

再生可能エネルギー支援策の変遷 ～国内外の制度事例から得る日本の FIT 見直しへの示唆～

伊藤 葉子¹

サマリー

我が国では、長期エネルギー需給見通しにおいて再生可能エネルギーによる発電の割合を 2030 年までに 22-24%に拡大するとの見通しが示された。再生可能エネルギー発電の支援策として、2012 年以降固定価格買取制度 (FIT : Feed-in-Tariff) が実施されているが、買取費用の急増等課題もあり、経済性も考慮して目標を達成するために制度を見直す議論も出ている。

我が国では FIT 導入前には、再生可能エネルギー電気の導入義務制度 (RPS : Renewables Portfolio Standard) を施行してきた。諸外国・地域でも、FIT と RPS は、再生可能エネルギー発電の主たる支援制度²となっている。長年に亘り FIT を実施してきた欧州諸国では、近年には制度の改定や廃止、買取価格の事後的な変更等、試行錯誤が続き、現在は、新たな施策として、再生可能エネルギー補助と電力市場との連動性を高めるフィードインプレミアム (FIP : Feed-in-Premium) や、市場競争を通じ補助水準を決定する入札制度が採用され始めている。

本稿では、主に制度のコストと負担の観点から国内外でこれまで実施されてきた再生可能エネルギー支援策 (RPS 及び FIT) を振り返りながら、欧州の新たな支援策 (FIP 及び入札制度) の特徴を整理した。

我が国における RPS は、そもそも適切な目標をどう設定するのかという問題に加え、再生可能エネルギー発電事業者が負う採算性リスクが高くなり得るという課題があった。他方、投資リスクの軽減を重視する FIT を導入した国々は、我が国を含め、適切な買取価格の見極めと、これに起因する導入量・速度のコントロールに苦戦してきた。欧州で採用が広がっている FIP は、RPS で欠如しがちな投資の確実性を提供しつつ、FIT で問題になりがちな補助の経済合理性を高めることを狙ったものである。欧州の新たな施策は、現時点ではこれら制度の評価は定まっていないものの、支援コスト削減等の効果が期待されている。

今後我が国では電力市場整備との関係も考慮しつつ、再生可能エネルギー支援策を立て直す必要がある。その際には、市場競争の導入と長期・安定的な補助を併用するこれら海外の制度事例が参考になると考えられる。

¹ 化石エネルギー・電力ユニット、石炭グループ (兼) 新エネルギー・国際協力支援ユニット、新エネルギーグループ

² 再生可能エネルギーの支援策には、研究開発・実証、設備導入補助、売電補助等があるが、本稿では売電補助を対象とした。売電補助は設備補助と対比して運転補助とも言われ、設備の運転・売電に至ってはじめて補助のメリットが享受される制度である。

1. 国内外における再生可能エネルギー支援策の実施状況概観

主要国・地域における再生可能エネルギー支援策の採用状況を下図に示す。支援策にはそれぞれ特徴があり、各国・地域はそれぞれの政策目標や事情に応じ制度を選択してきた。各々の制度の中にも多様性はあるが、それらを評価するに当たって、再生可能エネルギー事業の採算性リスク³についての考え方とその負担のあり方が重要な点である。そうした特徴と課題について次節以降に述べる。

図 1 主要国・地域における再生可能エネルギー支援策の採用状況

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	~	2010	2011	2012	2013	2014	2015	再エネ電力	目標・計画
日本						RPS				FIT				10.7%	2030年22-24%
韓国					FIT					RPS				3.7%	2022年10%
カリフォルニア					RPS									20.9%	2020年33%+
スペイン	FIT/FIP													29.6%	2020年40%
ドイツ			FIT										FIP	22.9%	2050年80%
イタリア					RPS					FIP				16.2%	2020年26.4%
イギリス					RO							CfD		11.4%	2020年31%

注：大規模設備に対する主たる支援策を掲載。RPS: Renewables Portfolio Standard、RO: Renewables Obligation、FIT: Feed-in-Tariff、FIP: Feed-in-Premium、CfD: Contract for Difference。スペインの FIP は任意。イタリアでは RPS 施行中に太陽光については FIP（2005年～2011年）及び FIT（2012年）を適用。

出所：各種資料より作成。再生可能エネルギー電力割合のスペイン、ドイツ、イタリア、イギリス、韓国、日本は 2012 年の値（IEA データ（2014）2012）、カリフォルニア州は 2013 年の値（CPUC 資料）。

2. RPS について

2-1. RPS の特徴

RPS は、小売電気事業者に対し販売電力量等の一定割合を制度が対象とする再生可能エネルギーによる電気（以下、RPS 電気）とすることを義務付け、再生可能エネルギーの需要を政策的に創出することで普及を図る制度である。割当量が達成されない場合には罰則を適用する等の方策が組み込まれる。全体の導入量や電力各社の割当量は政策目標に基づいて設定されるが、個々の義務対象事業者が調達する電源、調達先事業者、価格、条件等は市場取引により決められるのが一般的である。また、再生可能エネルギー発電に対し証書（REC: Renewable Energy Certificate）を発行し、物理的な電力供給とは切り離れた

³ 再生可能エネルギー電力事業にまつわる主なリスクには、①技術（発電設備の建設や発電が想定どおりに行われるか）、②採算性（想定した価格・期間で売電することができるか）、③その他（政策リスクや、電力市場の動向、その他の社会経済情勢の変化等）があると考えられる。

REC の市場取引による義務達成を可能とする証書取引制度を併設することが通例である⁴。こうした特徴から、コストの低い再生可能エネルギー発電から順次導入を進める市場メカニズム型の施策として位置付けられることが多い⁵。

2-2. 日本の RPS

我が国では、2003年4月から約9年間に亘り RPSが実施された⁶。制度導入当初設定された目標量は2010年度に122億kWh（販売電力量の約1.35%相当）⁷、その後の改定により、2014年度に134.3億kWhとされた⁸。制度の実施期間中（2012年6月まで）に対象事業者が導入した再生可能エネルギー電気（RPS法上は新エネルギー等の電気と呼ばれる）は、政府が設定した目標を超える水準となった。しかしながら、再生可能エネルギー拡大のための政策ツールとしては、主に以下に挙げる点について、課題が残る結果となった：

一点目は、目標設定である。我が国の RPS 目標量は、再生可能エネルギー拡大とその経済性とのバランスにより決定されたため、多面的に評価する必要があるが、導入目標は厳しいとは言えない水準であることが、制度開始から間もない時点で明らかとなった。RPS 法評価検討小委員会によれば⁹、2005年度の時点で、前年からの繰越（21億kWh）により、年度開始当初において義務量（38.3億kWh）の5割以上が達成される状況となり、2008年度頃には繰越量が次年度の義務量を上回る可能性も指摘された¹⁰。こうしたことから、2006年の制度改正により2006年度から2009年度までの義務量が修正されたものの、「風力の立地地点やバイオマスの資源調達等諸条件も厳しくなる可能性があることから、2010年度の目標達成には、依然として官民を挙げた最大限の努力が必要」との見解が示され¹¹、2010年度の目標は据え置かれた。こうした目標設定に対して、対象事業者の遵守状況は、

⁴ EPAホームページ <http://www.epa.gov/greenpower/gpmarket/rec.htm>

⁵ 木村啓二、再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準の制度理論とその制度設計課題、立命館国際研究、20巻2号（2007年度）

⁶ 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）2002年6月

⁷ RPS法評価検討小委員会・報告書（案）、平成18年5月26日総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会 RPS法評価検討小委員会

⁸ 2009年度に「太陽光発電の新たな買取制度」（住宅用太陽光発電の余剰買取制度）が導入されたことを受け、2007年度に定めた2014年度における太陽光以外の目標量（134億kWh）に、買取制度による太陽光発電の増加分（39.15億kWh）を加えたものに修正された。ただし太陽光発電の増加分（39.15億kWh）は電力事業者の義務ではなく、国の政策として導入を目指す分であるため、RPS対象事業者の目標としては、2007年度に定めた2014年度における太陽光以外の目標量（134億kWh）に買取制度対象外の太陽光発電（0.15億kWh、ただし2007年3月に太陽光発電に対する2倍カウント措置が決定されたため合計0.3億kWh）を加算した134.3億kWhとすることが合意された。

⁹ 2005年11月に発足。委員は、学識経験者、電力事業者、新エネルギー発電事業者等の専門家構成され、RPSの制度運用について検討。 http://www.meti.go.jp/committee/gizi_8/8.html

