計画には記載する(資源エネルギー庁, 2015)。

「常時バックアップ契約」は市場競争の活性化のために一時的な手法として導入された。「常時バックアップ契約」は、新規小売事業者が大手電力会社の1つと結ぶ、「常時バックアップ」と呼ばれる安定した供給力を大手電力会社が提供する契約である。容量不足の状況を改善するために 2000 年に開始された。大手電力会社は、高圧については新規小売事業者が新たに獲得する需要量の 30%まで、低圧については 10%を供給することが求められた。常時バックアップ契約は新規小売事業者のラストリゾートとして設計されており、新規小売事業者はまずは PPA や卸市場での電力調達の機会を模索しなければならない。

常時バックアップ契約の割合は 2014 年 3 月の 32%がピークであり、2017 年 9 月には 10%まで下がっている(図 22)。通常、常時バックアップ契約は大手電力会社と新規小売事業者間の相対契約として結ばれる。そのため両者の間での不均等な価格交渉力により大手電力会社はしばしばミドルロード電源を供給していた。ミドルロード電源はガス火力が多く、水力や石炭、原子力等のベースロード電源よりも高額になることが通常である。

図 22 新規小売事業者の調達した容量 (2012 年 9 月から 2017 年 9 月まで)

新電力の電力調達の状況 (2012年9月～2017年9月)



出典: (資源エネルギー庁, 2018f)

そのため、新規小売事業者は大手電力会社と比べてコスト上の大きく不利な立場にあった。大手電力会社の大口需要家に対する電力の販売価格は新規小売事業者のそれに比べて 10 から 20%低い傾向にある。小規模な需要家については新規の小売事業者の価格は大手電力会社のそれよりも少し低い傾向にあるが、例えば関西電力は原子力発電所の再稼働後の価格引き下げを目指している。

A1-10 ベースロード市場

2019年7月には経産省が常時バックアップ契約に代わる新しい市場としていわゆるベースロード市場を導入した。この新しい市場は、「電力市場競争促進のための改革の一部として、新規の電力小売事業者に対して安価な電源に対する公平なアクセスを確保するための手段である (to ensure equal access to cheap power supplies for new power retail companies as part of reforms to foster competition in the market)」(Tsukimori, 2016)。

ベースロード市場はオークションになっており、大手電力会社による(安価な)ベースロード電源の供給が義務付けられている。常時バックアップ契約スキームで批判されていたミドルロード電源よりも安い価格での提供が期待されている。

競争の観点から言えば、ベースロード市場は新規小売事業者の安く安定的な電源に対するアクセスを強化することができるが、石炭や原子力発電所の稼働期間

を伸ばすリスクがある。実際、（義務的な）ベースロード市場と（自主的な）既存の JEPX の先渡市場との違いは、ベースロード市場が原子力と石炭を明示的に優先していることである（安田，2016b）。しかし不均一な電源の配分を改善するメカニズムがなければ、新規小売事業者は大手電力会社に対して競争力のある電源へのアクセスが不可能となるために市場からの退出を余儀なくされてしまう。

グリーン電力小売事業者の観点から言えば、ベースロード市場は再エネの不足を解決することはできないが、石炭や原子力よりも水力の提供を優先させることはできると思われる（政府はベースロード電源におけるランキング等については言及していない）。そのため、グリーン電力小売事業者のいくつかは、妥協案として 20%や 50%グリーン電力といった商品を販売している。

さらに政府は 2020 年に容量市場の導入を計画しているが、これは付録 2 で取り扱う。

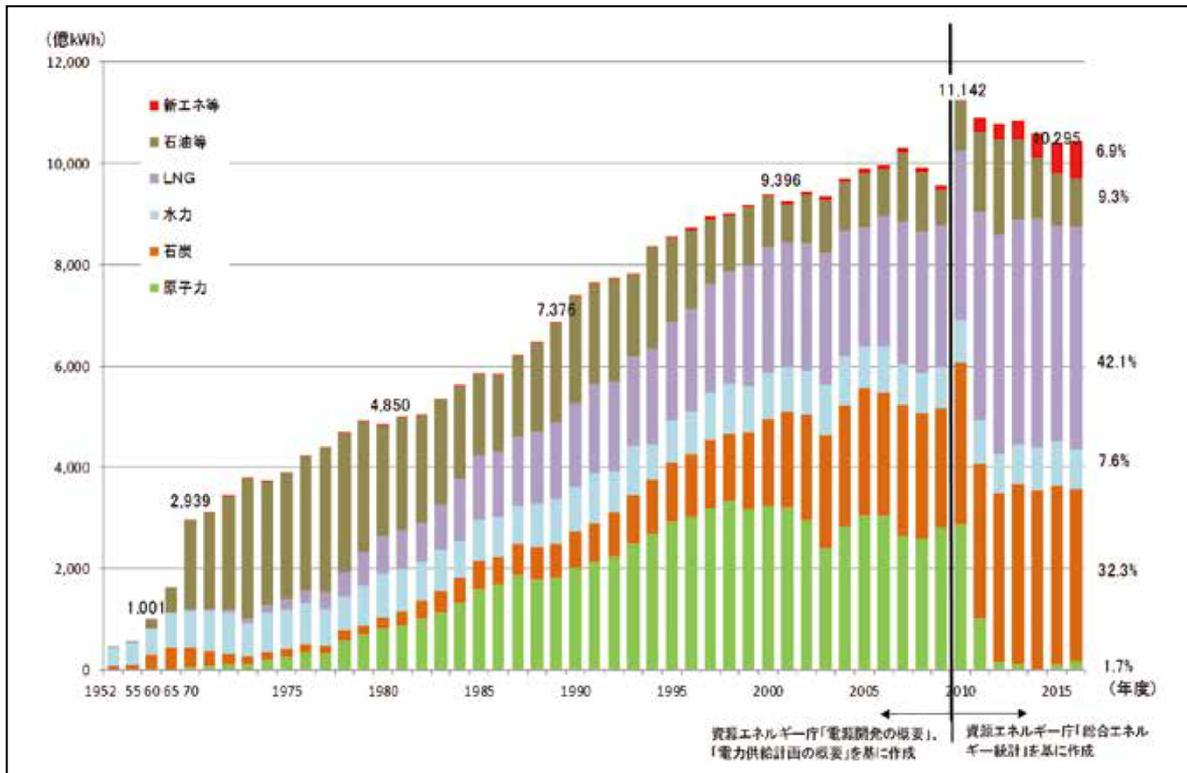
A1-11 再エネ：発電量と発電容量の推移及び水力

図 23 は発電量の推移を示しており、図 24 は再エネ発電容量の地域別の設置量を示している。再エネの発電量に占めるシェアは、東日本大震災前の 2010 年の 10%から 2016 年には 15%まで上昇した。2012 年以降に導入された再エネは、太陽光に偏っている。

水力は重要な既存の再エネ電源である。日本の水力の開発は主に 1990 年までに終了している。1990 年代には日本の多くの公営水力の建設プロジェクトが広く再考された。これまで日本の小型水力は政府評価によるポテンシャルに比べると十分には活用されていない（資源エネルギー庁，2018c）。その理由は、小型ゆえの採算性の欠如と環境に対するネガティブな影響の危惧である。30 MW 以下の小型水力に限って見ると、各設備の発電容量はほぼ全て 1000 kW を超えている（図 25 参照）²¹。

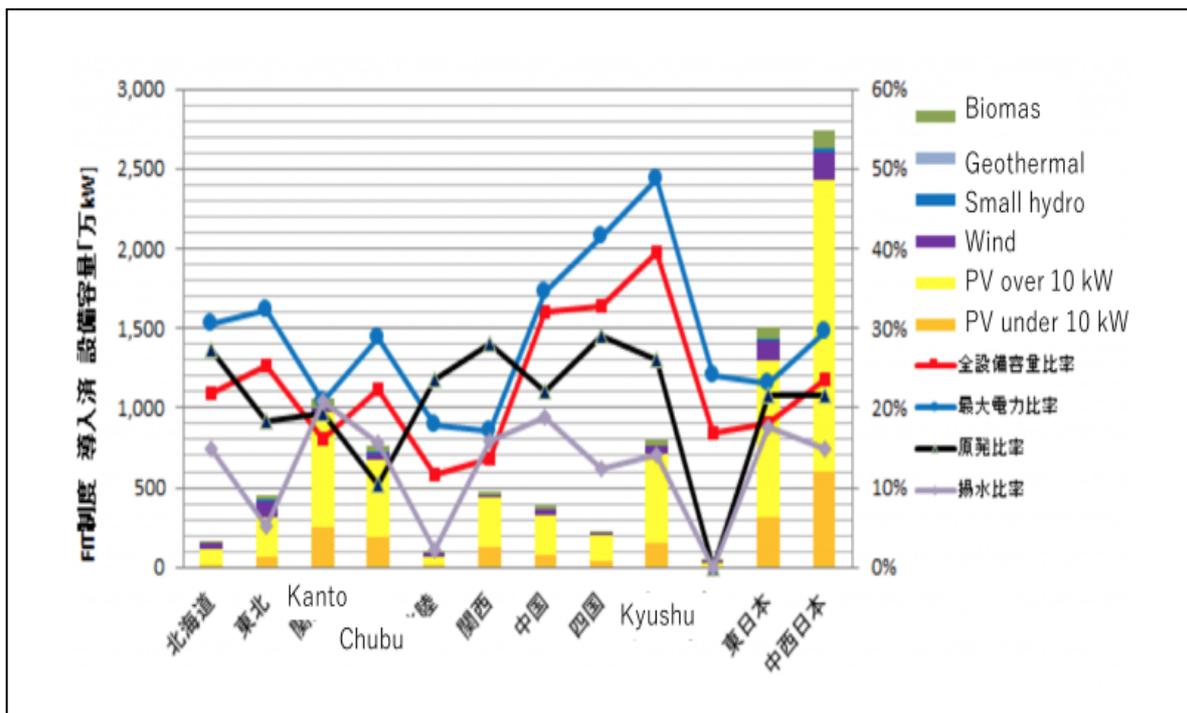
図 23 日本の電源別の発電量の推移

²¹ 本報告書では、FIT の支援対象であることから、小型水力発電は 30 MW 以下とする。



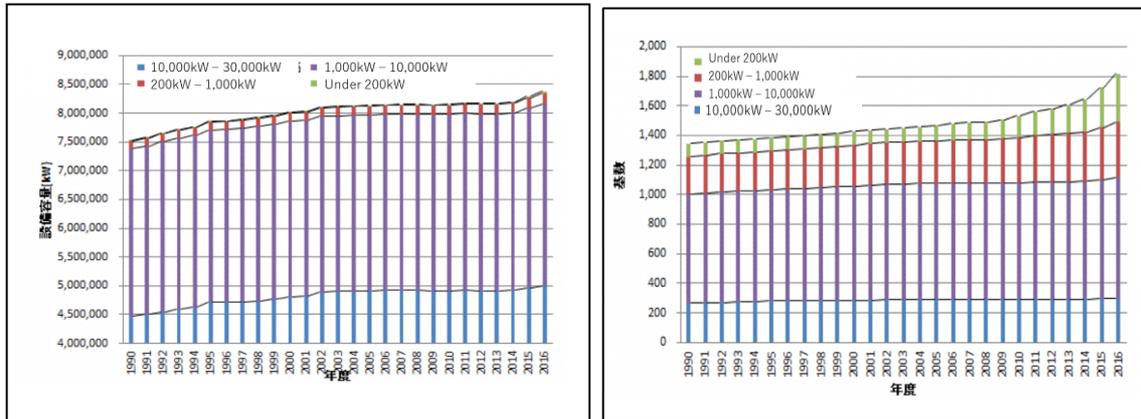
出典：(資源エネルギー庁, 2018a)

図 24 地域別の再エネの導入量の推移



出典：(ISEP, 2018)

図 25 日本の小型水力の発電設備の推移 (左: 容量、右: 数)



出典: (ISEP, 2018)

