

ヒアリング参考資料 (制度の観点からの検討)

2019年6月10日
資源エネルギー庁

制度の観点から検討すべき論点①

<第13回小委で御議論いただいた論点>

<国民負担の抑制>

- 事業用太陽光発電に対し買取費用総額3.6兆円の約7割が投じられている中、新規案件のコストダウンや既認定案件の適正な導入も含め、**国民負担の抑制に向けどのような打開策を講じていくか。**

<自立化に向けた政策措置>

ヒアリングで深めていただきたい論点

- 現行制度の下、長期にわたる**固定価格での買取義務**や**発電事業者としての然るべき責務の免除**（FITインバランス特例によるインバンスリスクの回避、30日等ルールによる出力制御補償など）により、**電力市場から半ば隔離された状況**で導入が進められ、再生可能エネルギーの電力市場への統合は十分になされて来なかった。
- こうした課題を踏まえつつ、**FIT制度の抜本見直し**においては、再生可能エネルギーの導入が、**国民負担**や**地域偏在性**の観点からも、量・質・コストの面において適正に進むよう、**どのような制度を、それぞれの活用モデルや電源別・成熟段階別にどのように当てはめていくか。**

<第13回小委における主な御意見>

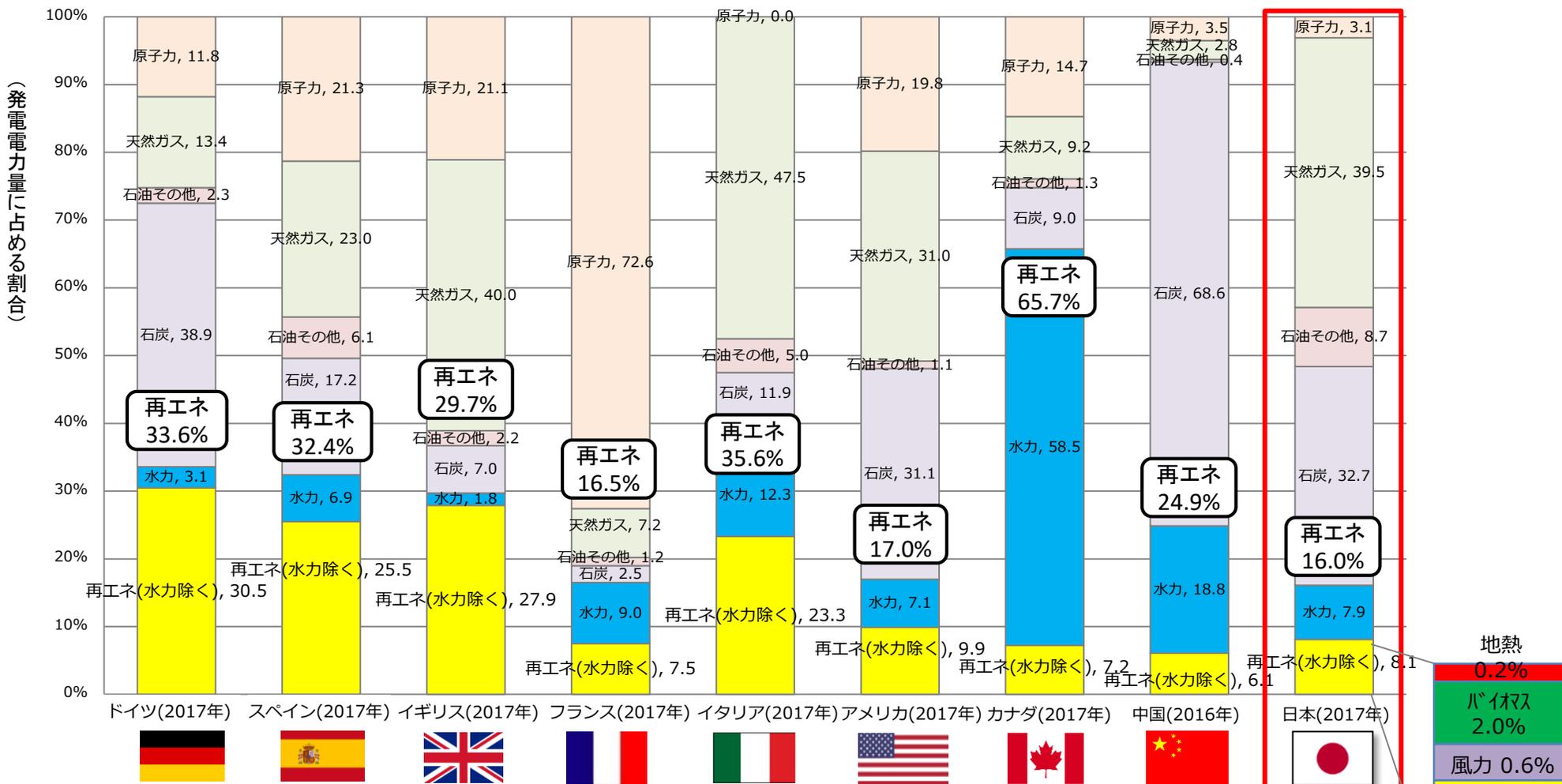
- 市場競争原理を取り入れて、事業の自立性と競争力の向上を図るため、FIP制度へ移行することを検討してはどうか。
- FIP制度を導入する以外にも、大規模な出力制御が起こるエリアについては、春や秋は買取りを停止する、あるいは調達価格を大きく低下させるといった方法もあるのではないか。
- 再エネは限界費用がゼロであり、論理的には必ずスポット市場で約定できると考えられるため、買取義務の必要性についてきちんと議論するべき。
- 再生可能エネルギーを主力電源化するためには、電力市場との統合が大前提。FITインバランス特例制度は早期に廃止して、他の電源と同様に扱うべき。