¹⁰ RPS法評価検討小委員会・報告書（案）、平成18年5月26日総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会 RPS法評価検討小委員会 実際には、前年度からの繰越量が義務量を上回る事態は発生しなかったが、2007年度には義務量60.7億kWhに対し前年度からの繰越が56.6億kWhにのぼった。

¹¹ RPS法評価検討小委員会・報告書（案）、平成18年5月26日総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会 RPS法評価検討小委員会

制度実施の全期間に亘り超過達成となり（巻末補足 1 参照）、RPS が事業者の“BAU”以上に再生可能エネルギーの拡大を推進する政策効果を発揮し得たのか、疑問が残る結果となった。

二点目は、再生可能エネルギー導入における経済性を重視するあまり、投資を促進するための手立てが不十分だったことである。我が国では、2001年の総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会において、FITかRPSかの制度選択について、諸外国の制度実施状況を踏まえた検討が行われた。その結果、義務履行に当たっての電源選択の自由度やコスト削減インセンティブの有無等の観点から、REC 証書の活用も含め、RPS 制度が優れているとの見解が示された¹²。

しかし他方で、制度開始後には、再生可能エネルギー発電の投資促進の観点から見た課題に関する指摘が目立つようになった。具体的には、目標設定が8年間分（2003年～2010年）と短く、投資回収に通常10年前後を要する再生可能エネルギー発電事業者にとり事業リスクとなることや¹³、取引価格についても、RPS 電気の調達には主に当事者間の個別交渉による相対契約に委ねられており、新規参入事業者にとり価格の指標がなく、事業計画が立てにくいといった指摘がなされた¹⁴。

政府は電気事業者に対し、RPS 電気の取引価格に関する調査を任意で毎年実施し公表しているが、これによれば、風力発電は10～11.8円/kWh、水力発電は7.2～9.0円/kWh、バイオマス発電は7.2～9.4円/kWhであり、RPSの取引価格は、日本卸電力取引所の当時の平均取引価格や、近年の発電コストの算定¹⁵等と比較し、低い水準で推移した。上述のように、導入目標が緩やかで需要の大幅な拡大が見込まれない中、RPS 電気の契約価格は、さらなる投資を誘発するような水準とはなりにくかったとの指摘もある。

さらに、RPS 電気の調達にかかる費用を社会全体でどう負担するのか、電気の需要家に対する費用転嫁について、その是非も含め明確なルールがなかったことも、RPS 電気の価格が低く抑えられる要因となったと考えられる。

こうした我が国のRPSは、電気事業者の急激な負担増を避けつつ再生可能エネルギーの導入を拡大するという観点からは、制度の目的を果たしたと言えるが、再生可能エネルギーへの投資拡大を目指す立場に立てば、導入目標の引き上げや繰越に関する制限を設ける等の需給を引き締めるための策がとられず、結果的に採算性リスクを再生可能エネルギー発電事業者側に負担させる制度であったといえる。

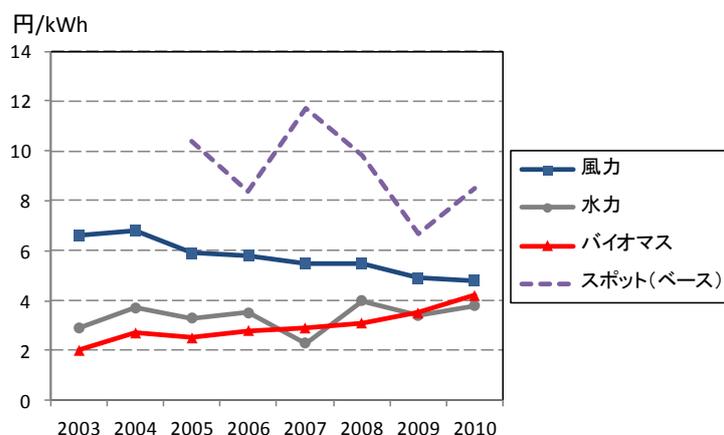
¹² RPS法評価検討小委員会・報告書（案）、平成18年5月26日総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会RPS法評価検討小委員会

¹³ RPS法評価検討小委員会・報告書（案）、平成18年5月26日総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会RPS法評価検討小委員会

¹⁴ RPS法評価検討小委員会・報告書（案）、平成18年5月26日総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会RPS法評価検討小委員会

¹⁵ コスト等検証委員会（2011年12月）及び発電コスト検証ワーキンググループ（2015年4月）による試算参照。

図 2 RPS取引価格に関する調査結果



注：平成 18 年度調査では 27 社、平成 23 年度調査では 36 社が回答。

出所：日本エネルギー経済研究所作成

RPS 電気取引価格「RPS 法下における新エネルギー等電気等に係る取引価格の調査結果について」、資源エネルギー庁、平成 18 年 9 月 22 日及び平成 23 年 7 月 25 日

スポット価格：日本卸電力取引所より

2-3. 海外の RPS

RPS は現在、米国の 29 の州等（一例としてカリフォルニア州（2002 年導入）や韓国（2012 年導入））で実施されている。イギリスやイタリアでも実施されていたが、現在は廃止されている¹⁶。

日本の RPS に様々な独自のルールが設定されたように、諸外国・地域の制度内容も多様であり、一概に総括することは困難である。一般的に RPS は、再生可能エネルギー発電の価格発見機能を市場に委ねることで費用効率の高い導入を図る制度として位置づけられている。しかし、実際の事例を見ると、政策方針や行政的な管理が重要な役割を担っていることが窺える。例えば、イギリスの RO 制度では、再生可能エネルギー源ごとに証書の発行係数を政策的に設定し、係数の重みづけが高かった洋上風力発電の初期の開発を促進した¹⁷。またカリフォルニア州では、RPS 電力調達の契約価格についてガス火力の発電コストをベンチマークとした経済性審査を行い、同時に、ベンチマークに温暖化対策費用を反映することで、再生可能エネルギー発電に一定程度の優位性をもたせている。

こうした施策は、再生可能エネルギー発電事業の採算性リスクを軽減する措置といえるものの、基本的な制度設計としては、売電価格や条件（期間）が市場に委ねられているた

¹⁶ いずれも 2002 年導入、2012 年廃止。イギリスでの名称は RO (Renewables Obligation)。

¹⁷ イギリスでは banding と呼ばれる。RO 制度が対象とする再生可能エネルギーについて、コストと普及ポテンシャルに応じ、ROC の発行証書数を加減する仕組みである。基本的な ROC 発行単位は、すべての対象再生可能エネルギー発電について 1 ROC/MWh であるところ、2009 年の RO 制度令 (Renewable Obligation Order 2009) は洋上風力発電の ROC 発行係数を 1.5 ROCs/MWh と規定した。証書の発行係数はイタリアや韓国でも設定されている。日本でも 2007 年に太陽光の“二倍カウント”が導入された。

め、資金調達におけるリスクプレミアムにより、再生可能エネルギーの導入コストは、価格を固定する仕組みよりむしろ高額になるという指摘もある¹⁸。

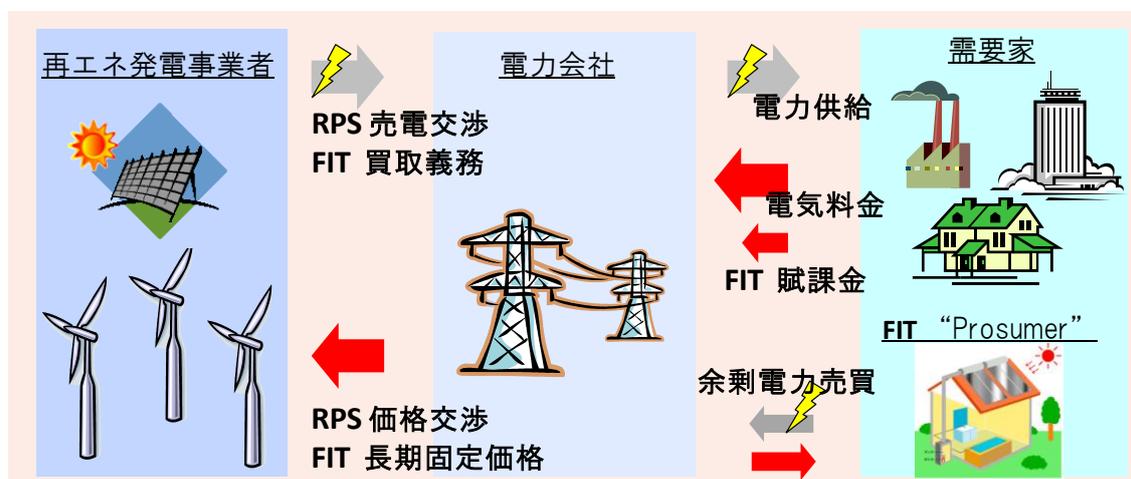
また、韓国では、義務対象事業者が導入目標を達成することができず罰金支払いが多額に上った¹⁹。こうした状況を鑑みると、市場メカニズムが発揮されるためには、十分な需要があることに加え、市場に（潜在的に）多様な選択肢・プレーヤーの存在が必要と考えられる。