表 6 に水力発電所の数とその所有者を示す。水力発電所 2064 基のうち、大手電力会社の所有でないものは 725 基である。発電容量で見た場合、この 725 基は全発電容量の 16.2%を占めている。大手電力会社やその関連会社は競争相手である新規の小売事業者に対して自らが所有している水力発電所の電力を販売するという意思に乏しいと考えると、この 16.2%、3,610 MW が残りの小売事業者が調達できる水力発電となる。

総務省によると、全国には地方公営企業法の規定が適用される水力発電所の運営を行う公営組織が 28 団体あり、同法が適用されない事例が 51 団体ある(福西, 2015)。地方公営企業法は、病院、上下水道管理、鉄道事業、電力卸事業等の公共の福祉に資する事業を行う公営企業を規制する法律である。自治体や都道府県は、水力発電所を所有、運営し、そこで発電される電力を販売するか、卸事業として運営を第三者に委託している。この二つの違いは、同法が適用される事業は電気事業法に定める卸供給事業として電力会社へ売電しているのに比べ(公営卸事業者)、同法が適用されない事業では売電という一定サービスの対価としての収益を得、かつ、維持補修期間を除き、ほぼ通年継続的、反復的な売電を実施している事業であり、電気事業法上の卸供給に該当しない事例をさす(公営非卸事業者)。

電力市場自由化前には、地方政府は法の定めに従い、水力からの電力を大手電力会社に販売していた。2000 年の部分的な自由化以降も、公営卸事業者 28 団体のうち 27 団体が、公営非卸事業者の 51 団体のうち 35 団体が大手電力会社に相対で電力を提供していた。一方で新規の小売事業者と契約をしていたのは公益卸事業

者で 11 団体となっていた。電源によっても異なるが、この契約は平均して 10～15 年続く。

EU でも、公営サービスについては競争入札の実施の義務付けが強化されている (2014/24/EC, 2014/25/EC, 2014/23/EC)。これにはエネルギー事業も含まれる。例えば、系統事業は入札の対象となっている (表 7)。

表 6 水力発電所の設備と所有者

	200kW 未 満	200kW - 999kW	1,000kW - 9,999kW	10,000kW - 29,999kW	30,000kW 以上	合計
北海道電力	3	2	15	22	10	52
東北電力	7	41	110	32	19	209
東京電力	2	13	83	39	18	155
北陸電力	2	13	70	28	17	130
中部電力	4	54	80	34	18	190
関西電力	3	25	53	29	38	148
中国電力	6	17	44	25	3	95
四国電力	0	6	35	10	3	54
九州電力	20	26	65	17	10	138
沖縄電力	1	0	0	0	0	1
J-Power	0	1	5	16	31	53
大手電力 関連会社	16	29	59	9	1	114
その他民 間企業	24	32	83	33	6	178
公営団体	100	99	165	73	7	444
農協	53	39	11	0	0	103

出典：(日本開発銀行, 2016)

表 7 EU 指令の中身

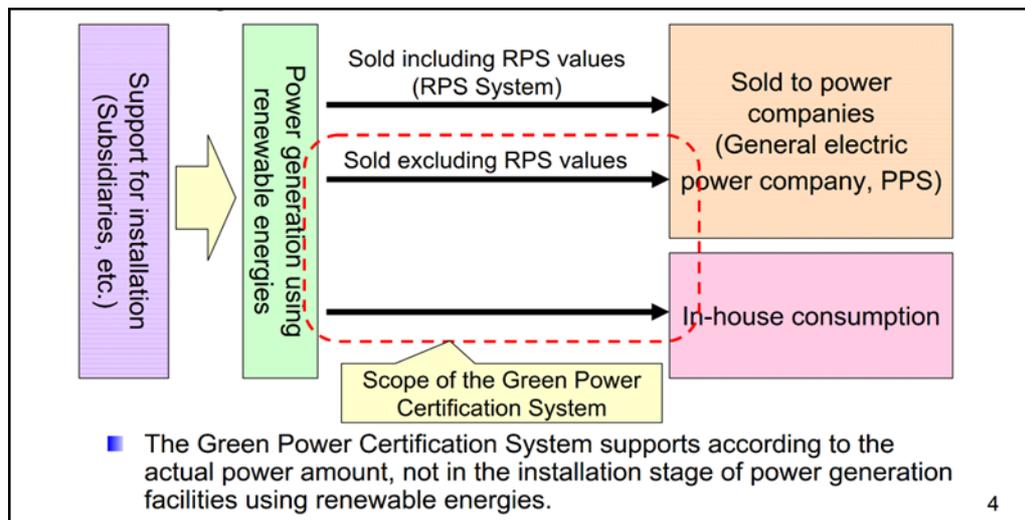
評価基準の見直し	<ul style="list-style-type: none"> ● 価格と品質による審査基準 (MEAT) への一本化 ※ 価格を唯一の審査基準とする入札も実施可能 ● 維持費や環境への負荷などの「ライフサイクルコスト」を考慮するよう義務付け ● 技術の革新性、デザイン性、実施体制、人員の経験などを審査基準に追加
入札方式 (「競争的対話手続き」)	<ul style="list-style-type: none"> ● 従来、水道・電気事業などは対象外だったが、2014/25/EC により初めて適用対象に

の対象拡大

出典：(藪, 2015)

A1-12 再エネ政策 I: グリーン電力証書と J クレジット

グリーン電力証書と J クレジットはそれぞれ 2008 年と 2013 年に導入された。グリーン電力証書 (図 26) は、「自然エネルギーによって発電された電力や省エネ対策 (化石燃料消費の削減)、CO2 排出削減 (これらをグリーン電力付加価値と呼ぶ) をグリーン電力証書という形に転換し、企業やその他の組織が自主的にエネルギー削減や環境保護の対策の一助としてこの価値を利用することを可能にする証書である (to translate the other value of electricity generated from natural energies, including energy conservation (reduction of fossil fuel consumption) and reduction of CO2 emissions (these values are called Green Power Added Value), into the form of Green Power Certificate, to allow companies and other organizations to use these values, as one of their voluntary energy conservation and environmental conservation measures)」(Ogasawara, 2008)。

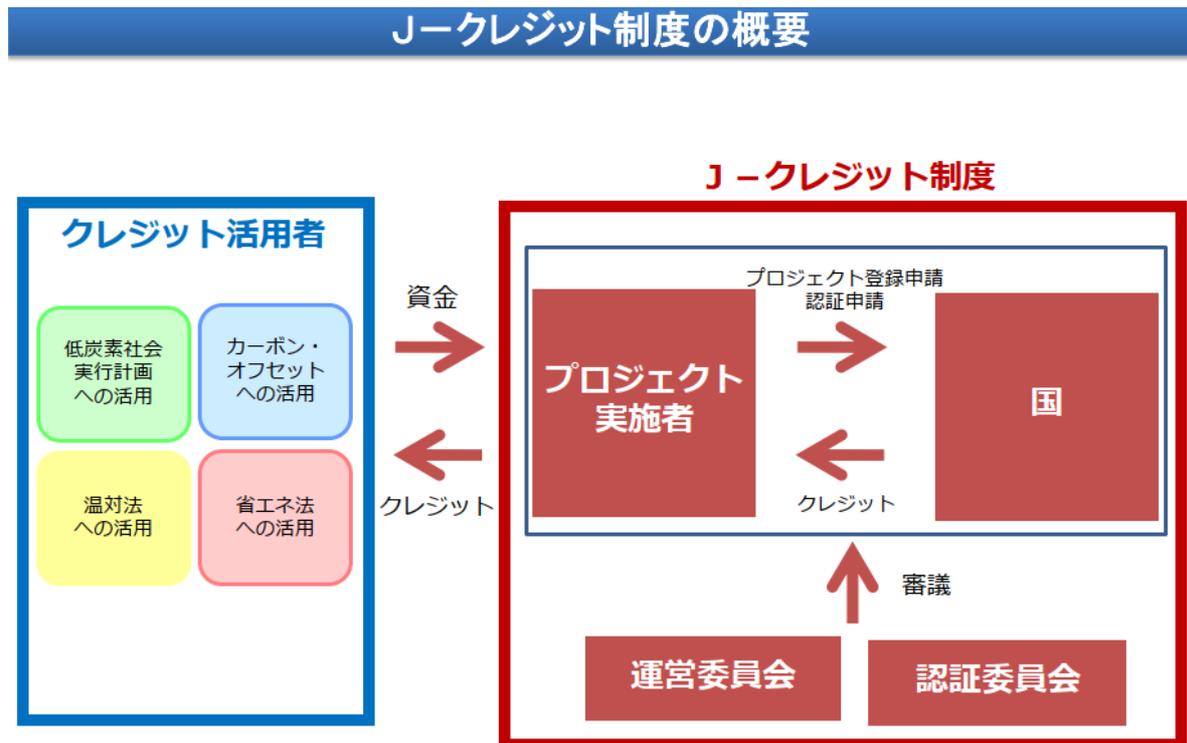


出典：(Ogasawara, 2008)

J クレジットは国内のクレジットスキームとカーボンオフセットクレジットスキームを一つにまとめるために導入された。J クレジットは設立の背景から CO2 排出権の取引スキームと言える。このクレジットは再エネのプロジェクトのみなら

ず、その他の省エネプロジェクトに対しても、追加性が担保されるのであれば発行される。J クレジットの対象となる再エネプロジェクトはグリーン電力の自家消費を行うプロジェクトである。再エネ電源の運営者は自らその電力を消費するが、グリーン電力消費の宣言は行わず、その環境価値を第三者に販売する。

図 27 Jクレジットのスキーム



3

出典: (環境省, 2013)

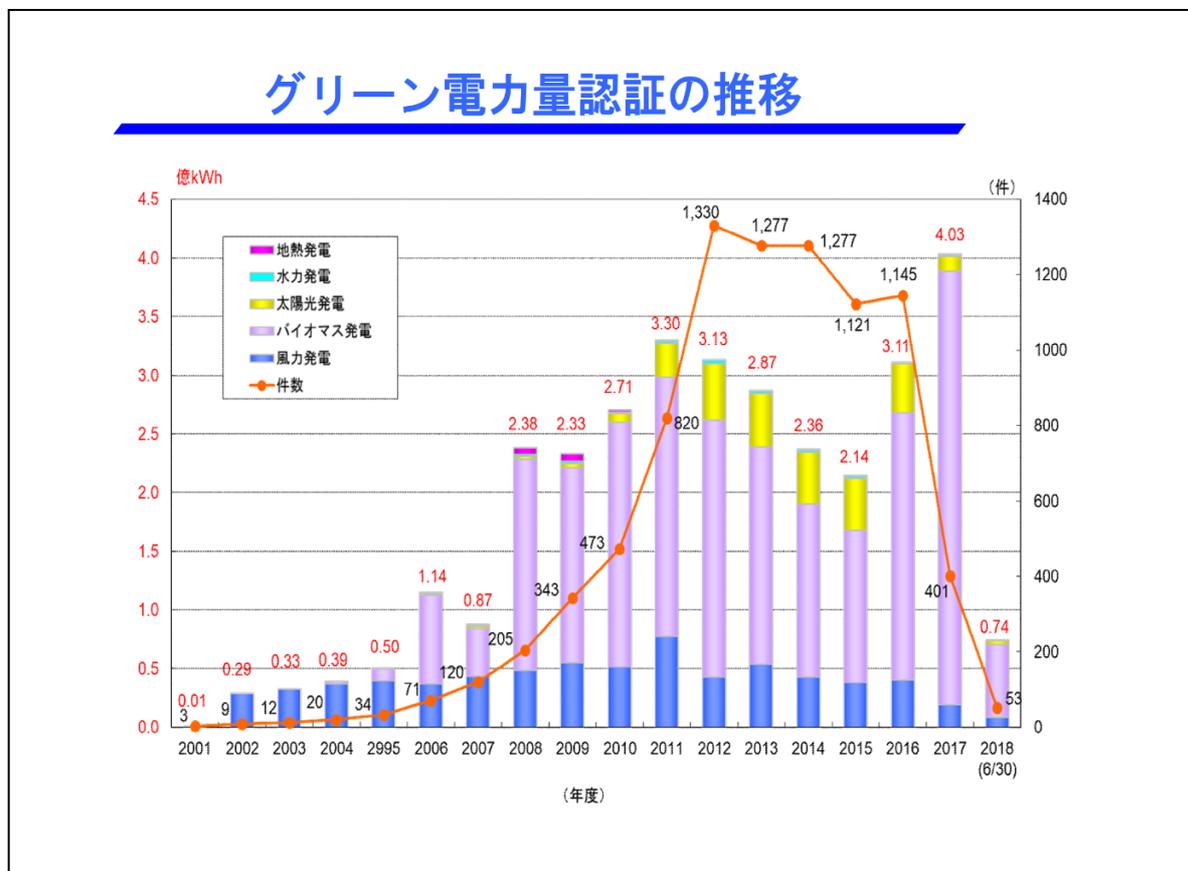
これらの証書のシステムは FIT が導入される前に発展してきた。J クレジットを購入した組織や団体はその CO2 排出削減を環境省が設定する義務の遵守に用いることができる。グリーン電力証書は再エネの導入割合を義務付ける割当制度の 1 つ、「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法 (RPS 法)」の証明の手段として導入された後、FIT 法の施行に伴い廃止された。電力消費者がグリーン電力証書を直接購入できるのに比べ、非化石証書は購入できなくなっている。