制度の観点から検討すべき論点②

<第14回小委における主な御意見>

- 小規模の事業用太陽光は、長期的に維持継続して発電してもらうために需給一体型のモデルで成り立つものを支援することが適切であるため、全量買取ではなく、余剰買取とするべきではないか。
- 太陽光は相対的に中小規模の事業者が多い中で、需給一体型のモデルを普及させる上で、電力市場に直接販売していくためには、業界でどのように取り組み、制度側ではどのような対応が必要となるか。
- 市場価格が0円近傍まで下がっているときなど電気の価値が低いときに高い価格で買い取り、下支えすることは政策として不適切であるため、どういったものが太陽光のセーフティーネットとして必要であるかはよく考える必要がある。
- 住宅用太陽光については、現行制度上では電気料金よりも買取価格の方が高いため、自家消費が少ない方が採算性が高い形になっているが、自家消費の方が有利になるような制度設計を考えていただきたい。
- FIT制度の根幹は①買取義務と②収入の予見可能性、③インバンスリスクを負わないことであるが、太陽光は①と③については早期に外しても問題無く、FIP制度によって一定の予見可能性を維持できれば、買取義務は必要無いと理解したが、直ちにFIP制度へ移行しても良いか。
- 風力も買取義務は必要ない時期に差し掛かっており、FIP制度に移行しても良いのではないか。
- FITインバンス特例制度は、海外と比べて極めて遅れており、電力システムの運用を難しくさせている。当該制度を廃止することは、太陽光・風力ともに御理解いただいていると思うが、廃止が難しい理由があれば教えてほしい。
- 地熱は規模別で比較するとコストに大きな開きがあり、特に、出力1,000kW未満の小規模案件は非常に高く、FIT制度からの自立化が難しいと思われるため、中規模以上の案件の支援に注力するべきではないか。
- 地熱の一番のネックは、開発リスクとそれに伴うコストと理解したが、長期安定電源として期待は大きいいため、今後はFIT制度ではなく、開発支援に重点を置くことが適切ではないか。
- 中小水力のエネルギーミックスに対する導入進捗率は他の電源と比較しても高く、また安定電源でコストも安い競争力ある電源であるため、買取義務の必要のないFIP制度へ移行できるのではないか。
- 中小水力は初期費用を支援することで、長期にわたって安価に発電することができるようになると考えられるため、FIT制度ではなく、開発支援にシフトするべきではないか。
- バイオマスについて、林業振興や廃棄物処理はそれぞれの政策分野において支援するべきではないか。エネルギー政策上は、輸入材と国内材の間で差が無いことが原則であり、その外側でそれぞれの意義に応じた支援があるべきではないか。