3. FIT について

3-1. FIT の特徴

FITは、再生可能エネルギー電力を一定期間に亘り固定価格で買い取ることと電気事業者に義務付ける制度である。買取価格・条件は、発電コストに利潤を加味して政策的に設定され、導入量を限定せず広く投資を募るのが一般的である。RPS下のように発電事業者が個別に売電価格・条件の交渉を行う必要がなく、再生可能エネルギー発電事業の収益の確実性・安定性を高めることで事業者の採算性リスクの軽減を重視する制度である。

図 3 FIT及びRPS下の再生可能エネルギー電力支援スキーム



注：Prosumer は再生可能エネルギー電力の生産（production）と消費（consumption）を行う主体
出所：筆者作成

¹⁸ Is there a route to a UK Feed in Tariff for renewable energy?, Dr. Robert Gross, Imperial College, October 2010

¹⁹ 義務対象事業者は2012年及び2013年の目標を達成できず、罰則金が課される状況が2年連続して発生した。罰金支払い額合計は2012年237億ウォン、2013年498億ウォンとなっている。

一方で、買取費用と従来の発電コストとの差額は電気料金への賦課金として需要家が負担するため、負担に見合った政策目標を実現できているのか、費用対効果が議論の的となる。政策目標は、エネルギー自給率の向上、温暖化対策、産業育成、雇用促進、地域活性化等と多様だが、これらは制度選択に関わらず再生可能エネルギーの普及に伴い期待される効果である。FITに固有の狙いとしては、買取対象とする発電について、短期間で導入量を拡大させることにより学習効果を早く引き出して、技術・市場の確立を促すという点がある。その上で段階的に買取価格を引き下げること、再生可能エネルギー発電コストの低下を目指している²⁰。

3-2. 日本の FIT

日本では2003年以降RPSが実施されてきたが、低炭素化への取組強化の機運が高まり、また、景気対策として再生可能エネルギー分野の産業育成についても注目が集まる中、「太陽光発電の余剰電力買取制度」が導入された(2009年11月開始)。これによりそれまでFITの導入に慎重な立場をとってきた日本政府は方針を転換することとなり²¹、太陽光以外の再生可能エネルギーも含め長期の全量買取²²を義務付けるFITが2012年7月に始動した²³(FITの買取価格・期間は巻末補足2参照)。

FIT開始から2014年12月末までに追加された設備容量は1,582万kW(うち1,541万kWが太陽光)であり、再生可能エネルギー電力の累積設備容量は3,643万kWとなった。

これまでにFITは特に太陽光発電設備導入量の増大をもたらした。2014年12月末までに同制度によって設備認定²⁴が行われた容量(既導入分を含む)は7,401万kWにのぼる²⁵。

しかし、その急増は問題も引き起こした。前述のように、FITは短期間での導入拡大を図る制度だが、導入量と費用とのバランスをとることが課題として残る。我が国のFITの賦課金総額²⁶は、すでに約1,300億円(初年度)から約1.3兆円(2015年度見込み)に増加しており²⁷、需要家の賦課金単価も、0.22円/kWh(標準家庭の月額負担66円)から1.58

²⁰ 日本政府は、2020年までに太陽光の発電コストを14円/kWhまでに低下させることを目指している(新エネルギー・産業技術総合開発機構「太陽光発電ロードマップ(PV2030+)」2009年6月)。

²¹ 我が国の太陽光発電の動向、国立国会図書館 Issue Brief Number 683(2010.6.10)、経済産業課、近藤かおり

²² ただし設備容量10kW未満の住宅用太陽光は従前どおり余剰買取。

²³ 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法(再エネ特措法)2011年8月なお、RPSは移行措置を設けた上で廃止された。

²⁴ FITの適用を申請する再生可能エネルギー発電設備で、再エネ特措法で定められる要件を満たしたことを政府が確認し、認定した設備。個別の発電設備に適用されるFITの買取価格は、設備認定時点で有効な価格が適用される。

²⁵ FIT下で新たに導入された設備に加え、従前の施策(RPS及び太陽光余剰買取制度)の下に導入された発電設備でFIT適用に移行した設備容量が881万kWあるため、FIT適用設備容量はあわせて2,463万kWとなっている。制度施行前の累計設備容量(約2,000万kW)とあわせた設備容量は現時点で最大で約9,400万kW。

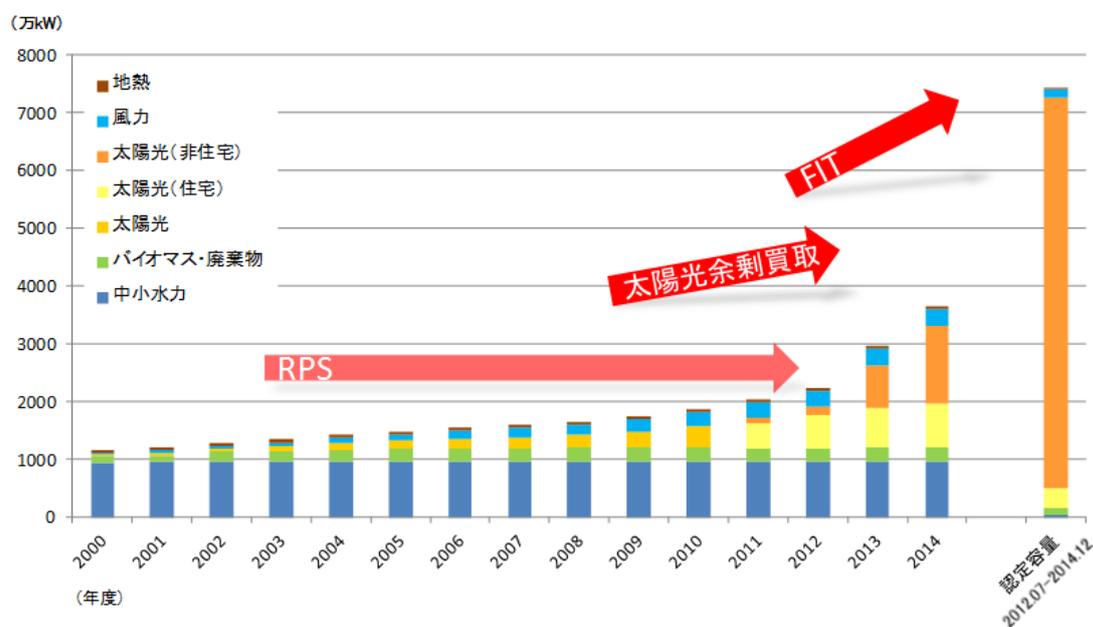
²⁶ 買取費用から回避可能費用を除いた金額。回避可能費用は、電力会社が再生可能エネルギー電力を買い取ることで、本来予定していた発電を取りやめ支出を免れることができた費用。

²⁷ 買取費用は1兆8,370億円、回避可能費用は5,148億円。(総合資源エネルギー調査会新エネルギー小委員

円/kWh（同 474 円）に急増している。また、2014 年 6 月末までの認定容量がすべて運転開始すると想定した場合の賦課金は年間 2.7 兆円、賦課金単価 3.18 円、標準家庭の一カ月あたり負担額は 935 円と推計され²⁸、需要家への影響が懸念される。

現行法は、FIT による設備導入量や買取費用を抑制する具体的な上限措置等は規定していない。しかし政府は、2030 年までの電源構成案において、FIT による買取費用は年間 3.7 ～4.0 兆円とし、このうち太陽光発電の買取費用はこれまでの設備認定（運転開始見込み容量）分を含め 2.3 兆円（導入量 6,400 万 kW）とする実質的な上限を示しており²⁹、今後は買取価格の設定方法や設備認定に関する制度ルールを見直す方針である³⁰。