現在の状況を見ると、J クレジットとグリーン電力証書の発行量はグリーン電力小売事業者には不十分である。日本の電力需要は 2016 年で 900TWh であり、J ク

レジットとグリーン電力証書の合計は 1811GWh となっている。図 28 に示すとおりグリーン電力証書の発行量は過去数年大幅に落ち込んでいる。その理由は、2012 年以降に設立された再エネ電源は主にグリーン電力証書の対象外となる FIT の支援を受けているためである。

これに加え多くの古い大型水力発電については、制度の導入前に建設されている等の理由で J クレジットもグリーン電力証書も発行できない。

図 28 グリーン電力証書の発行量の推移



出典：(日本品質保証機構, 2018)

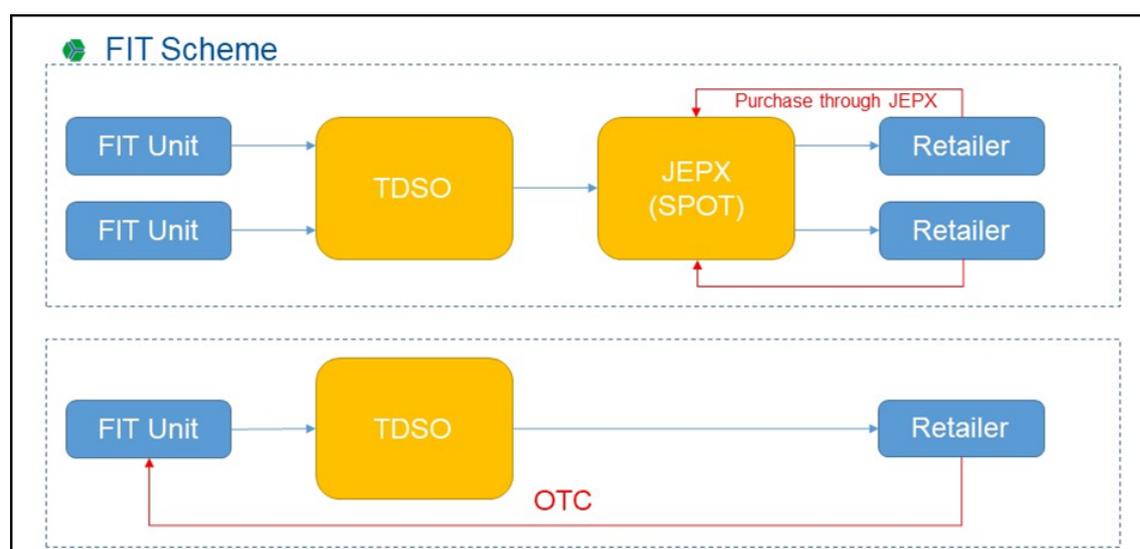
A1-13 再エネ政策 II: FIT スキーム

FIT とは「再エネによる発電事業者があらかじめ定められた固定価格に基づき支払いを受けられる制度であり、通常は用いられる技術や発電所の規模によって支払いの価格が異なる。固定価格は経済的な運営が補償されるようなレベルを学術的に算出して決められる (under which producers of renewable energy repaid

a set rate for their electricity, usually differentiated according to the technology used and size of the installation. The rate should be scientifically calculated to ensure profitable operation is guaranteed) (Mendonça, 2012)。FIT の固定価格の形で発電事業者に支払われる収益は通常、スポット市場で上げる売上よりも高くなるが多いため、この差額は一般の電力消費者から徴収される賦課金によって賄われる。FIT は再エネの成長を促すことで発電コストの削減につながる。日本においても再エネの導入コストは継続的に下がってきており（図 31）、ドイツのようないくつかの国では FIT によって再エネの発電コストがあらゆる発電技術の中で最も安価なものになっている (Kost et al., 2018)。

日本では FIT を使って発電された電力を 2 つの方法で販売することができる（図 29 参照）。1つ目が発電したグリーン電力全量を一義的に TDSO に買い取ってもらう方法である。TDSO はその電力を JEPX の卸市場（1 日前市場）で販売する。しかし、販売後の電力は従来の電力と区別が出来なくなってしまうためにグレー電力と呼ばれる。2つ目の方法は（例外的であるが）、小売事業者が FIT 電源の発電事業者と直接的な電力の供給契約を結ぶことである（特定卸供給と言う）。この場合 TDSO は FIT 電力を小売に直接受け渡さなければならない。しかし TDSO を通すことでグレー電力となってしまうため、グリーン電力小売事業者は FIT 電力の調達量と同量の非化石証書を購入しなければならない。

図 29 日本の FIT スキーム



出典： 著者作成

日本では FIT の法案は東日本大震災が起こった 2011 年 3 月 11 日の午前中に閣議を通過し、2012 年に FIT は施行された。これにより日本の再エネは大きく成長した。開始当初は 1 つの技術につき固定価格は 1 つしかなかった。つまり大きな野立ての太陽光も小規模な屋根上の太陽光も同じ買取価格が適用され、支払期間は 10 年または 20 年となっていた。特に太陽光に対する高い買取価格（2012 年は 42 円/kWh）は日本の再エネの成長が太陽光に集中する理由の一つとなった。その後、太陽光（とその他の再エネ資源）の買い取り価格は大幅に引き下げられ、技術と設備の規模に応じた異なる買取価格が設定されるようになった（表 8 参照）。

2018 年の改正では、政府は買取費用を政府が決めるのではなく、オークションによって決める方法に変更した。日本の再エネの発電コストが世界平均と比べても割高であり、さらなる発電コストの低減を意図したものであった。規制機関はオークションで公募する再エネの新規導入量を定め、応札者は固定価格として受け取りたい 1 kWh あたりの金額を提示する。オークションはマルチプライスオークションとして実施され最も低い応札価格を提示した物が落札する。これは募集容量が埋まるまで繰り返される。

この改正の背景には、賦課金が高額であるとする市民からの強い批判があった。再エネの発電コストは期間を通じて低減していた（図 31）にも関わらず、一月あたりの賦課金の平均額は 2012 年の 57 円から 2017 年には 686 円まで上昇した（図 30）。これは FIT の支払いが通常は 20 年続き、高い買取額を受け取ることができる早期に開発された電源がシステムの中に残っているために起こる。さらに、すでに申請済みの設備の多くが古い買い取り条件によるものとなっている（そのため、高い買取額を受け取ることができる）。

そのため、現在の新しい発電設備は低い買取額となっているものの、これが電力消費者が負担する FIT 賦課金を引き下げるには至っていない。古い FIT 電源が系統に残っていることと、これらの支払いが続くためである。20 年の支払期間が終了し、FIT 電源の支援が切れてようやく、FIT 賦課金は緩和される。FIT 制度開始当初の高い支払い価格は、再エネ技術の成熟度、技術革新、市場統合コストを反映したものである。これ以外の電源技術では、一般の電力消費者が賦課金として追加で支払うものではなく、例えば原子力のように（電源三法等）税金等により透明性が低い公的資金援助を受けている場合がある。

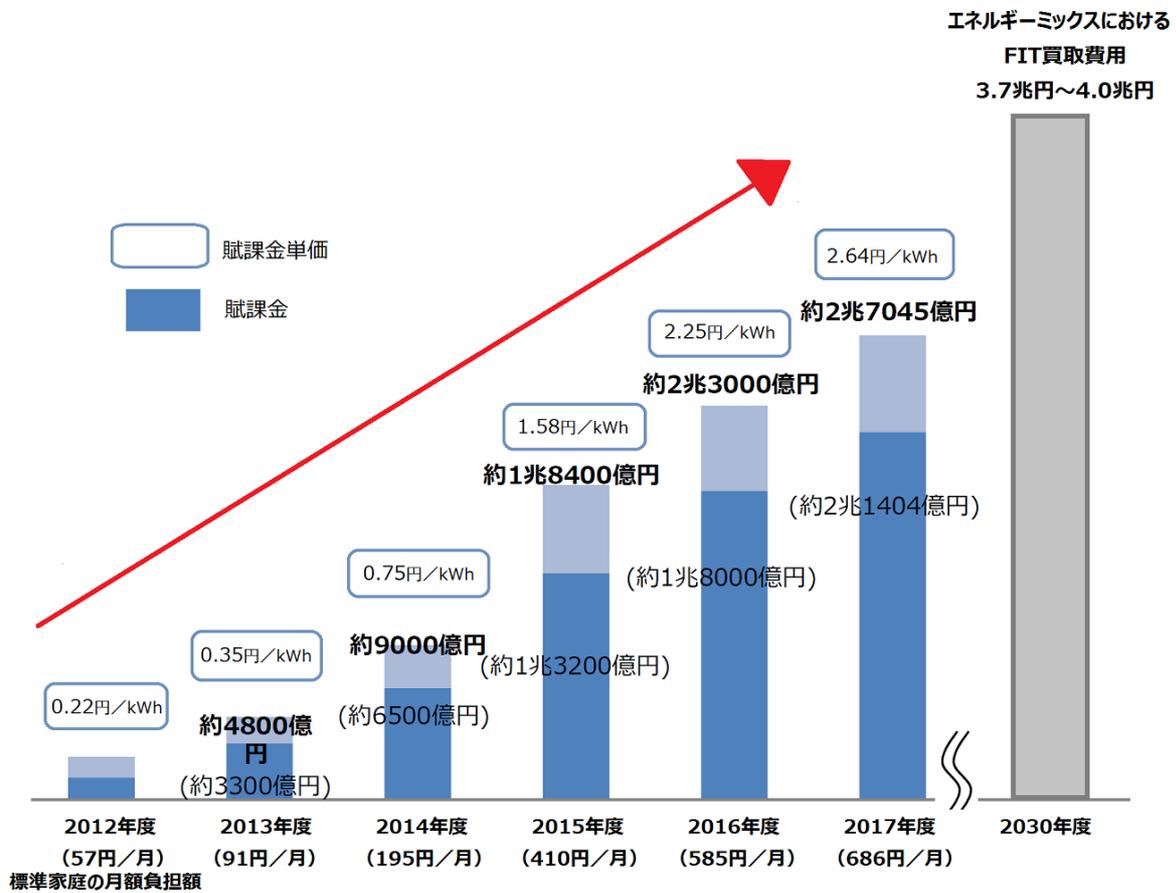
表 8 日本の FIT の買取価格（2019 年）

		Purchase prices (JPY/kWh)				Purchase period	
		FY2017		FY2018	FY2019		
		Apr.- Sep.	Oct.- Mar.				
Solar	Less than 10 kW	28		26	24	10 years	
	when output control system are required	30		28	26		
	Less than 10 kW (+ energy storage system)	25		25	24		
	when output control system are required	27		27	26		
	10-2,000 kW	21		Auction		20 years	
2,000 kW or more							
Wind	Less than 20 kW	55				20 years	
	Onshore	20 kW or more	22				21
		replace	18		17		16
Offshore	20 kW or more	36		36	36		
Geothermal	Less than 15,000 kW	40		40	40	15 years	
	replace whole equipment	30		30	30		
	replace above-ground equipment	19		19	19		
	15,000 kW or more	26		26	26		
	replace whole equipment	20		20	20		
replace above-ground equipment	12		12	12			
Hydro	Fully new facilities	Less than 200 kW	34		34	34	20 years
		200-1,000 kW	29		29	29	
		1,000-5,000 kW	27		27	27	
		5,000-30,000 kW	24	20	20	20	
	Utilize existing headrace channels	Less than 200 kW	25		25	25	
		200-1,000 kW	21		21	21	
		1,000-5,000 kW	15		15	15	
5,000-30,000 kW	12		12	12			
Biomass	Wood (general)	Less than 20,000 kW	24		24	24	20 years
		20,000 kW or more	24	21	21	21	
	Forest residues	Less than 2,000 kW	40		40	40	
		2,000 kW or more	32		32	32	
	Wood waste from buildings	13		13	13		
	Municipal waste	17		17	17		
Biogas	39		39	39			