再生可能エネルギー発電比率の国際比較



主要再エネ ※水力除く	風力 16.4%	風力 18.0%	風力 14.9%	風力 4.4%	太陽光 8.6%	風力 6.1%	風力 4.7%	風力 3.8%	太陽光 5.2%※
目標年	①2025年 ②2035年	2020年	2030年	2030年	2020年	2035年	— (国家レベルでは定めていない)	2020年	2030年
再エネ導入 目標比率	①40~45% ②55~60% 総電力比率	40% 総電力比率	44%(※) 総電力比率	40% 総電力比率	35~38% 総電力比率	80% クリーンエネルギー (原発含む)総電力比率	— (国家レベルでは定めていない)	15% 1次エネルギーに 占める非化石比率	22~24% 総電力比率



※四捨五入の関係で合計が一致しない

(※) 複数存在するシナリオの1つ。

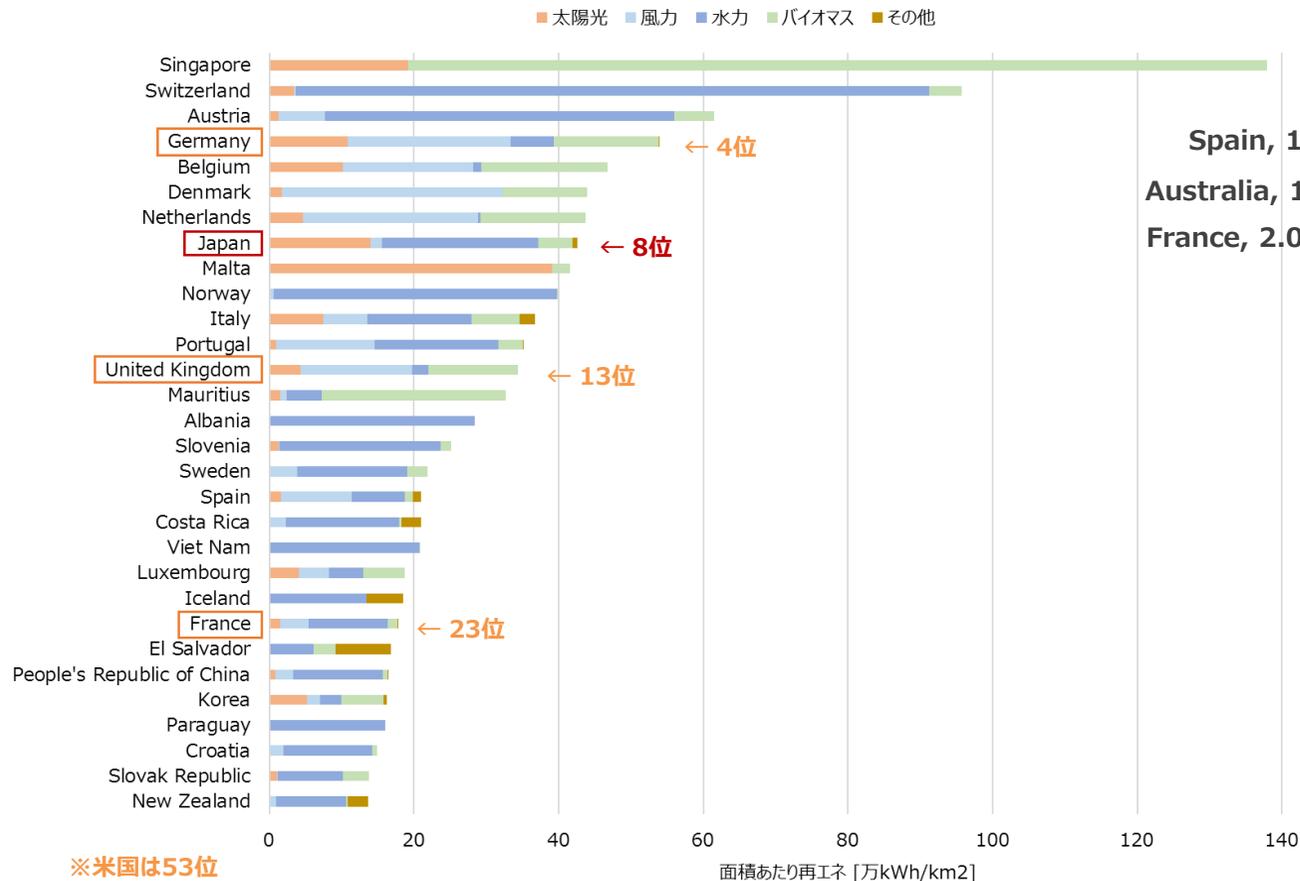