図 4 我が国における再生可能エネルギー発電設備容量の推移



注：2010 年度以前の太陽光は住宅用と非住宅用の数値を合計

2011-2014 年度は FIT の対象となった容量

2014 年度は 12 月末の時点での数値

「認定容量」は FIT 施行以降の累計値（既導入分を含む）

「バイオマス」については、より正確に実態を反映するため、設備容量にバイオマス燃料の比率を乗じた数値を採用

出所：日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット「EDMC/エネルギー・経済統計要覧 2015」（2000-2010 年度の地熱・中小水力以外）、電気事業便覧（2000-2010 年度の地熱）、電力土木技術協会、水力発電所データベース（2000-2010 年度の中小水力）、資源エネルギー庁、FIT 情報公開ウェブサイト（2011 年度以降）に基づき日本エネルギー経済研究所作成

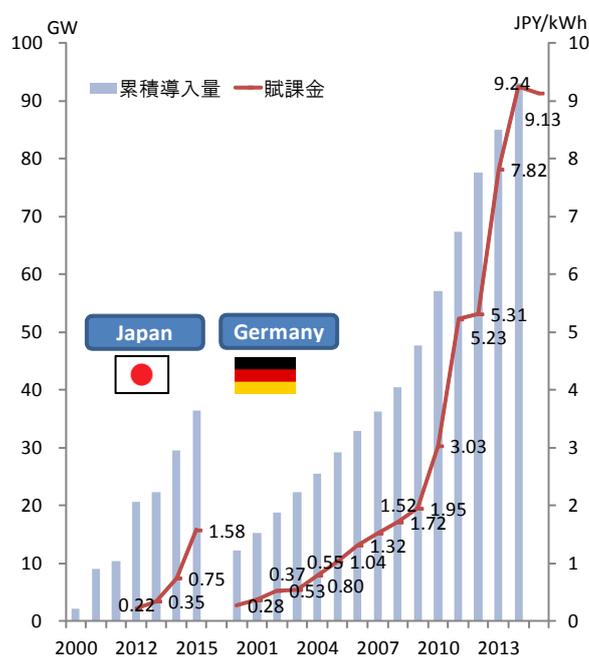
会（第10回）会合資料5「平成27年度調達価格・賦課金単価について」2015年3月19日）

²⁸ 第4回新エネルギー小委員会、資源エネルギー庁資料、2014年9月30日

²⁹ 総合資源エネルギー調査会長期エネルギー需給見通し小委員会（第10回）会合資料2「長期エネルギー需給見通し関連資料」平成27年6月

³⁰ 第12回新エネルギー小委員会、資源エネルギー庁資料、2015年6月24日等

図 5 FIT賦課金の推移（日独）



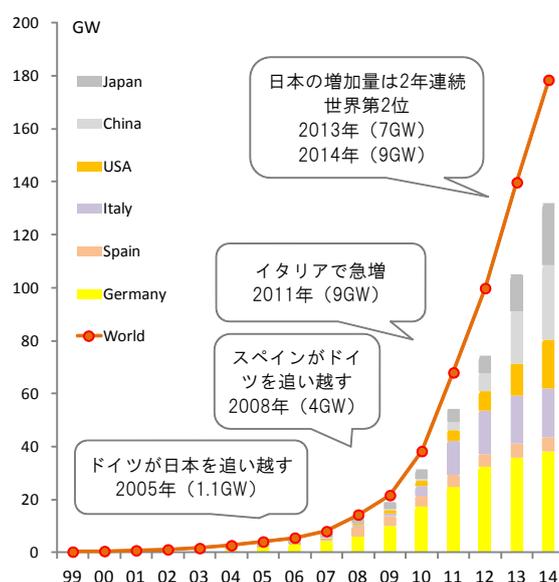
出所：BMWi Germany 及び資源エネルギー庁より作成

3-3. 海外の FIT

欧州では、ドイツ、スペイン等が 1990 年代後半に FIT を導入した。2005 年にはドイツが太陽光発電の導入量で日本を追い越し世界第一位となる等、FIT 実施国で再生可能エネルギー電力の増大が際立つ一方、RPS 型の施策を実施してきた日本やイギリスの再生可能エネルギー導入量は低い水準で推移した。こうした中で、欧州委員会（EU の政策執行機関）は FIT を高く評価する姿勢を示していた³¹。

³¹ The Support of electricity from renewable energy sources, European Commission, SEC(2008)57, 23.1.2008 欧州委員会は、FIT・RPSの優劣や、域内で統一的な施策を導入することの是非について継続的に検討してきた（The support of electricity from renewable energy sources, European Commission, COM(2005) 627,7.12.2005等）。後述するように現在はFITに関する立場は変化している。

図 6 世界の太陽光発電設備容量の推移



出所：2013年までは IEA PVPS, Trends 2014 in Photovoltaic Applications、2014年は IEA PVPS, A Snapshot of Global PV 1992-2014 より作成

ところが、2009年頃から、ドイツやスペイン等で FIT の費用負担の問題や、増大する再生可能エネルギー電力を系統に取り込むためのインフラ整備等の課題が浮き彫りとなった。このため買取価格を大幅に引き下げたり、適用範囲を縮小する等の動きが目立つようになり、制度運用に関する新たなルールの策定等、FIT の改定が重ねられた。

例えばドイツでは、2011年6月に原子力発電の段階的廃止及び再生可能エネルギーの拡大を柱とするエネルギー転換（Energiewende）政策が示された際に、メルケル首相は、FIT の賦課金は“現状のレベルを上回ることはない”との見解を示したが³²（2011年の賦課金は 3.53 ユーロセント/kWh）、その後も賦課金は上昇し続けた（前出図 5 参照）。そうした中、ドイツ政府は、2012年4月に緊急措置として制度改正を行い、太陽光発電の導入総量の上限を 52GW と定め、年間目標を設けるとともに、コストベースで毎年決定していたそれまでの買取価格決定方式を、導入状況に応じ頻繁に価格を調整する仕組みに変更した（巻末補足 3 参照）。

こうした制度設計の精緻化により、導入量・費用の管理が強化される一方で、行政コストがかかるほか、制度が過度に複雑化・不安定化する場合には、事業リスクが増え、投資の阻害要因ともなり得る。実際に、欧州における再生可能エネルギー投資は 2011 年をピークに減退しており³³、ドイツでは、上記措置を講じて以降、国内の太陽光発電導入量は、年間ベースでは目標に達しない状況となっている（巻末補足 3 参照）。

³² Spiegel, October 10, 2012

³³ IEA, Medium-Term Renewable Energy Market Report 2014

また、スペインでは、FIT を 2012 年に事実上廃止し、さらに、すでに運転を行っている設備の買取価格を遡及的に引き下げる等の変更を行ったため、係争問題が発生している。イタリア³⁴でも太陽光発電の買取価格の遡及的な引き下げが決定され、発電事業者の強い反発を招いている³⁵。

4. 新たな施策について

4-1. 欧州における再生可能エネルギー支援策の見直しと制度変更

現在、欧州では、これまでの再生可能エネルギー支援策を大幅に見直し、制度を変更する動きが活発化している。

EU の欧州委員会競争総局 (DG Competition) は、加盟国が実施する環境・エネルギー分野の国家支援に関する指針として「環境保護・エネルギーに関する国家補助ガイドライン³⁶」(以下、ガイドライン) を 2014 年 4 月 9 日に発表した。このうち再生可能エネルギーに関するガイドラインは、一定規模以上の再生可能エネルギー発電設備に対しては、FIT の適用を廃し、支援策を市場ベースの施策に移行させることを主旨としている³⁷。

市場ベースの施策とは、再生可能エネルギーの導入策に市場原理を取り入れるための一連の措置を指す。柱となるのは、従前の FIT 下で規定された電気事業者による買取義務を廃し、再生可能エネルギー発電事業者自らが電力市場取引を通じ売電するよう義務付ける直接市場販売 (direct marketing) である。その上で、再生可能エネルギー発電に対する補助として、政府が設定した補助の基準 (以下、基準価格) と指標とされる市場価格との差をプレミアムとして支給する (FIP)。これらの措置は 2016 年までに実施することとし、適用対象は新設の大規模の再生可能エネルギー発電設備 (500kW 以上) である。さらに、2017 年以降は 1MW 以上の設備は、基準価格の適用対象事業者とその水準を決めるために競争入札を用いることとしている。この他に、再生可能エネルギー発電事業者がインバランスリスク³⁸を負うことや、ネガティブプライス³⁹時にはプレミアムを支給しないこと等が盛り込まれた。