Source: METI

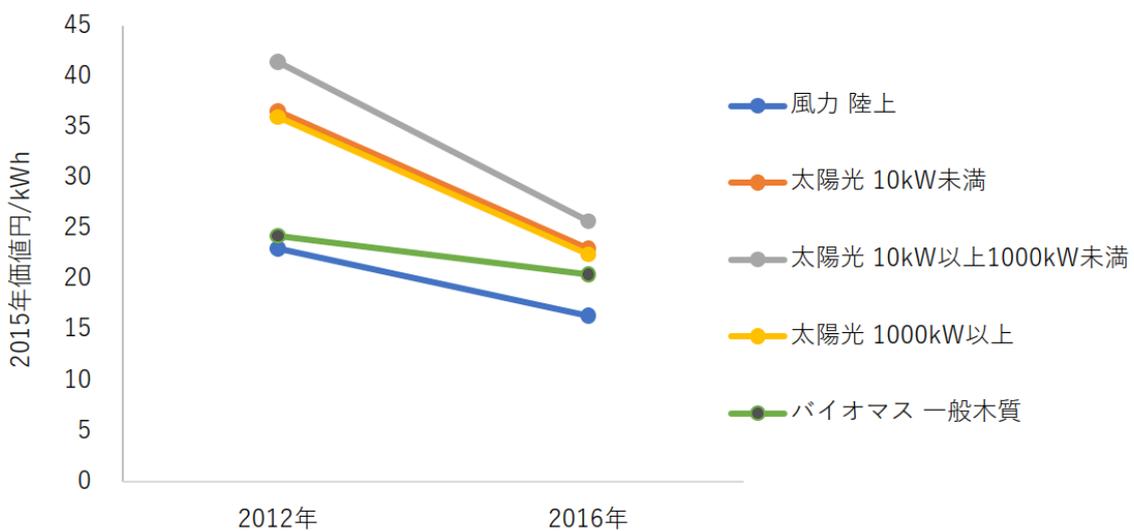
出典：(IEA, 2018)

図 30 FIT 賦課金額の推移



出典：(資源エネルギー庁, 2017b)

図 31 FIT 価格の推移

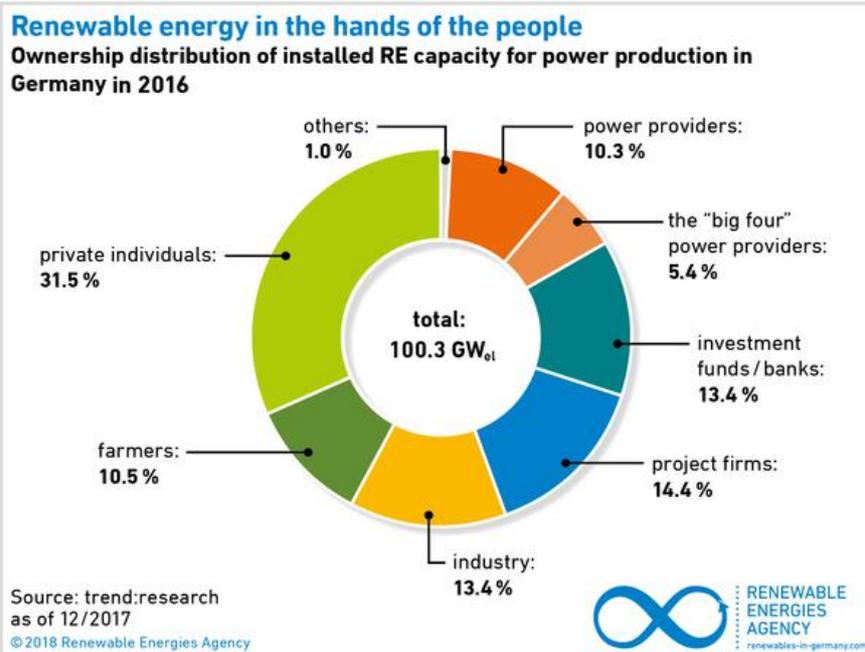


出典: (木村, 2017)

FIT 賦課金は、高い買取価格を受け取っている FIT 電源が支援切れを迎え、受取金額の安い電源と入れ替わるとともにピークアウトする。しかし、現在 FIT 賦課金の上昇が中心的な問題点として取り上げられつつあるようだ(石川, 2018)。ドイツでも似たような議論は起こっている。これを受け、他の電源と再エネとの競争関係をならし、透明性を向上させるためにイノベーション基金が提案されている。具体的に言えば、FIT の買取価格について一定レベルを超える部分については技術開発コストと定義し、FIT の支援対象から外した上で、イノベーション基金を通じて資金援助を行うというものである (Matschoss & Töpfer, 2015a) & (Matschoss & Töpfer, 2015b)。一方でドイツの FIT 賦課金は 2017 年にピークを迎えた (Netztransparenz, 2019)。これまでの調査では、既存設備が期限切れを迎え始めるため、ピークは 2023 年頃に迎えるという予測がされていた (Öko-Institut, 2015)。しかし技術的なコストだけでなく、いくつかの政治的なファクターが賦課金の水準に影響を与える。その要因の 1 つがエネルギー集約型企業の賦課金の減免措置である。賦課金の減免による収益逓減分は残された電力消費者が補填しなければならず、減免対象が多くなるほど残りの負担者の賦課金額は増えることになる (Öko-Institut, 2015)。

2018 年にはドイツの電力消費に占める再エネの割合は 38.2%に達した。これは化石燃料による発電量の低減と、2017 年に比べて再エネ電源の発電量が 12.4TWh 増えたためである (Agora Energiewende, 2019)。ドイツが 2020 年の気候目標を達成できないことはほぼ確実だが、ドイツ政府は 2030 年目標である 90 年比温室効果ガス 55%削減達成に向けて強い意志を示している。ドイツの再エネで最も重要な特徴の一つが、所有者の構造である。ドイツ国内の再エネ電源の最も大きな部分が個人による投資となっており、農家がこれに続く。

図 32 ドイツの再エネ電源の所有者の内訳



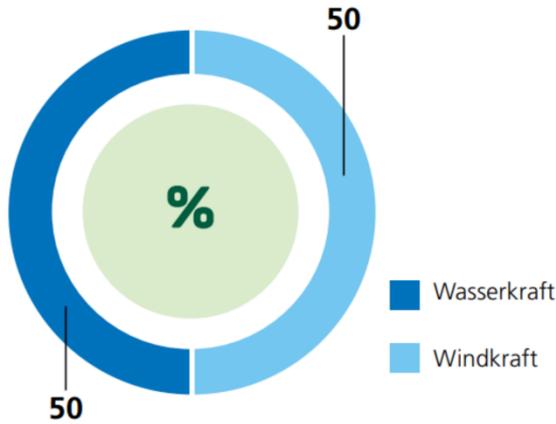
出典: (Agentur für Erneuerbare Energien, 2017)

A1-14 電源構成表示

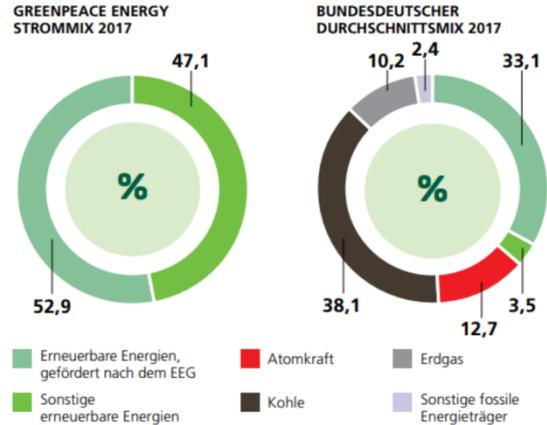
ドイツではすべての電力小売事業者は、電カメニューの電源構成に関する情報を開示しなければならない。ドイツの電源構成表示は以下の通りである。FIT 電力の環境価値は賦課金の負担者に公平に分配されるため、電源構成表示においては別途に表示しなければならない。

図 33 グリーンピースエネルギーの電カメニューの電源構成表示

Stromherkunft Ökostrom aktiv (Prognose 2019)

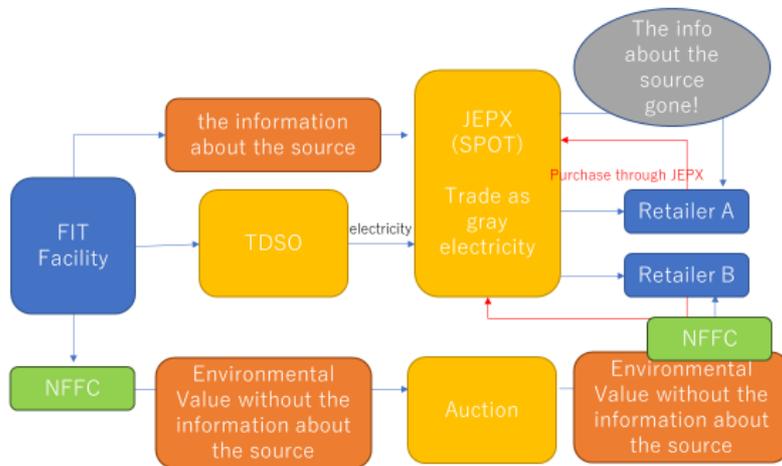


Energieträgermix



出典: (Greenpeace Energy, 2019)

図 34 非化石証書 (再エネ指定) を用いた電源構成表示の方法



出典: 著者作成

日本の現在の非化石証書は電源、立地、稼働開始日等の情報を含んでいない。一方で FIT 電力はスポット市場等に供出されることでグレー電力となる。そこから切り出された電力の環境価値は、立地や電源の情報を除いたものとしてオークションで販売される。2 つ目のオプションとして特定卸として直接調達する方法もあるが立地と電源の情報はやはり失われる。この課題を解決するため、新規のグリーン電力小売事業者にはグリーン電力のトラッキングツールを自身で開発したところもある。グリーン電力小売事業者は、オークションで調達した非化石証書と特定卸供給で調達する FIT 電力を組み合わせることができる。

付録 2: 対策

A2-1 容量市場の導入回避

政府は 2020 年からの容量市場の導入を計画している(OCCTO, 2019)。容量市場では規制機関が将来必要となる発電容量を決定し入札を通じて確保する。この入札手続きは通常規制機関か系統運営者が運営する。入札では発電能力(kW または MW)が取引され、落札者は通常の電力取引と並行して発電所の運営を維持するコストに対する支払いを受けることができる(Matschoss et al., 2017, pp. 92-94)。必要とされる時に必要な電力を発電できる発電所を確保するために取引が行われるため、風力と太陽光はしばしばこの市場からは除外される。英国やフランスでは容量市場をすでに導入しており、ドイツは容量市場は導入しないことを決めている。ドイツの政府関係者は容量市場の導入がシステムのさらなる柔軟化の妨げになると判断した(Matschoss et al., 2017, pp. 90-92, 94)。