(出典) 資源エネルギー庁調べ。

再生可能エネルギー導入量の国際比較

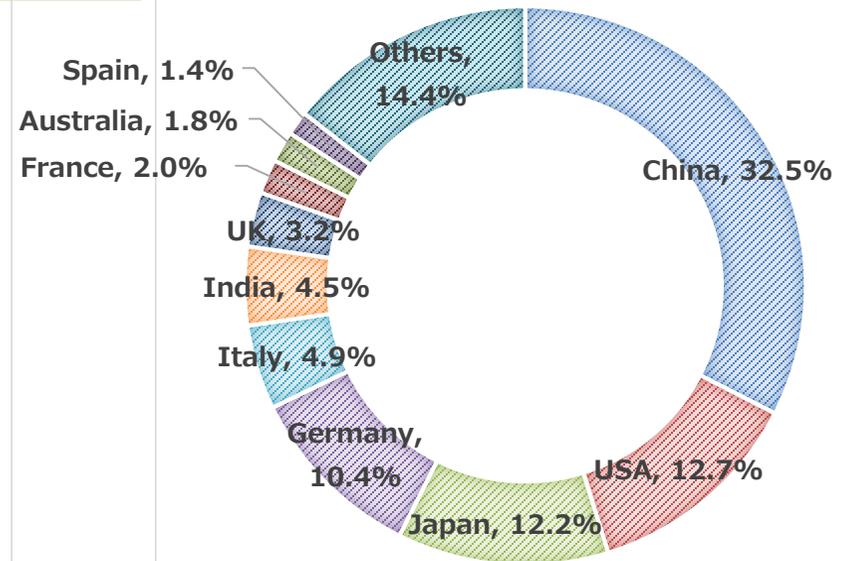
第13回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会 資料1

- 再エネはエネルギー密度が相対的に低く、導入可能量は自然条件・土地条件などに依存。
- 各国の再エネ導入量を機械的に国土面積で割ると、日本は世界第8位の面積当たり再エネ導入量。
- 一方、太陽光発電の導入容量については、日本は世界第3位。

面積当たり再エネ導入量（上位30か国：2016年）



累積太陽光発電設備容量（2017年）



出所：IEA Photovoltaic Power Systems Programme
「Snapshot of Global Photovoltaic Markets 2018」