このように EU の政策は、これまでの FIT を推奨する姿勢から、市場原理に近づけるための施策を重視する方針へと変化し、上記施策を順次採用し、一部の小規模設備を対象と

³⁴ 2005年に市場価格に固定プレミアムを加算するFIPを導入、2012年にFITに移行したが、あらかじめ設定された予算枠に到達したため新規受付を2013年7月に停止。

³⁵ RECHARGE, 8 September 2014

³⁶ Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020, Official Journal of the European Union, 2014/C 200/01, 28.6.2014

³⁷ この他に国家補助の費用負担の減免措置についての基準の明確化、域内のエネルギー市場の強化やインフラ・発電容量支援等を目的としている。

³⁸ 発電事業者が計画どおりに発電量を確保できない場合に、差分の調整に必要となる費用。

³⁹ 自由化された電力市場において、リアルタイムで余剰電力が発生する場合に電気を引き取ることへ対価が発生することによる負の価格。

するものを除いて FIT を廃止するよう求めている⁴⁰（巻末補足 4 参照）。

4-2. 新たな措置の仕組みと特徴

こうした政策変更の背景には、再生可能エネルギー発電コストの低下が実現してきていること⁴¹、そうした中で、FIT で過大とも言える保護を受けている再生可能エネルギー電力が電力市場を歪めていること、及び、導入費用の負担増に伴う電気料金の上昇の懸念がある。

市場ベースの施策の導入により、再生可能エネルギー発電事業者に対し支払われる補助の削減、再生可能エネルギー発電事業者の市場競争の促進、及び、市場の状況に応じた再生可能エネルギー電気の供給を促す等の効果が期待される。

2014 年の EU ガイドライン発表と前後して、FIP 型施策へ切り替えたり、入札制度を採用する EU 加盟国が相次いでいる。以下では、これら新制度の事例に基づき、その特徴について概観する。

4-2-1. FIP の概要

ドイツ政府は、2014 年 8 月の法改正により FIP を導入した。大規模設備⁴²を対象に市場での直接販売を義務付けた上で、スポット市場の毎月の平均価格が FIT 価格（基準価格）を下回る分の差額を補助する仕組みとなっている。基準価格は、当面は政府が決定するが⁴³、2017 年に入札制度を導入（2015 年に試験的实施）するとしている。

従来ドイツが実施してきた FIT では、図 7①に示すとおり、再生可能エネルギー電気の買取価格は需給動向や電力市場価格に関わらず一定（図中の実線矢印部分）とされ、再生可能エネルギー発電事業者が得る収入は補助と電力価格とをあわせた値であった⁴⁴。これにより投資の安定性・確実性を高めることを狙いとしていた。

これに対し FIP（図 7②）に移行することにより、再生可能エネルギー発電事業者は各自が市場価格で販売し（図中の破線矢印部分）、FIP によるプレミアムとして再生可能エネルギー発電事業者に支払われる補助は、政府が設定する基準価格との差額（図中の実線矢印部分）のみとなる。

⁴⁰ 500kW未満の設備（ただし風力発電設備では3MW未満または3基未満）については卸市場への参加見込みが限られるため、FITを含みどのような支援策も適用可能としている。

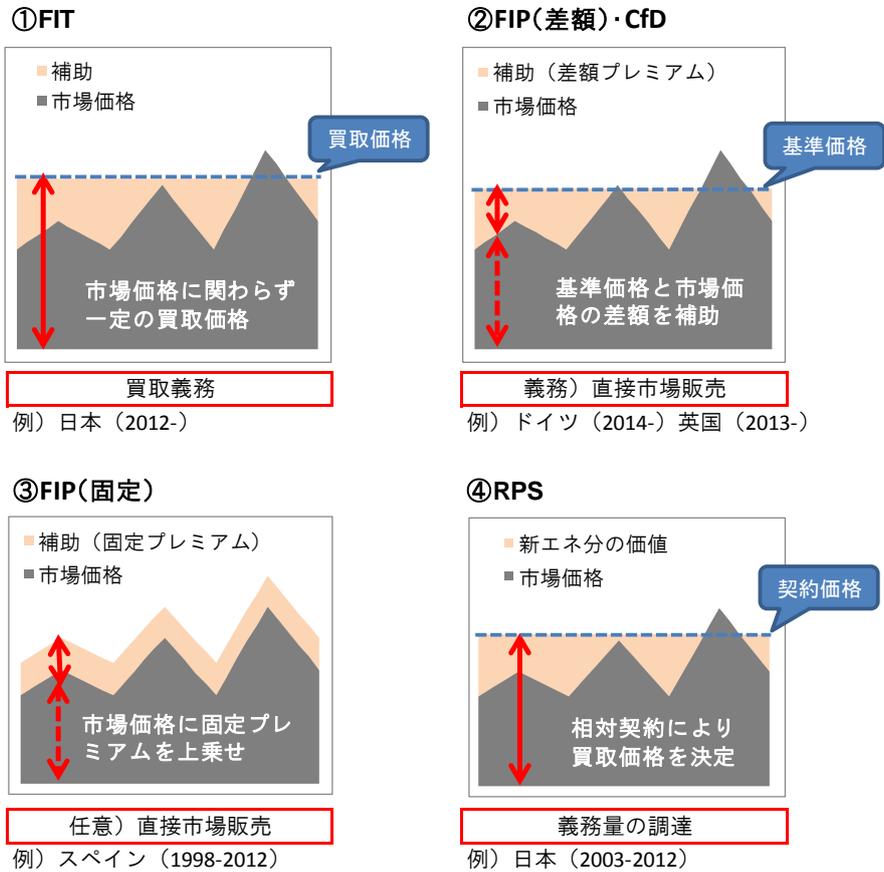
⁴¹ IRENA Renewable Cost Database等

⁴² 2016年1月1日までに新設される500kW以上の設備、2016年以降は100kW以上の設備。これに該当しない小規模設備には、引き続きFITを適用（送電事業者に買取義務が課され、送電事業者が卸電力市場に販売）。なおドイツのFITは、2012年の制度改定により、10MW以上の大規模太陽光発電設備は制度の対象外となっている。

⁴³ 小規模設備に適用されるFITの買取価格は、プレミアムを決定する際の指標としても用いられる。The new German support scheme for renewable electricity, Oxcerpta, August 2014

⁴⁴ 需要家が負担する制度費用（補助費用）は、再生可能エネルギー発電事業者に支払われる買取価格から市場価格相当分（日本のFITでは回避可能原価）を差し引いた値。

図 7 再生可能エネルギー支援策の比較と実施例



注:

③について: スペインでは制度改正により補助額の上限・下限を後に設定。

④の「新エネ分の価値」について: RPS法ではRPS電気を「電気の価値」と再生可能エネルギーによる電気(新エネルギー等電気)であることによる環境付加価値部分である「新エネ分の価値」とを分けて取引可能としている。実際の契約価格は、電気の価値と新エネ分の価値とを合わせた価格として決定されるケースが多いと考えられる。

出所: 筆者作成

イギリスでは、電力市場改革⁴⁵の一環として差額決済契約制度(CfD: Contract for Difference)が導入された。CfDは、基本的にはドイツのFiPと同じ仕組みであり、市場価格が基準価格を下回る分を補填する制度だが、市場価格が基準価格を超える場合には発電事業者が差額を還元するという特徴がある⁴⁶。また、技術が確立している再生可能エネルギー

⁴⁵ 「エネルギー法」2013年12月8日。電力の安定供給の確保、消費者負担の低減、低炭素発電の拡大を目的とする。

⁴⁶ このため英国CfD下の補助はドイツのFiPより固定的と考えられるが、両制度の相違の詳細やその含意についてはさらなる精査が必要である。

ギー源による電力については、競争入札を用いて基準価格を決定するよう規定しており、さらに補助総額の上限も設定されている。

なおスペインでは FIT か FIP かを選択可能（市場販売は任意）とする制度が実施されていたが（図 7③）、固定額のプレミアムを市場価格に上乗せする制度であったため、電力市場価格が上昇し売電価格が十分高い中でも、さらに固定額を補助することとなるため発電事業者の収益が過大となる問題が発生し、売電価格とプレミアムの合計に上限及び下限を設定するに至った経緯がある⁴⁷。