A2-2 短期の柔軟性オプション

システムサービスを改善するより良い方法は柔軟性の向上である。例えばドイツでは電力の調整電源市場も変動性再エネの導入に向けた改正が行われてきた。例えば蓄電池やバイオマスはすでにこの市場への参加が認められている。調整電源市場で柔軟性を販売するためにはすべての設備が事前承認審査に合格しなければならない。蓄電池とバイオマスの事前承認審査に向けたガイドラインが既に存在している。必要な時間に必要な量を提供できることが証明でき、契約において明確に規定できるのであれば、いかなる技術であっても原則的にこの市場で取引することが可能である。例えば変動性再エネである風力も柔軟性を提供することができる。風力の発電予測の技術の発展とともに、多くの技術者、例えばバーチャル発電所(VPP)の運営者等は翌日の風力の発電量をかなり正確に予測することができるようになっており、風力は調整電源として十分な機能を持っているとみられようになってきている。そのため規制機関は風力を調整電源市場に統合するためのルール変更を行った。風力の前日予測はすでに十分な正確性があるので、送電系統事業者はこれまで一週間に1度行っていた調整電源オークションを毎日前日に行うように切り替えた。

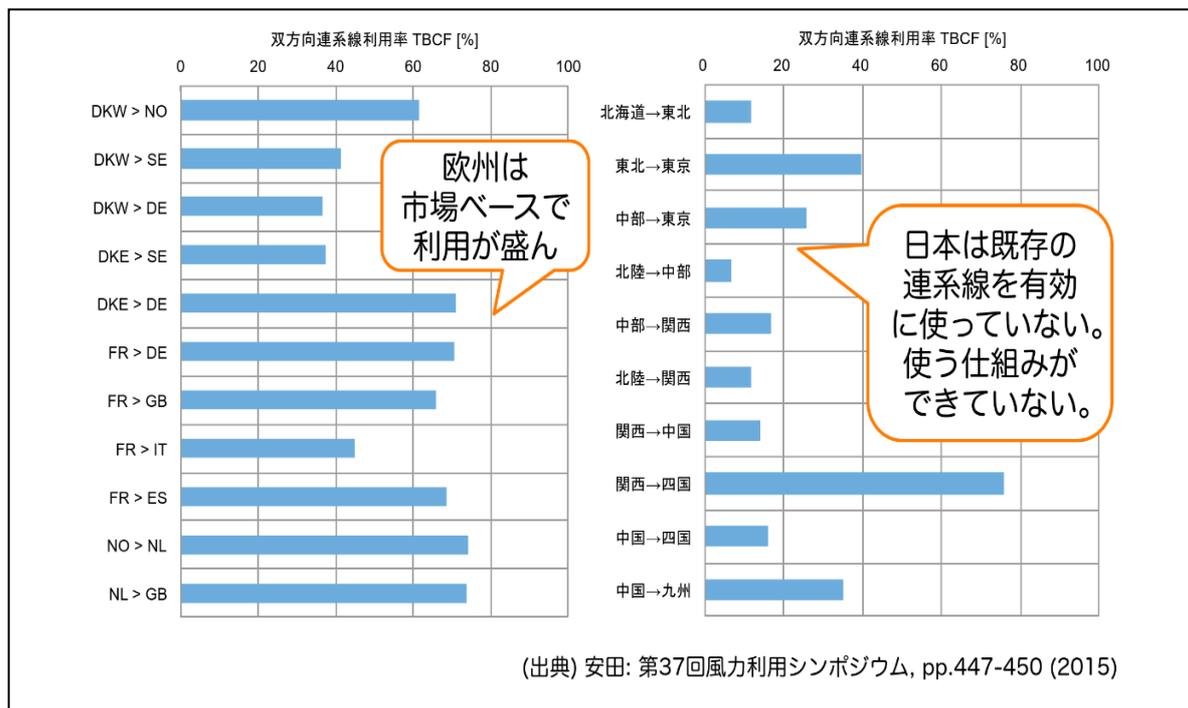
もう一つの短期の柔軟性のオプションとしてデマンドサイドマネジメント(DSM)やDRがある。

A2-3 短期の系統対策オプション：系統管理手法

3.4 で言及したように短期においても、組織的な変更による柔軟性オプションの導入も可能である（ソフト面）。そのため系統管理について、政府や TDSO が現在 2つの方法について議論をしている。一つが地域間の連携システムの強化であり、系統運営者が地域間の電力融通を増やす取り組みである。これについては間接オークションと呼ばれる手法が導入された。二つ目の方法は「コネクトアンドマネージ」と呼ばれる手法である。これはエリア内の既存の電力システムをよりよく活用することで、新しい、特に再エネの発電容量の系統への公平なアクセスを提供することである。

現在、日本の地域間の系統連系は、例えばヨーロッパに比べると効率的に利用されているとは言えない。図 35 は、ヨーロッパの二国間の連系線利用率と日本の地域間のそれを比較したものであり、日本の系統利用率が低いことを示している。

図 35 系統線利用率の比較（左がヨーロッパ、右が日本の地域）

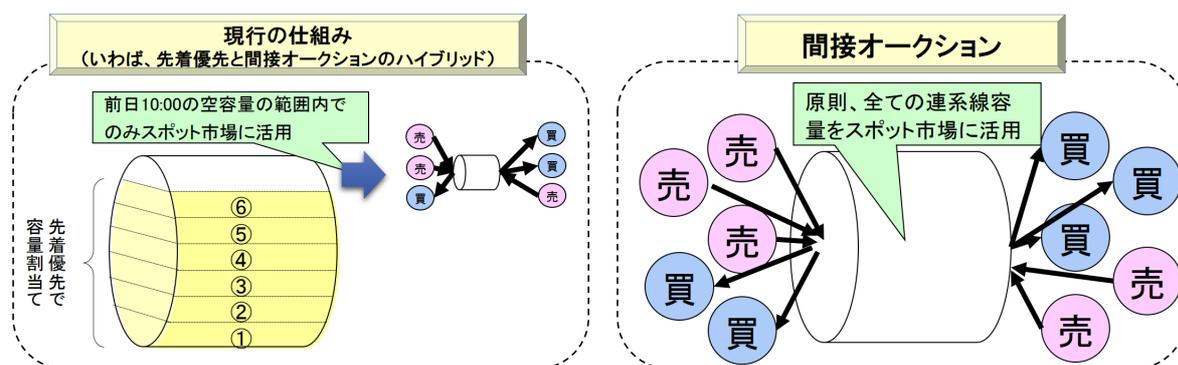


出典: (安田, 2016a)

最初の手法として紹介された間接オークションは、地域間連系の融通量を決めるために行われるものである。以前は既存の設備を持っている電力会社が、地域間連系の容量に対する優先的な利用権を持っていた。そのため発電事業者とスポット市場でその電力を調達した小売事業者は、残された地域間連系の容量のみを

利用することができた。再エネが多く発電するようになって、系統連系は閉じられているため、最大限に電力を送ることができなかった。結果として、地域間系統連系の容量は十分には活用されていなかった。間接オークションにおいては、電力が流れる量（と必要となる連系容量）は系統運営権を巡る直接オークションではなく、短期市場の取引の結果で決まる。つまり地域間系統の連系容量は短期市場を通じた間接オークションの結果として決まる（図 36）。新しいシステムでは電力会社は接続の優先権を失う。このスキームは新しく再エネの影響を評価するには時期尚早であるが、この手法により再エネと柔軟性の地域間のやり取りが拡大することが期待されている。

図 36 間接オークションと地域間連系



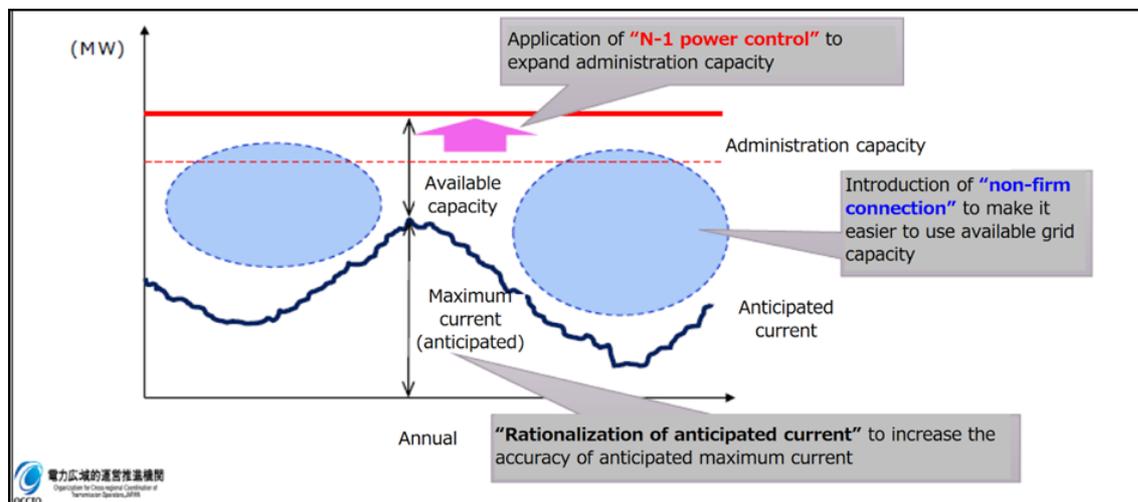
出典：(地域間連系線の利用ルール等に関する検討会, 2017)

もうひとつのコネクトアンドマネージは系統の動的負荷管理を導入し、新規の電源のアクセスを改善する。古い系統接続の手法はいわゆる「早い者勝ち」となっていた(電事連, 2018)。つまり各発電所が電力の輸送に必要な系統容量をあらかじめ予約しておく手法である。さらに予約される系統容量は、各発電所の最大出力もしくは定格発電容量と定められていた。例えばある原子力発電所が系統容量を予約した場合、この容量は、当該原子力発電所が運営中か否かに関わらず、他の発電所は利用することができなかった。系統の定格容量が予約で埋まった場合、新しい発電所が接続する唯一の方法は系統増強であった。これは新しい再エネ発電所にとって障害であった。新規の再エネ電源の開発事業者には系統増強コストの負担が求められ、時にそれは受け入れがたいほどの高額だった(5.2 参照)。

しかしコネクトアンドマネージ下で動的物理フロー管理を行えば、特段の系統増強がなくとも系統はより多くの電力を受け入れることができるようになる(安田, 2018)。日本の系統事業者もいくつかの分野で考えを改めつつある。経産省は系統

運営のための「日本版コネクト&マネージ」の導入を検討中である。コネクトアンドマネージは典型的には英国で利用されている (ofgem, 2019)。中立的な立場で系統運営を監視する OCCTO によれば、コネクトアンドマネージの導入で状況は変わるだろう。コネクトアンドマネージによって、系統はより多くの発電所からの電力を受け入れることができるようになる (図 37)。どの発電所が系統に電力を供給するかは市場取引の結果で決まることになるコネクトアンドマネージまたはノンファーム接続への変更により、既存系統の利用をより簡単にするのが期待されている (電事連, 2018)。

図 37 コネクトアンドマネージによって高まる電力フロー



出典: (電事連, 2018)

この変更は変動性再エネの導入にとって有益である。確かに風力が接続できない理由として既に当該エリアに他の再エネ電源が存在する場合もあるが、多くのケースでは系統容量を予約している発電所は、再エネの導入が始まる前に建設された原子力か火力発電所である。