再生可能エネルギーに関する制度

第13回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会 資料1

- 世界的には、FIT制度のような長期売電支援だけでなく、設備容量に応じた対価を補助する初期投資支援なども含め、様々な制度が存在。

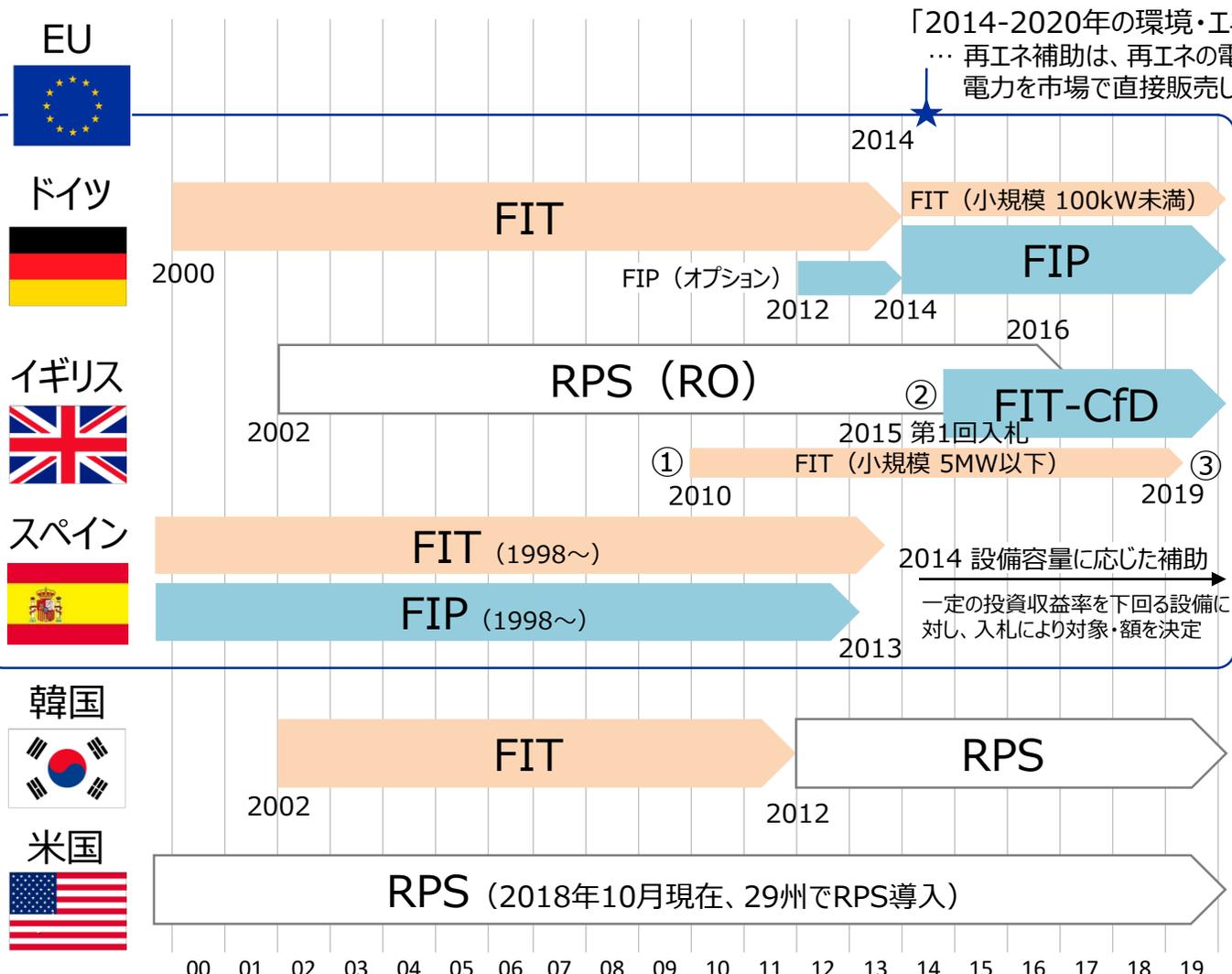
<主な制度（例）>

種類	制度概要	実施国（例）
FIT	一定価格で一定期間買取り	日本、トルコ、ケニア
FIP	市場取引+プレミアム付与	ドイツ、デンマーク
CfD	市場取引+ストライク・プライスと卸電力市場価格との差額を決済	英国
全量買取	送電会社に対し再エネの全量買取を義務付け	中国
ネットメーリング	消費者側設備による余剰電力を消費電力と相殺して精算	米国（州別）、イタリア
RPS	販売電力量に応じ再エネの一定割合の導入を義務付け	米国（州別）、韓国
グリーン証書	電力取扱量に応じ一定割合の証書購入を義務付け	スウェーデン、ノルウェー
排出権取引	事業者別に設定された排出枠を満たす義務	カナダ（州別）、メキシコ
Investment Tax Credit (ITC)	再エネ設備設置費用に対する税金を一部控除	米国
設備容量に応じた補助	収益率一定水準以下の設備に対し設備容量当たりの金額を毎年補助	スペイン