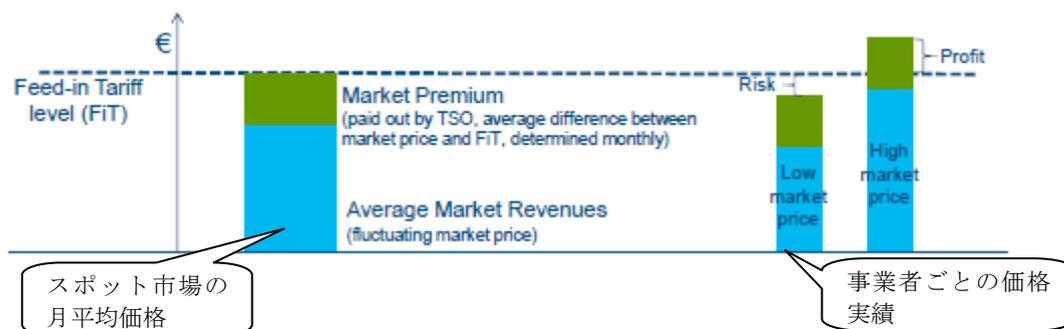
4-2-2. 直接市場販売による再生可能エネルギー発電事業者の市場競争の促進

市場販売義務を伴う FIP は、価格補助を行うという点で、再生可能エネルギー電力を優遇することには変わりはないが、再生可能エネルギー発電事業者の市場競争を促進する狙いがある。FIT 下では、再生可能エネルギー発電事業者の採算性は、①発電コストの多寡及び、②発電量の多寡に応じ変化するが、FIP 下ではこれらに加え、③市場でより高い価格で販売すること（図 8 参照）が戦略となる。

また、上述（4-1）のように、発電事業者がインバランリスクを負担しつつ市場で売電する制度であるため、再生可能エネルギー発電事業者は、発電計画の実行力を高めるために、発電予測精度の向上や、需給（市場動向）を反映した電力供給が可能となるような貯蔵技術の活用、他の電源との組み合わせ等を通じた市場競争力の発揮が期待される。同様に、買取義務を伴う FIT 下では、余剰電力によるネガティブプライスの発生時にも再生可能エネルギー電気に対しては固定買取価格が支払われる矛盾が生じたが、今後はそうした局面で再生可能エネルギー発電事業者が市場シグナルに応じ出力を抑える等の対応が想定される。

他方で、競争力が低ければ、政府が想定する収益を下回る可能性もあり、再生可能エネルギー発電事業者が負う採算性リスクは、FIT と比較し拡大することになる。

図 8 ドイツにおける直接販売のイメージ



出所：BMWい資料（2014年9月）に加筆

⁴⁷ Royal Decree 661/2007

4-2-3. 競争入札による制度費用の削減

FIP の採用に加え、競争入札を通じてプレミアムの水準（基準価格）を決定する方式を取り入れることで、制度費用の低下が期待される。

ドイツ等に先立ちイタリアでは、2013 年以降に稼働する大規模設備（太陽光及び太陽熱発電を除く）を対象に FIP を導入し、基準価格の決定には競争入札を実施している⁴⁸（巻末補足 5 参照）。これまでに、風力発電を対象とした入札が 3 回（2012 年、2013 年及び 2014 年）にわたり実施され、2012 年及び 2013 年の入札では合計 907MW、2014 年の入札では 356MW が落札された。2014 年の入札結果では、政府が設定した基準価格（12.7 ユーセント/kWh）に対し、最低落札価格は 8.89 ユーセント/kWh となる等の結果、価格低下率は 26.38%～30% となった⁴⁹。

またイギリスでは、CfD の基準価格を決めるための入札を今年（2015 年）1 月に実施したところ、入札の際の上限価格として政府があらかじめ設定した基準価格に対し、事業者の落札価格（クリアリングプライス）は、太陽光では 6 割近く低い水準となるケースもあった。

表 1 イギリスにおけるCfD入札結果

技術の成熟度	再エネ	件数	設備容量 (MW)	基準価格 (¥/kWh)	最低クリアリング価格(¥/kWh)	削減最大%
確立	太陽光	5	71.55	21.6	9	58%
	陸上風力	15	1,162	17.1	14.3	17%
非確立	洋上風力	2	748.55	25.2	20.6	18%

注：GBP1=JPY180 で計算。

出所：DECC プレスリリース、2015 年 2 月 26 日

4-2-4. 補助の長期安定性

以上は、FIP 及び入札制度の特徴のうち、市場原理の活用により支援策の経済性を高めることを狙いとした面を見たものだが、その一方で、再生可能エネルギーの投資確保の観点から、長期安定性を重視している面もある。市場での直接販売が必要な点は RPS と FIP で共通している。RPS では（前出図 7④）、再生可能エネルギー電気の契約価格・条件は、個別に交渉を通じ決定すること等から、事業の不確実性が高く、投資を阻害するとの課題があった（前述 2.参照）。このため FIP では、政府が設定、もしくは入札を通じ決定したプレミアムが、政府もしくは政府が設立する組織との長期契約⁵⁰により支給されることを定める等、再生可能エネルギー事業の採算性について一定の確実性と長期安定性を提供すること

⁴⁸ DM/6/7/2012

⁴⁹ Wind Power Monthly, August 27, 2014

⁵⁰ 陸上風力発電の例では、イギリスのCfDでは15年間、ドイツやイタリアのFIPでは20年間。

にも留意した制度となっている（イギリスの CfD について巻末補足 6 参照）。

5. おわりに

本稿では、これまでの再生可能エネルギー支援策（RPS 及び FIT）を振り返りながら、欧州の新たな支援策（FIP 及び入札制度）の特徴を整理した。

我が国で 2012 年まで実施された RPS は、目標設定に関する課題に加え、発電事業者が負う採算性リスクが高いという問題があった。他方、リスク軽減を重視する FIT を導入した国々は、我が国を含め、適切な買取価格の見極めと、これに起因する導入量・速度のコントロールに苦戦してきた。

欧州で採用が広がっている FIP は、FIT の特徴である発電量の全量買取義務を廃し、再生可能エネルギー発電事業者による直接市場販売を前提としている。さらに補助水準の決定は、競争入札を用い価格発見機能を市場に委ねる方向となっている。FIT と比べ、発電事業者は、需給動向に応じた市場参加が求められ、その売電能力次第で事業の採算性が変化するリスクを負うことになるが、その一方で政府は、売電価格の下支え（プレミアム）を長期に亘り約束することで、発電事業に長期安定性を提供する。

これまでのところ、イタリアやイギリスの入札結果等から、支援コストの低下が見込まれているが、低価格入札等のリスクもあり、プロジェクトの実現化率を悲観する見方もある⁵¹。このため制度の成否については今後も動向を注視する必要があるが、市場競争の導入と長期に亘って安定した補助を併用する制度設計は、我が国の FIT 見直しの参考になると考えられる。

6. 補足

補足 1 日本の RPS 目標達成状況

RPS 法に基づく認定を受けた累計設備容量（2011 年度末まで）は約 900 万 kW だが、このうち約 380 万 kW は「太陽光発電の余剰電力買取制度」により対象となった設備（RPS 法の目標達成にカウントされるが、各社の義務履行への充当は不可）であり、これを除いた累計設備容量は約 520 万 kW であった。