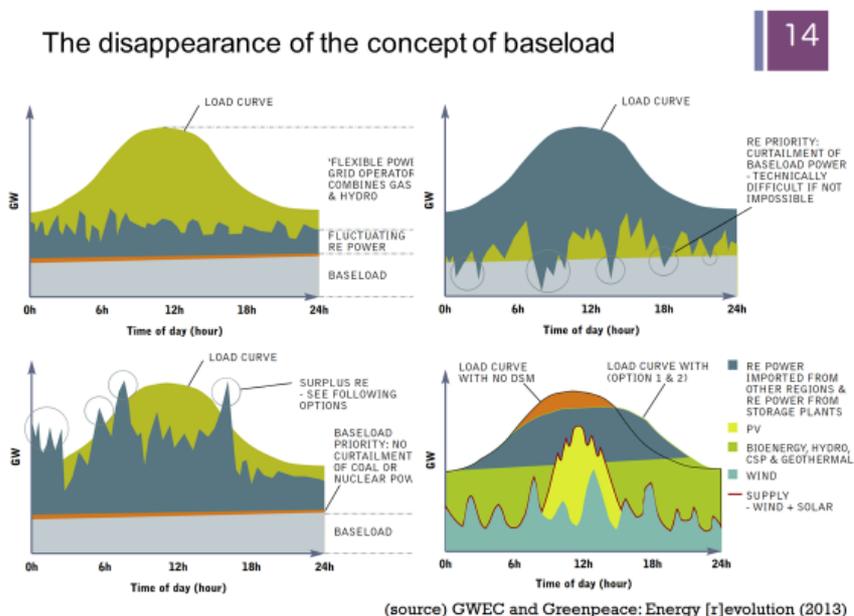
N-1 電制の下でもドイツと日本では違いはあるが、N-1 電制とはなにかだけを説明すると、「系統計画における N-1 電制の基本的な原則は、送電と電力供給の最大限予見可能な範囲で系統運営中に仮に変電設備や回線等の構成部品が故障や停止したとしても、系統の安定は保障されなければならない。これは、そのような場合でも、供給停止を回避し、さらなる不具合が発生しないようにするものである。電圧レベルは、許容範囲内にとどまらねばならず、利用可能な設備も過負荷になってはならない」とされている (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, & TransnetBW GmbH, 2019)。

日本の系統と再エネの系統への統合を分析した別の調査でも「自然エネルギーの導入拡大を保守的に仮定し、送電線の追加的な増強をせずに、系統安定性を許容範囲内に維持しながら、2030年時点の日本の年間の自然エネルギーの割合を少なくとも33%に増加させることが可能である」と結論づけている (Renewable Energy Institute & Agora Energiewende, 2018)。しかし無差別的な市場ルールは透明性を強化し、運営と計画の実務における最新技術が日本における変動性再エネの導入を先導することができる (Renewable Energy Institute & Agora Energiewende, 2018)。

A2-4 補足：ドイツの系統運営

変動性再エネのシェアが上昇すると、ベース・ミドル・ピークロードというコンセプトは消えてゆく (図 38)。これに代わり、変動性再エネと柔軟性に基づく運営が系統管理の原則となってゆく。

A2-5 図 38 ベースロードという概念の消失



出典：(安田, 2016a)

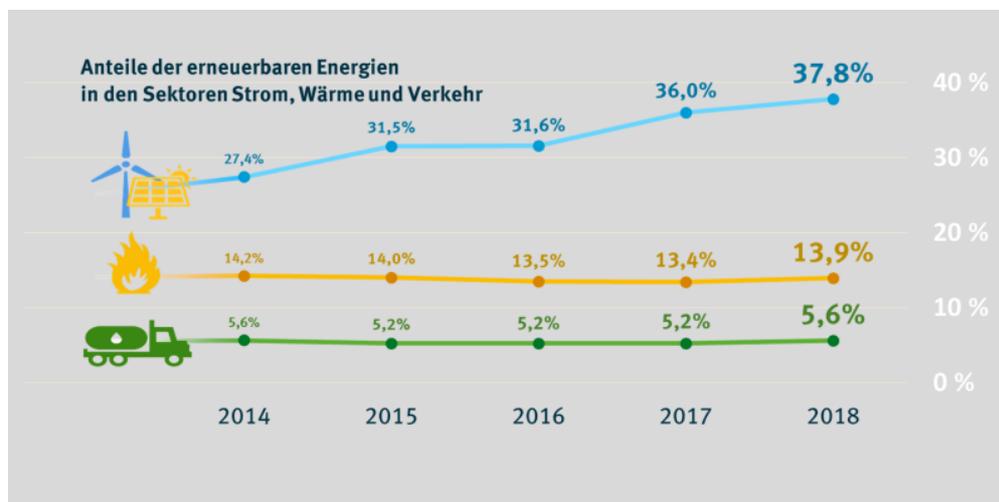
ドイツの系統運営では系統事業者がまず発電された分の再エネ電力を系統に受け入れた後、需要と供給の間のギャップを調整する。そのためこのギャップを埋

める電源は時間と量において柔軟でなければならない。これがヨーロッパの標準的なシステム管理のコンセプトである。再エネの発電量だけでなく需要も常に変化することを意識するのが重要である。システムの整備が遅れているため、発電量が需要を上回る時間が存在する。しばしば再エネの電力余剰と呼ばれるが、電力は一度システムに流れてしまうと、どの発電所からの電力かは区別がなくなる。そのためドイツではこの問題を非柔軟性電源の問題と呼んでいる。例えば褐炭や原子力発電所もこれに該当する。

政治的な強い意志と支援政策により、ドイツでは過去 20 年にわたり電力部門で再エネは大きな成長を遂げてきた。しかし熱と交通分野における再エネの導入はまだまだ不十分である。

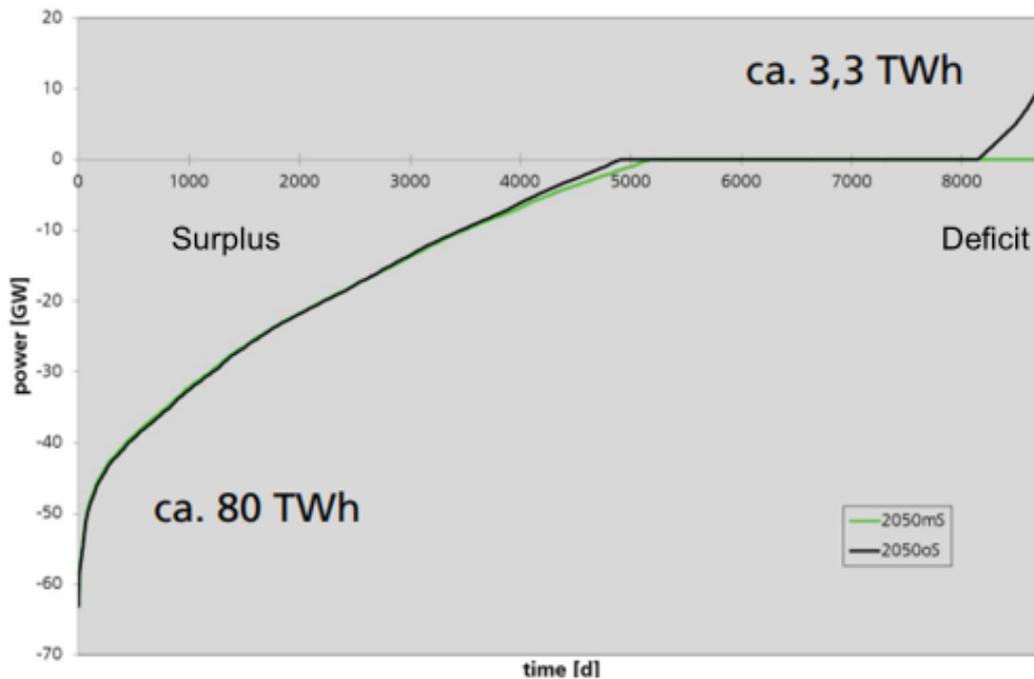
ドイツは、2030 年までに電力消費における再エネの割合を 65%まで高める目標を掲げている（図 39）。もしこの成長を持続することができれば、ドイツでは 2050 年までに年間で 80TWh の電力余剰が発生し、3.3TWh の電力不足が発生する（図 40）。つまり電力システムは再エネ電力を他の分野でも利用できるようにしてゆく必要がある。

図 39 再エネの成長



出典：(UBA, 2019)

図 40 2050 年シナリオにおける再エネ電力の余剰と不足



出典: (Krassowski, 2018)

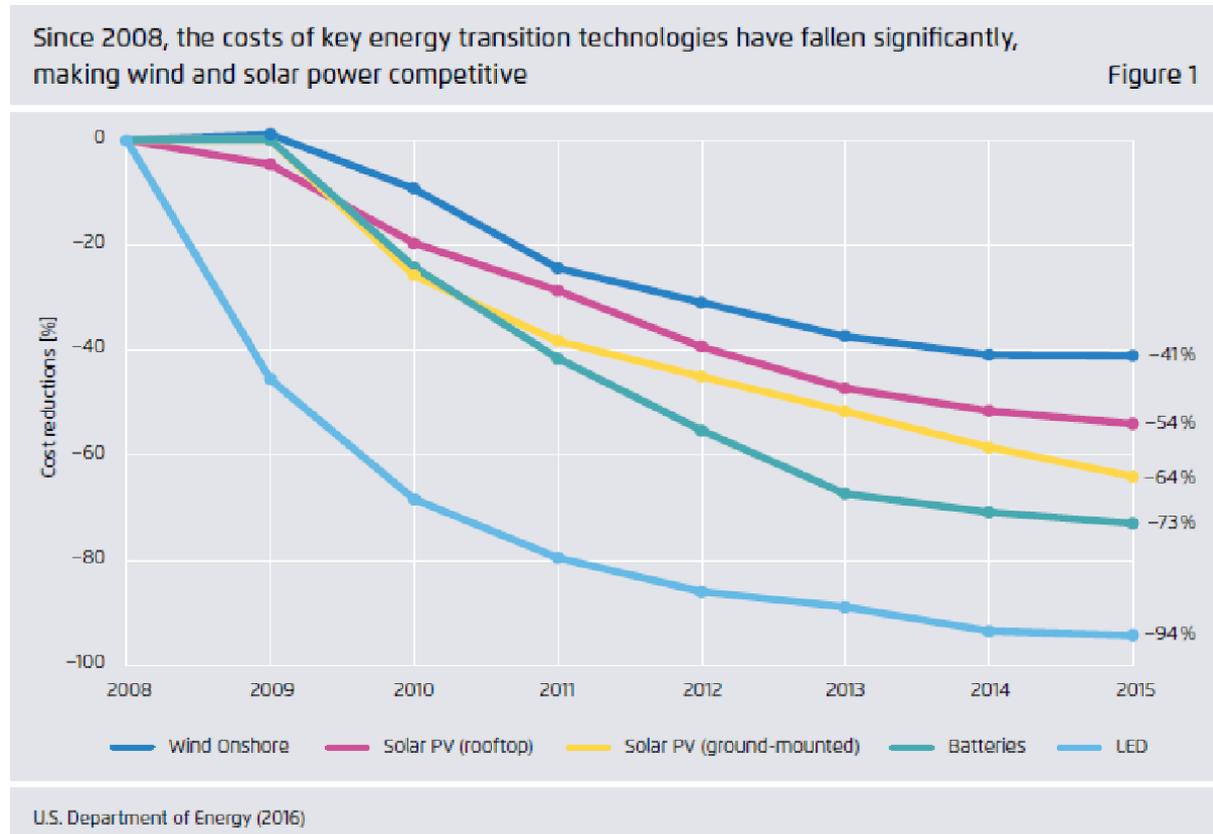
そのためすでに触れたように、再エネと柔軟性はドイツの基本原則である。ドイツの TDS0 は何が柔軟性を提供できるか検討している。再エネ電力の余剰を熱や交通に転換して使うことは解決策の一つである。