- FIT制度の下では、送配電事業者の買取義務によって売れ残りリスクを回避する仕組みとなっている。一方で、燃料費のかからない（限界費用ゼロの）再生可能エネルギー電源であれば、論理的にはスポット市場で必ず約定できると考えられる。
- FIT制度においては、通常要する費用を基礎にIRRを勘案して算定された調達価格で、長期の調達期間にわたって送配電事業者が再生可能エネルギー電気を買取ることが保証され、投資回収の予見可能性が強固に確保されている。
- FITインバランス特例によって、自由化された電力市場における「計画値同時同量制度」の下においても、FIT発電事業者はインバランスの調整責任を負わない仕組みとなっている。
- 再生可能エネルギーの電源ごと特性や規模等を踏まえると、FIT制度の抜本見直しに当たっては、こうした要素についてどのように考えるべきか。

諸外国の主な再生可能エネルギーに関する制度の変遷

- FIT制度は、世界で広く取り入れられている（取り入れられていた）再エネ制度。
- 一方、世界に先駆けてFIT制度が導入されたEU諸国を中心に、**再エネの市場統合を目的としたFIP制度への移行**や、**国民負担抑制のための制度変更**が進んでいる。



「2014-2020年の環境・エネルギー関連の国庫補助金に関する新たなガイドンス」
 … 再エネ補助は、再エネの電力市場への統合に貢献すべきであり、受益者は自社の電力を市場で直接販売し、市場の義務に従うことが重要

<制度移行理由>

- 再エネの市場統合の推進
- ① RO制度が複雑等の理由により、小規模電源の導入が進まず
- ② 国民負担増大により市場メカニズムが働く制度へ
 ※確立済技術区分（太陽光、陸上風力、水力等）は第2回以降入札では対象にならず
- ③ 国民負担増大
- 電気料金規制の下での賦課金徴収不足による電力会社赤字拡大
- 競争誘発による技術革新とコスト低減
- 目標達成の確実性
- 政府財源の逼迫
- 連邦政府による包括的な法律はない
 ※連邦政府による再エネ政策は税制優遇措置中心

(参考) ドイツ：直接販売+プレミアム価格制度（2012年導入）

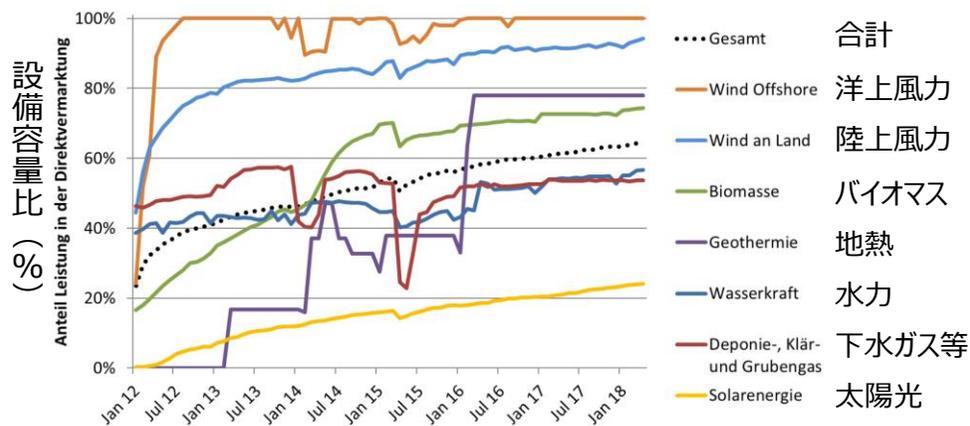
第1回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会 資料3（一部加工）

- ドイツでは、再生可能エネルギーの市場への統合を図る方針の下、再生可能エネルギー電気の直接販売を促進するため、再生可能エネルギー発電事業者が卸電力市場または相対取引で直接売電し、売電価格に加えて、市場プレミアム（あらかじめ定められた基準価格（FIT制度でいう買取価格）と平均市場価格の差額）が補填される制度を、2012年から導入。
- 2014年8月の改正法により、一定規模以上の新規の再生可能エネルギー発電設備については、直接販売及び市場プレミアム制度の適用を段階的に義務化。