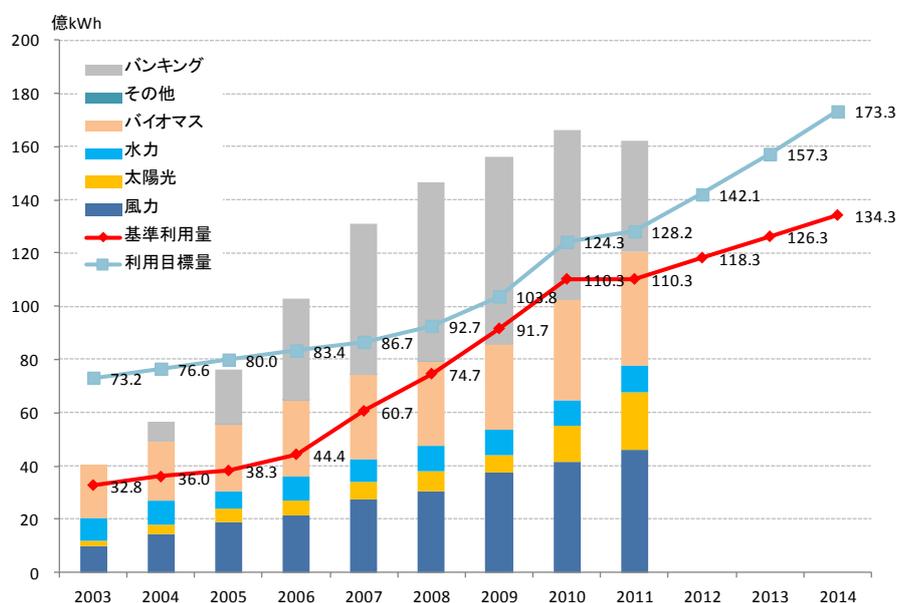
RPS 施行時の導入目標（全体の目標。「利用目標量」と呼ばれる。）は 2010 年に 122 億 kWh（販売電力量の約 1.35%）とされたが、施行 2 年目（2005 年度）には、前年度からのバンキング（繰越）もあわせた調達量は、義務量（各社に義務として割り当てられる量。「基準利用量」と呼ばれる。）⁵²合計を 5 割程度上回って達成されている状況が明らかとなった。その後 RPS 電力量は、基準利用量のみならず利用目標量を常に上回り、毎年、翌年度への

⁵¹ Wind Power Monthly, November 17, 2014

⁵² 日本の RPS では、義務対象事業者に実際に課される義務量（基準利用量）は、急激な負担増を避けるために、各社の実績をふまえて調整することが規定されていた。このため基準利用量の合計値と導入目標とは一致しないが、徐々に近づけることとされた。

繰越が発生した。

図 9 日本のRPS電力量（新エネルギー等電気供給量）の推移



注 1：2009 年度に太陽光発電の余剰買取制度が導入されたことを受け RPS の利用目標は修正された。

注 2：基準利用量は各社の義務量の合計、利用目標量は制度全体の目標量。

出所：経済産業省資源エネルギー庁 RPS 管理システムより作成

補足 2 日本の FIT 価格

我が国における FIT の買取価格は下表のとおりである。制度開始以降、太陽光発電については、システム価格（太陽光パネル、パワコン、架台及び工事費）の低下を受け買取価格が引き下げられた⁵³。また、その他の再生可能エネルギー源は導入が進展していないことを踏まえ、据え置かれている。

洋上風力発電及び既設導水路を用いた中小水力発電は平成 26 年度に価格区分が設定され、また、間伐材等由来のバイオマス発電については、平成 27 年度より 2,000kW 未満とそれ以上とで異なる価格区分が設定された。

⁵³ 制度開始から3年間は利潤特別配慮期間とされ、2015年6月末にて終了するため、想定されるIRRが引き下げられた。

表 2 固定価格買取制度における買取価格・期間及びその前提

エネルギー	区分・要件		支援策					期間	前提						
			買取価格(円/kWh)(税抜き)						IRR(税前)			設備利用率			
			H24	H25	H26	H27(1)*	H27(2)*		H26	H27(1)	H27(2)	H26	H27(1)	H27(2)	
太陽光	住宅用	10kW未満	42円	38円	37円	33円**		10年	3.2%	3.2%	3.2%	12%	12%	12%	
	非住宅用	10kW以上	40円	36円	32円	29円	27円	20年	6.0%	6.0%	5.0%	13%	13%	14%	
風力	陸上	20kW未満	55円	55円	55円	55円		20年	1.8%	1.8%	1.8%	20%	20%	20%	
		20kW以上	22円	22円	22円	22円			8.0%	8.0%	8.0%	20%	20%	20%	
	洋上***				36円	36円		20年	10%	10%	10%	30%	30%	30%	
地熱		1.5万kW未満	40円	40円	40円	40円		15年	13%	13%	13%	80%	80%	80%	
		1.5万kW以上	26円	26円	26円	26円			13%	13%	13%	80%	80%	80%	
中小水力	新設	200kW未満	34円	34円	34円	34円		20年	7%	7%	7%	60%	60%	60%	
		200kW～1000kW	29円	29円	29円	29円			7%	7%	7%	60%	60%	60%	
		1000kW～3万kW	24円	24円	24円	24円			7%	7%	7%	60%	60%	60%	
	既設 導入路 活用	200kW未満			25円	25円			7%	7%	7%	60%	60%	60%	
		200kW～1000kW			21円	21円			7%	7%	7%	60%	60%	60%	
		1000kW～3万kW			14円	14円			7%	7%	7%	60%	60%	60%	
バイオマス	ガス化	メタン発酵ガス	39円	39円	39円	39円		20年	1%	1%	1%	80%	80%	80%	
		固形燃料	間伐材等	2000kW未満			40円				8%	8%	8%	80%	80%
	2000kW以上					32円			8%	8%	8%	80%	80%	80%	
	一般木質・農産物残渣等		24円	24円	24円	24円			4%	4%	4%	80%	80%	80%	
	一般廃棄物・汚泥等		17円	17円	17円	17円			4%	4%	4%	80%	80%	80%	
		リサイクル木材	13円	13円	13円	13円			4%	4%	4%	80%	80%	80%	

* H27(1)は4月1日～6月30日、H27(2)は利潤特別配慮期間終了後の7月1日以降

** 出力制御対応機器設置義務がある場合、35円/kWh

*** 建設及び運転保守のいずれの場合にも船舶等によるアクセス必要なもの

出所：資源エネルギー庁ウェブサイト等に基づき日本エネルギー経済研究所作成

補足3 ドイツのFITにおける太陽光発電導入量の上限措置と買取価格の自動調整

ドイツでは、太陽光発電に対するFITの買取価格を2004年の改定で一旦引き上げ、以降、毎年引き下げたが⁵⁴、導入量が高い水準で推移したことを受け⁵⁵、2012年4月の改正では、買取価格の引き下げの他、一定期間の導入量に応じ、自動的に買取価格を変更する“breathing cap”と呼ばれる仕組みを導入した。

現行法（2014年8月改正）では、同様の仕組みを太陽光、陸上風力及びバイオマスに適用しており、太陽光発電については、年間導入目標量を240～260万kWとし、四半期ごとに導入量の過不足に応じ、あらかじめ決められた低減率（-2.80%～+1.5%）を適用し買取価格を変更している。加えて、導入量が52GW⁵⁶に達した際には補助を廃止すると規定している⁵⁷。

⁵⁴ 2004年改定の買取価格は設備容量に応じ43.4～57.4ユーロセント/kWh、2012年1月時点には18.3～24.2ユーロセント/kWh。

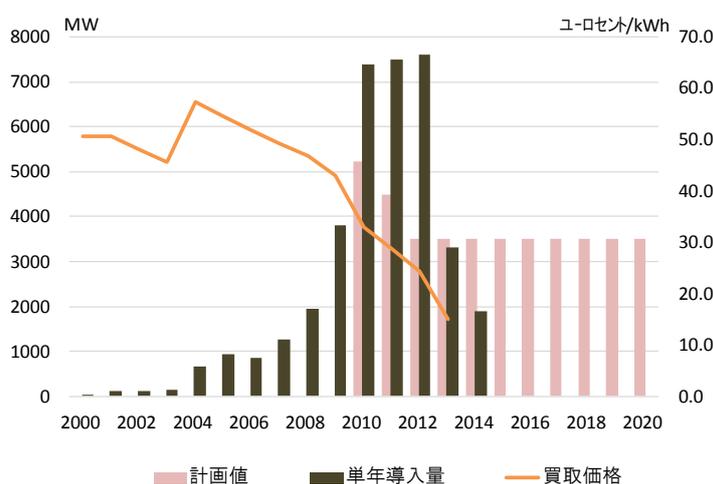
⁵⁵ 2010年以降3年間に亘り太陽光発電の年間導入量が7GW超となった。

⁵⁶ EU指令で課された2020年までの目標達成に向け、国内での導入が計画されている。

⁵⁷ 太陽光以外にも、陸上風力は年間250万kW、バイオマスは同10万kWの上限設定と、買取価格の自動調整措置が規定されている。

こうした措置の実施以降、太陽光発電の導入量は、2013年は330万kW、2014年は190万kWとなり、政府の導入計画（2009年の指令に基づきEUに提出）を下回った。2014年の導入量は2014年の制度改正で定められた年間目標量に届かなかった⁵⁸。