A2-6 長期の柔軟性オプション

より長期のセクターをまたぐ柔軟性のオプションには再エネによる熱の生産が含まれる (Power to Heat、P2H)。P2H は電気式給湯器やヒートポンプ暖房等、電気を使って熱を作る技術を指す。これは系統に発生する電力余剰を吸収する機能がある。

交通セクターでも電気自動車 (EV) は電力の余剰が発生している時間は系統から電力を吸収し、不足する時間は電力を系統に戻すことができる。定置の蓄電池も系統安定に貢献することができる。既に述べたように蓄電池は特に高速の充放電に優れている。現在蓄電池は高額なオプションと見られているがそのコストは大きく下がってきている (図 41)。

図 41 再エネ、蓄電池、LED のコストダウンの推移



出典: (Agora Energiewende, 2017, p. 12)

蓄電池の問題は長期、大容量の電気を蓄えることができないことである。再エネは時に数日にわたり十分に発電しないことがあり、補完電源を必要とする。これをドイツでは Dunkelflaute (暗く凧の時間) と呼んでいる。Power To Gas (P2G) はこのようなギャップを埋めることが期待されている。ドイツは既によく整備されたガスシステムを持っており、P2G の利用によって多額の投資を抑制することができる。P2G 技術は水素を生産し、生産された水素は燃料電池や水素直接燃焼炉で利用することができる。P2G のもう一つの利用方法として、水素からメタンガスを作る技術がある。メタンガスは既存のガスインフラで貯蔵することができる。

A2-7 地域間の調整電源市場

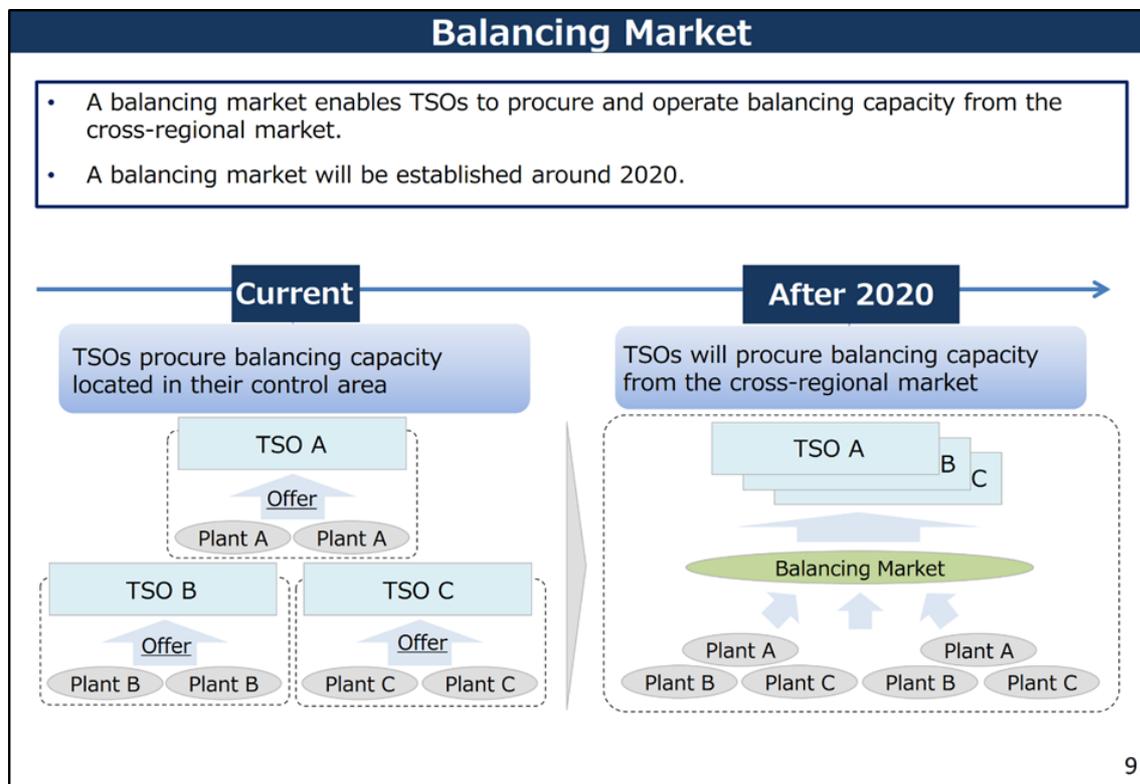
市場で需要と供給を調整するためには、特別に設計された市場が必要である。これは調整電源市場と呼ばれ、ドイツでは 2012 年に導入され日本では 2021 年の導入が計画されている。調整電源市場ではしばしば入札が用いられる。調整電源は例えば周波数の調整に用いられる。これは、発電事業者と電力需要家（小売事

業者)の共同作業によって需要と供給を調整する重要な市場メカニズムである。しかし調整電源市場にも透明性が不可欠である。

自由化の章で触れたように、日本では発送電の分離がまだ実施されておらず、電力市場の自由化は段階的に進められている。市場競争を公平にするため日本政府は 2020 年に発送電分離を計画している。つまり 2020 年までは大手電力会社は発電部門、送配電部門、小売部門の 3 部門を所有する。新規参入者はこの垂直的な統合が不公平な競争の一因となっていると批判している。新規参入者は新規発電事業者、小売事業者、または電力会社の場合もある。

これらの変更は今後 5~10 年をかけて実施することが予定されている。中でも大きな変更は、すでに述べたように容量市場の導入と調整電源市場の導入である。現在調整電源市場は部分的に自由化されているが、経産省は事前承認審査に合格すれば誰でも系統安定化のための制御可能な電源を提供できるようにすることを計画している。

図 42 日本の調整電源市場の計画



出典: (Nabeshima, 2018)

調整電源市場の完全解放が実現すれば発電所の所有者はその立地に関わらず強制力を提供できるようになる（図 42）。しかし 2020 年以降に導入される新しい枠組みにおいて再エネの取り扱いがどうなるかは不透明である。

参考文献

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, & TransnetBW

GmbH. (2019). *N-1 criteria | Grid Development Plan*.

<https://www.netzentwicklungsplan.de/en/node/621>

Agentur für Erneuerbare Energien. (2017). *INFOGRAPHIC DOSSIER: RENEWABLE*

ENERGY IN THE HANDS OF THE PEOPLE. [https://www.unendlich-viel-](https://www.unendlich-viel-energie.de/media-library/charts-and-data/infographic-dossier-renewable-energy-in-the-hands-of-the-people)

[energie.de/media-library/charts-and-data/infographic-dossier-](https://www.unendlich-viel-energie.de/media-library/charts-and-data/infographic-dossier-renewable-energy-in-the-hands-of-the-people)

[renewable-energy-in-the-hands-of-the-people](https://www.unendlich-viel-energie.de/media-library/charts-and-data/infographic-dossier-renewable-energy-in-the-hands-of-the-people)

Agora Energiewende. (2017). *Eneegiewende 2030: The Big Picture*.

Agora Energiewende. (2019, April 9). *The Energy Transition in the Power*

Sector: State of Affairs in 2018.

BMWi. (2015). *An electricity market for Germany' s energy transition*.

White paper by the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy.

Federal Ministry for Economic Affairs and Energy.

BMWi. (2019). *Kapazitätsreserveverordnung vom 28. Januar 2019 (BGBl. I S.*

58). KapResV. <http://www.gesetze-im-internet.de/kapresv/>

Bundesnetzagentur. (2018). *Monitoring Report 2018*.

California Public Utilities Commission - Energy Division. (2014).

Effective Load Carrying Capacity and Qualifying Capacity

*Calculation Methodology for Wind and Solar Resources Staff Proposal
Resource Adequacy Proceeding R. 11-10-023.*

Callum, A. (2012). *The Power Grid of Japan. Electricity Grid and
Companies of Japan.*

https://en.wikipedia.org/wiki/File:Power_Grid_of_Japan.svg

Deign, J. (2018, September 27). *How Big Is Europe' s Wind Market?*

Greentechmedia. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/iea-wind-to-be-europes-largest-energy-source-by-2027#gs.zC1M30A>

EEX. (2019, May 21). *EEX product overview. European Energy Exchange.*

European Energy Exchange. Leipzig.

<https://www.eex.com/en/products/product-overview>

entso-e. (2019). *TYNDP 2018. Europe' s Development Plan to 2025, 2030 and
2040.* European Network of Transmissions System Operators for
Electricity.

Greenpeace Energy. (2019). *Unser Strom im Detail.* <https://www.greenpeace-energy.de/geschaeftskunden/gewerbestrom/unsere-strom-im-detail.html>

Hauser, Eva, Heib, Sascha, Hildebrand, Jan, Rau, Irina, Weber, Andreas, &
Welling, Jana. (2019). *Marktanalyse Ökostrom II. Marktanalyse
Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems
und der Stromkennzeichnung. Endbericht.* Umweltbundesamt.

- IEA. (2018, September 8). *Feed-in Tariff for renewable electricity and solar PV auction*.
<https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/japan/name-30660-en.php>
- IEEI. (2016, January 27). *固定価格買取制度導入の経緯・失敗の原点 (その2)*.
International Environment and Economy Institute.
<http://ieei.or.jp/2016/01/special201512004/?type=print>
- ISEP. (2016). *メガソーラー開発に伴うトラブル事例と制度的対応策について*.
- ISEP. (2018, March 31). *自然エネルギー白書 2017. 自然エネルギー白書*.
<http://www.isep.or.jp/jsr/2017report/chapter4/4-4>
- ISEP. (2019a). *Renewables 2018/2019 Japan Status Report (Summary)* ”.
- ISEP. (2019b, August 4). *2018年(暦年)の国内の自然エネルギー電力の割合(速報)*. ISEP. <https://www.isep.or.jp/archives/library/11784>
- JEPX. (2019, July 24). *JEPX 取引情報 日本卸電力取引所*.
<http://www.jepx.org/market/index.html>
- Kost, C., Shammugam, S., Jülch, V., Nguyen, H.-T., & Schlegel, T. (2018).
LEVELIZED COST OF ELECTRICITY RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES MARCH 2018. Fraunhofer ISE.

<https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html>

Krassowski, J. (2018, July 5). *FlexKWK – Flexible Strom- und Wärmeversorgung von Quartieren.*

Kuwahata, R., & Merk, P. (2017). German Paradox Demystified: Why is Need for Balancing Reserves Reducing despite Increasing VRE Penetration? *16th International Integration Workshop, WIW17(19).*

Mac Pherson, E. S. (2017, August 29). *Japan's Retail Electricity Market: Frequently Asked Questions from Foreign Entrants.* Baker McKenzie.
<https://www.bakermckenzie.com/en/insight/publications/2017/08/japan-retail-electricity-market>

Matschoss, P., Bayer, B., Heiko, T., Grashof, K., Guss, H., & Iinuma, Y. (2017). *New Allocation of Roles and Business Segments of Established and new Participants in the Energy Sector Currently and Within a Future Electricity Market Design.* Institute for FutureEnergy- and MaterialFlowSystems; Japan Electric Power Information Centre.

Matschoss, P., Bayer, B., Heiko, T., & Marian, A. (2019). The German incentive regulation and its practical impact on the grid

integration of renewable energy systems. *Renewable Energy*,
134(April), 727-738. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.103>

Matschoss, P., & Töpfer, K. (2015a). *The Innovation Fund: A Complementary Financing Mechanism for Renewables and a Model for Future Infrastructure Financing?* Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS). <https://www.iass-potsdam.de/de/ergebnisse/publikationen/2015/innovation-fund-complementary-financing-mechanism-renewables-and>

Matschoss, P., & Töpfer, K. (2015b). *The Innovation Fund as a Complementary Financing Model for Renewables*. Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS). <https://www.iass-potsdam.de/de/ergebnisse/publikationen/2015/innovation-fund-complementary-financing-model-renewables>

Mendonça, M. (2012). *Feed-in Tariffs: Accelerating the Deployment of Renewable Energy*. Earthscan.

Mitschell, C., Sawin, J. L., Pokharel, G. R., Kammen, D., Wang, Z., & Solomone, F. ta. (2012). Policy, Financing and Implementation. In O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, & S. Kadner, *Renewable energy sources and climate change mitigation*.