2012年に市場プレミアム制度を導入後、風力、バイオマス発電を中心として直接販売への移行が進み、2019年1月時点の直接販売の状況は以下のとおり。

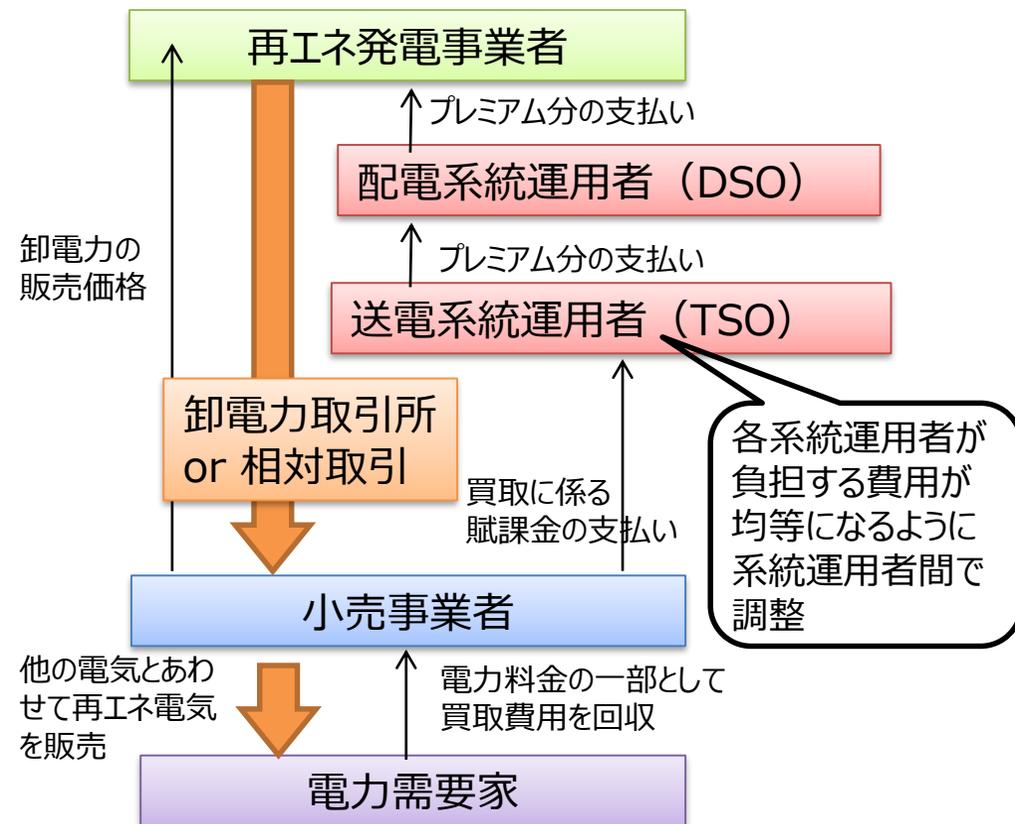
陸上風力	49,724MW	(支援対象設備容量の約94%)
洋上風力	6,571MW	(支援対象設備容量の100%)
バイオマス	6,054MW	(支援対象設備容量の約76%)
水力	716MW	(支援対象設備容量の約45%)
太陽光	11,926MW	(支援対象設備容量の約26%)