図 10 ドイツにおける太陽光発電設備の単年導入量と導入計画及び買取価格の推移



注：2013年の実績はBSWによる見込み；買取価格は最も高いもののみ抜粋；2010年の計画値はNational Renewable Energy Action Plan (NREAP)の累積の計画値からBMUの2009年の実績値を差し引いた値
出所：買取価格：平成23年度METI委託調査、単年導入量：BSW、計画値：NREAP及びBMU資料より作成

補足4 EUの環境保護・エネルギーに関する国家補助ガイドライン

EUでは「環境保護に関する国家補助ガイドライン」が2008年に策定されたが、近年、加盟国の補助対象がエネルギー分野に拡大してきたことなどを受け、エネルギー分野をカバーしたガイドラインをあらためて策定した（2014年7月1日発効）⁵⁹。ガイドラインは欧州委員会のコミュニケとして出されており、法的拘束力はないが、閣僚レベルで採択されたEUの重要な指針として位置付けられる⁶⁰。

ガイドラインが示す再生可能エネルギー支援策の移行スケジュールは下図のとおりだが、ドイツ等では前倒しでFIPを導入した。

⁵⁸ 買取価格の自動調整により現在（2015年1月より適用）の太陽光発電の買取価格は9.09～12.89ユーロセント/kWhとなっている。RECHARGE, 6 January 2015

⁵⁹ 対象として取り上げられている分野は再生可能エネルギーを含む9分野：①再生可能エネルギー、②省エネルギー（コジェネ、地域連暖房含む）、③資源効率・廃棄物、④炭素の回収・貯留（CCS）、⑤環境税の減免措置・再エネ補助の費用負担減免措置、⑥エネルギーインフラ、⑦電力の容量確保（generation adequacy）、⑧取引可能な証書制度、⑨国外移転。加盟国は、発効後1年以内に国内の施策をガイドラインに沿った内容にすることが求められる。

⁶⁰ 競争総局はこれまでもエネルギー分野の競争について調査を行い、改善策を提言している。例えば2005年6月の調査では、自由化したはずの電力市場の独占状態や価格が高止まりしている要因を分析し、改善策を提言した。欧州駐日代表部、2006年3月7日

図 11 今後の再生可能エネルギー支援策に関するスケジュール

	2014年	2015年	2016年	2017年
	ガイドライン発効	パイロットフェーズ	プレミアム制度の義務化	競争入札制度の義務化
ガイドラインの要求事項	発効後、1年以内に補助制度を適合させる	再エネの計画容量の5%について競争入札による補助を実施	(500kW以上の設備等) 原則としてプレミアム制度	(1MW以上の設備等) 原則として競争入札
各国の裁量	補助策(FIT、FIP等)	補助策(FIT、FIP等)	【FIT可】 風力:3MWまたは3基未満 その他:500kW未満	【プレミアム制度可】 風力:6MWまたは6基未満 その他:1MW未満
				【FIT可】 風力:3MWまたは3基未満 その他:500kW未満

出所：Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 より作成

図 12 ドイツの今後の制度実施スケジュール

設備容量	2014年8月	2015年	2016年	2017年
500kW以上	FIP	FIP 競争入札 (試験導入)	FIP	FIP 競争入札
500kWまで	FIT	FIT		
100kWまで			FIT	FIT

注：FITは、FIPの選択も可能。月ごとにFITまたはFIPの変更可能。

出所：Legal Sources on Renewable Energy (Germany), EU, December 11, 2014 より作成

補足5 イタリアのFIP・入札制度

イタリアでは、2012年より、大規模の再生可能エネルギー発電設備（下表）に対する補助はFIPとすること、及び、プレミアムの基準価格は入札で決めることを規定している。発電事業者は、政府が策定するベースタリフより低い価格で応札することが求められ、市場価格との差額がプレミアムとして支給される⁶¹。ベースタリフは2014年以降毎年2%引き下げられる。FIPの支援対象となる容量には年間の上限が設けられている。補助の適用期間は最短でも20年である。

⁶¹ 平成25年度新エネルギー等促進基礎調査事業報告書

表 3 イタリアにおける競争入札の適用

エネルギー源	設備規模	ベースタリフ ペソ/kWh	期間 年	容量上限 (MW)		
				2013年	2014年	2015年
陸上風力	5MW～	12.7	20	500	500	500
洋上風力	5MW～	16.8	25	650	0	0
地熱	20MW～	8.5	25	40	0	0
水力	10MW～	9.6	30	50	0	0
バイオマス	5MW～	12.2～14.5	20	470	0	0

出所：Legal Sources on Renewable Energy (Italy), EU, November 24, 2014 より作成

補足 6 イギリスにおける CfD の概要

CfD では、再生可能エネルギー発電事業者は、電力の市場販売が義務づけられ、同時に、CfD 締結組織 (CfD Counterparty⁶²) との民間契約として差額決済契約 (CfD) を締結する。CfD は、政府が決定する基準価格 (strike price) と卸電力市場価格 (reference price) との差額を両者間で清算する契約であり、市場価格が基準価格を下回る場合は、発電事業者は基準価格との差額を CfD 締結組織から受け取り、上回る場合は発電事業者が CfD 締結組織に対し支払う。

送電事業者ないし小売事業者の買取義務は規定されていない。ただし、発電事業者にとっての最終的な販売手段として、特定の電力供給事業者に対しバックストップとしての PPA (BPPA : Backstop Power Purchase Agreement) 締結を義務付ける措置 (OLR : Offtaker of Last Resort) が導入されている⁶³。BPPA は、電力の供給事業者の入札により、市場価格より低い価格で締結される⁶⁴。

CfD の契約期間は 15 年間である。再エネ投資のリターンを長期的に安定化すると同時に、過剰な補助を回避し制度コストを抑える狙いがある。また、CfD は政府との直接契約ではないが、政府所有組織を契約相手とすることで、投資家に対する信頼性を高めている。

制度の実施費用 (差額支払いの原資) は、電力事業者が支払う課金 (Supplier Obligation) により賄い、電力事業者は課金負担を電気の需要家に転嫁することが想定されている⁶⁵。ただし、課金には、Levy Control Framework (LCF : 電気料金を通じて発電事業者が受け取ることになる公的な支払い額を政府がモニターしコントロールする仕組み) を通じ、限度が設けられており、CfD を含む補助策は当該予算の上限範囲内でのみ実施される。

⁶² 政府が所有する有限会社 Low Carbon Contracts Company (LCCC) が設立される。

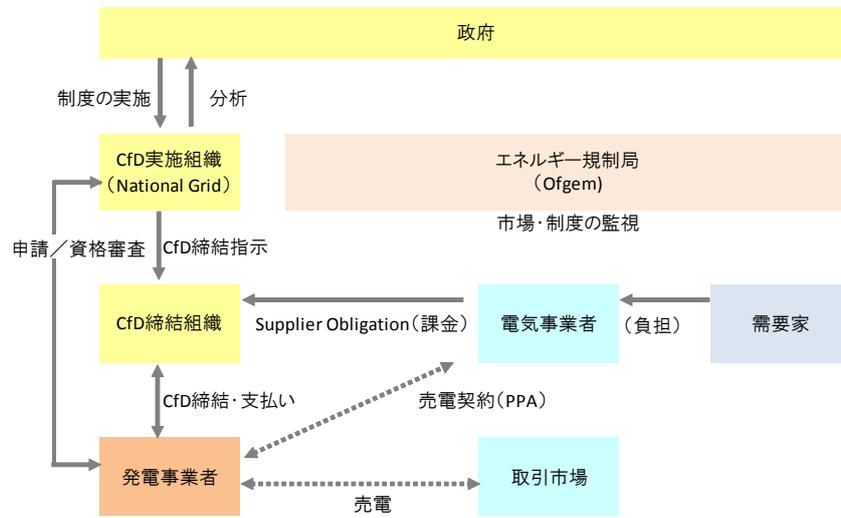
⁶³ DECC, September 2014

<https://www.gov.uk/government/consultations/implementing-the-offtaker-of-last-resort>

⁶⁴ Introduction to the OLR Scheme, Ofgem, April 2015

⁶⁵ Electricity Market Reform: Consultation on Proposals for Implementation, October 2013, DECC, p116

図 13 CfDスキーム



出所：Implementing Electricity Market Reform, DECC, June 2014, DECC に基づき作成