Special report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (pp. 865-950). Cambridge Univ. Press.

Morris, C., & Pehnt, M. (2014). *Energy Transition The German Energiewende*.

Nabeshima, M. (2018, June 15). *Japan's market reform, developing new market mechanisms*.

NEDO. (2014). *再生可能エネルギー技術白書第2版*.

Netztransparenz. (2019). *EEG-Umlage*. Netztransparenz.

<https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht>

OCCTO. (2019). *容量市場の概要について*.

https://www.occto.or.jp/kaiin/oshirase/files/190227_youryou_setsumei.pdf

ofgem. (2019). *Connections*. Office of Gas and Electricity Markets.

<https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/connections>

Ogasawara, J. (2008, June 17). *Overview of the Green Power Certificate System*.

Öko-Institut. (2015). *Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035. Studie im Auftrag von Agora Energiewende*. [https://www.agora-](https://www.agora-energie-wende.de)

energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2015/EEG-Kosten-bis-
2035/Agora_EEG_Kosten_2035_web_05052015.pdf

RE100. (2019, July 24). *RE100*. <http://there100.org/>

Renewable Energy Institute, & Agora Energiewende. (2018). *Integrating renewables into the Japanese power grid by 2030*.

Tsukimori, O. (2016, December 16). Japan to create baseload power market to promote competition. *Reuters*.

<https://www.reuters.com/article/us-japan-power-idUSKBN1451KR>

UBA. (2019). *Erneuerbare Energien in Zahlen*. Umweltbundesamt.

<http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>

Weber, A., Zipp, A., Kochens, J., Luxenburger, M., & Hoffmann, P. (n.d.).

Systemintegration erneuerbarer Energien durch Marktakteure (SEEMA).

IZES gmbH.

<http://www.izes.de/de/ver%C3%B6ffentlichungen/systemintegration-erneuerbarer-energien-durch-marktakteure-seema>

テレビ朝日. (2017, March 10). 被災地の電力計画断念 大手電力から法外な負担

金. 被災地の電力計画断念 大手電力から法外な負担金 | テレ朝 news.

https://news.tv-asahi.co.jp/news_economy/articles/000111400.html

ニッポンドットコム. (2019, July 8). 日本の原子力発電所マップ. Nippon. Com.

<https://www.nippon.com/ja/features/h00238/>

パワーシフトキャンペーン運営委員会. (2019, July 24). パワーシフト.

<http://power-shift.org/>

みずほ情報総研. (2015, August 6). 「電力自由化に向けての消費者の電力小売
企業・サービス選択基準に関する意識調査」調査レポート.

[https://www.mizuho-ir.co.jp/publication/report/2015/pdf/e-
jiyuka0608.pdf](https://www.mizuho-ir.co.jp/publication/report/2015/pdf/e-jiyuka0608.pdf)

中西清隆. (2017, June 29). 需給管理を“サボって”儲けた事業者が続出.

<https://tech.nikkeibp.co.jp/dm/atcl/feature/15/031400070/062800018/>

公営電気事業経営者会議. (2018). 公営電気事業者による水力開発～2030年へ向
けた取り組みと課題～. [http://j-water.org/wp-](http://j-water.org/wp-content/uploads/2018/07/koueidennkikeieishakaigi.pdf)

[content/uploads/2018/07/koueidennkikeieishakaigi.pdf](http://j-water.org/wp-content/uploads/2018/07/koueidennkikeieishakaigi.pdf)

国際環境経済研究所. (2014, September 7). 新電気事業法における供給能力確保
義務を考える. <http://ieei.or.jp/2014/07/special201204043/>

地域間連系線の利用ルール等に関する検討会. (2017). 地域間連系線利用ルール
等に関する検討会 平成28年度(2016年度)中間取りまとめ.

安田陽. (2016a, January 11). 風力発電のアンシラリー供給能力 ～火力発電
なしで電力の安定供給は可能か?～.

安田陽. (2016b, August 12). 不透明なバーター取引では電力市場は成長しませ

ん (前編). *Energy Democracy*. <http://www.energy-democracy.jp/1730>

安田陽. (2016c). 欧州の広域送電網構想のリアリティ～政策・投資・イノベーシ

ョンの好循環～.

安田陽. (2018). 送電線空容量問題の本質を探る. *Journal of Japan Wind Power*

Association, 14, 75-84.

寺林暁良. (2016). ドイツのエネルギー協同組合が直面する課題と新たな展開—

再生可能エネルギーの「市場化」に対応する事業モデル—. *農林金融*, 18-

31.

小宇羅寛. (2017). 経済学からみた電力システム改革の課題⑨ ～卸電力取引の活

性化～. *エネルギー地域経済レポート*, 516.

工藤宗介, & 金子憲治. (2018, September 4). 四国電力が「再エネ 100%」プラ

ン、水力 99%、太陽光は 0.3% - ニュース - メガソーラービジネス: 日

経 BP 社. *Mega Solar Business*.

<https://tech.nikkeibp.co.jp/dm/atcl/news/16/090411460/?ST=msb>

日本品質保証機構. (2018). *グリーン電力証書の推移*.

日本開発銀行. (2016). *小水力発電事業を通じた地方創生のすすめ*.

日経 xTECH. (2018, October 7). 相場操縦に通じかねないグロスビディングへの懸念. 日経 xTECH (クロステック).

[https://tech.nikkeibp.co.jp/dm/atcl/feature/15/031400073/070900023/
?ST=nxt_thmdm_energytech](https://tech.nikkeibp.co.jp/dm/atcl/feature/15/031400073/070900023/?ST=nxt_thmdm_energytech)

日経新聞. (2019, January 18). 太陽光、環境アセス法対象は「30メガワット」に. 日本経済新聞 電子版.

<https://www.nikkei.com/article/DGXMZ040163950Y9A110C1000000/>

服部徹. (2016, January 8). 計画値同時同量. 電気新聞.

朝日新聞. (2019a, July 18). 日本原子力発電. コトバンク.

<https://kotobank.jp/word/%E6%97%A5%E6%9C%AC%E5%8E%9F%E5%AD%90%E5%8A%9B%E7%99%BA%E9%9B%BB-110145>

朝日新聞. (2019b, July 18). 電源開発. コトバンク.

<https://kotobank.jp/word/%E9%9B%BB%E6%BA%90%E9%96%8B%E7%99%BA%5B%E6%A0%AA%5D-854304>

木村啓二. (2017). 固定価格買取制度 5年の制度と今後の課題. Renewable Energy Intitute.

東京都環境公社. (2017). 再エネを活用した 新電力 虎の巻 (設立検討編).

牛房義明. (2006). 環境政策における自主協定の経済分析. 商経論集, 41(4).

環境省. (2013). J-クレジット制度概要.

環境省. (2014). III. 改正電気事業法等への対応について.

https://www.env.go.jp/recycle/report/h27-02/reportWPG_h26-4.pdf

環境省. (2018). 風力発電に係る地方公共団体によるゾーニングマニュアル (第1版). Ministry of Environment.

環境省. (2019a). 日本国温室効果ガスインベントリ報告書.

環境省. (2019b, May 20). 再生可能エネルギー 導入ポテンシャルマップ.

<http://www.env.go.jp/earth/ondanka/rep/index8.html>

石川和夫. (2018). 2020年「再エネ大改革」、高いコストはどうする?. JB

Press. <https://jbpress.ismedia.jp/articles/-/55882>

石田雅也. (2015, January 20). 離島の風力発電に厳しい規制、事業者に計画の変更か中止を求める. スマートジャパン.

<https://www.itmedia.co.jp/smartjapan/articles/1501/20/news021.html>

福西竜也. (2015, August 18). 公営エネルギー事業の現状.

経団連. (2018, December 17). 経団連：定例記者会見における中西会長発言要旨 (2018-12-17).

<https://www.keidanren.or.jp/speech/kaiken/2018/1217.html>

経済産業省. (2013, September 19). 第2回 制度設計ワーキンググループ事務局 提出資料～新たな供給力確保策について～.

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/kihon_seisaku/denryoku_system/seido_sekkei/pdf/02_03_02.pdf

経済産業省. (2014). 電力システム改革の概要.

経済産業省. (2015). 長期エネルギー需給見通し.

経済産業省. (2017, September 11). 未来投資会議 構造改革徹底推進会合公営発電施設・工業用水道事業における検討・取組状況.

<https://www.kantei.go.jp/jp/singi/keizaisaisei/miraitoshikaigi/suishinkaigo2018/ppp/dai1/siryoku4.pdf>

経済産業省. (2018). エネルギー基本計画.

経済産業省. (2019, February 28). 早期の容量確保策について.

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/029_03_01.pdf

藤本健. (2019, April 26). 【コラム】太陽光パネル・エコキュート・蓄電池を各家庭に無料設置、宮古島でのビジネスは日本の未来の試金石となるか.

家電 Watch.

<https://kaden.watch.impress.co.jp/docs/column/solar/1182230.html>

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会. (2018, July 11). 電力需給検証報告書について (概要).

資源エネルギー庁. (2015). 電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイド
ライン (案).

資源エネルギー庁. (2017a, September 2). 電力小売全面自由化の進捗状況 2017
年2月9日.

資源エネルギー庁. (2017b, September 14). 再エネのコストを考える. 経済産業
省 資源エネルギー庁.

<https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/tokushu/saiene/saienecost.html>

資源エネルギー庁. (2018a). エネルギー白書.

資源エネルギー庁. (2018b, March 26). 2030年エネルギーミックス実現へ向けた
対応について～全体整理～.

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/025/pdf/025_008.pdf

資源エネルギー庁. (2018c). 平成29年度エネルギーに関する年次報告.

<http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2018pdf/>

資源エネルギー庁. (2018d, September 12). 非FIT非化石証書の取引に係る制度
設計について (これまでの議論概要).

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/014_05_02.pdf

資源エネルギー庁. (2018e, December 3). *効率的かつ安定的な電ⓧ需給バランスの確保に向けた制度環境整備について 2018年3月12日.*

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/180312_2.pdf

資源エネルギー庁. (2018f, December 3). *電気料金の経過措置の撤廃を想定した検討課題について 2018年3月12日.*

資源エネルギー庁. (2019a). *電力調査統計.*

資源エネルギー庁. (2019b, March 27). *電力・ガス小売全面自由化の進捗状況について 2019年3月27日.*

資源エネルギー庁. (2019c, November 4). *再生可能エネルギー 事業計画認定情報.* <https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>

関西電力. (2017, September 29). *小売事業者としての運用断面での予備力確保について.*

https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/022_03_03.pdf

電事連. (2017). *ELECTRICITY REVIEW JAPAN.*

電事連. (2018, February 16). *Japanese version of Connect & Manage for expanded introduction of renewable energies.*

電力・ガス取引監視等委員会. (2016). *第3回 送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討WG事務局提出資料.*

電力・ガス取引監視等委員会. (2017a). 平成 29 年度 産業経済研究委託事業 (電力・ガス小売自由化における消費者の選択行動アンケート調査事業) 調査結果 (概要).

<https://www.emsc.meti.go.jp/info/public/pdf/20171031004b.pdf>

電力・ガス取引監視等委員会. (2017b, October 17). (資料 5) 参考資料 1 第 1 回 競争的な電力・ガス市場研究会～電力・ガス市場に関する基礎資料集～. 第 1 回 競争的な電力・ガス市場研究会.

電力・ガス取引監視等委員会. (2018, January 30). 第 26 回 制度設計専門会合 事務局提出資料～先渡市場の活性化について～平成 30 年 1 月 30 日 (火).

電力・ガス取引監視等委員会. (2019, January 4). ～自主的取組・競争状態のモニタリング報告～ (平成 30 年 10 月～12 月期).

https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/037_07_00.pdf

電力システム改革貫徹のための政策小委員会. (2017). 電力システム改革貫徹のための政策小委員会中間とりまとめ.