支援対象設備容量に占める直接販売された出力の比率（2018年1月時点）



出所：連邦経済・エネルギー省資料

直接販売及び市場プレミアムの電力・賦課金フロー



日本における調達価格の推移

急速なコストダウンが見込まれる電源

地域との共生を図りつつ緩やかに自立化に向かう電源

電源【調達期間】	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	価格目標	
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	40円	36円	32円	29円 27円※1	24円	入札制 (2,000kW以上)		入札制 (500kW以上) 14円 (10kW以上500kW未満)			7円 (2025年)	
				※1 7/1~ (利潤配慮期間終了後)		21円 (10kW以上2,000kW未満)	18円 (10kW以上2,000kW未満)					
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※2	31円 33円※2	28円 30円※2	26円 28円※2	24円 26円※2			卸電力市場価格 (2025年)	
				22円(20kW以上) ※3		21円 (20kW以上) ※3	20円 ※3	19円 ※3	18円 ※3		8~9円 (2030年)	
				55円(20kW未満)		36円(着床式) ※4一般海域利用ルールの適用案件は、入札制移行。						
				36円(洋上風力(着床式・浮体式))		36円(浮体式)						
バイオマス 【20年】	24円(バイオマス液体燃料)					24円 (20,000kW以上)	21円 (20,000kW未満)	入札制	入札制			
	24円(一般木材等)					24円 (20,000kW以上)	21円 (20,000kW未満)			入札制 (10,000kW以上)	入札制 (10,000kW以上)	
						24円 (20,000kW未満)		24円 (10,000kW未満)	24円 (10,000kW未満)			
	※6 ※7			32円(未利用材)		40円(2,000kW未満)				40円		
						32円(2,000kW以上)				32円		
						13円(建設資材廃棄物)				13円		
						17円(一般廃棄物その他バイオマス)				17円		
					39円(メタン発酵バイオガス発電 ※7)				39円			
地熱 【15年】						26円(15,000kW以上) ※3				26円		
						40円(15,000kW未満) ※3				40円		
水力 【20年】	24円(1,000kW以上30,000kW未満) ※3					24円	20円(5,000kW以上30,000kW未満) ※3		20円			
						27円(1,000kW以上5,000kW未満) ※3				27円		
						29円(200kW以上1,000kW未満) ※3				29円		
					34円(200kW未満) ※3				34円			

FIT制度からの中長期的な自立化を目指す

※3 風力・地熱・水力のリブレースについては、別途、新規認定より低い買取価格を適用。
 ※5 新規燃料は、副産物も含めて、持続可能性に関する専門的・技術的な検討において持続可能性の確認方法が決定されたもののみをFIT制度の対象とし、この専門的・技術的な検討の結果を踏まえ、調達価格等算定委員会で取扱いを検討。
 ※6 石炭混焼案件について、一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物との混焼を行うものは、2019年度よりFIT制度の新規認定対象とならないことを明確化し、2018年度以前に既に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外す。一般廃棄物その他バイオマスとの混焼を行うものは、2021年度よりFIT制度の新規認定対象から除き、2020年度以前に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外す。
 ※7 主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電は、具体的な事業計画に基づく詳細なコストデータが得られるまでの当面の間、FIT制度の新規認定を行わない。

今次の検討のフレームワーク

- FIT制度がもたらした成果と課題を踏まえると、それぞれの電源の特性や置かれた現状をよく見極めながら、我が国エネルギー供給の一翼を担う責任ある長期安定的な電源となるための枠組みとともに、再生可能エネルギーが電力システムに適正に受け入れられるような事業環境を構築していく必要があるのではないか。
- こうしたFIT制度の抜本見直しを含むPost-FITの再生可能エネルギー政策の在り方については、以下のようなフレームワークの下で検討を進めていくこととしてはどうか。

検討の視点

電源の特性に応じた 制度の在り方

- 電源の特性に応じた効果的な政策措置
- 主力電源にふさわしいコスト低減と電力市場への統合
- 既認定案件の適正な導入と新規開発の促進
- 地域と共生する分散型エネルギー供給構造の構築

適正な事業規律

- 長期安定的な事業運営の確保
- 適切な廃棄を含めた責任ある事業実施
- FIT期間終了後の再エネ事業継続・拡大の確保

次世代電力NW への転換

- 再生可能エネルギーの適地偏在性への対応
- NW整備に対する適正な費用負担
- NW運用において再エネ発電事業が果たす役割

- 先行してFIT制度を導入した諸外国においてはFITからの制度移行が進んでいるが、我が国においても、FIT制度がもたらした成果と課題を踏まえ、FIT制度を残すのか、新たな制度の構築を含め政策の転換を図るのか等について、前述のフレームワークに基づき丁寧な検討を行っていく必要がある。
- こうした検討は、以下 3つの視点を基本原則とし、これを念頭に置いて進めていくこととしてはどうか。



制度設計の基本3原則

① 更なるコストダウン
と国民負担の抑制

② 長期安定

③ 電力システムとの統合
と変容する需要への適合