

再生可能エネルギーの導入状況と固定価格買取 制度見直しに関する検討状況について

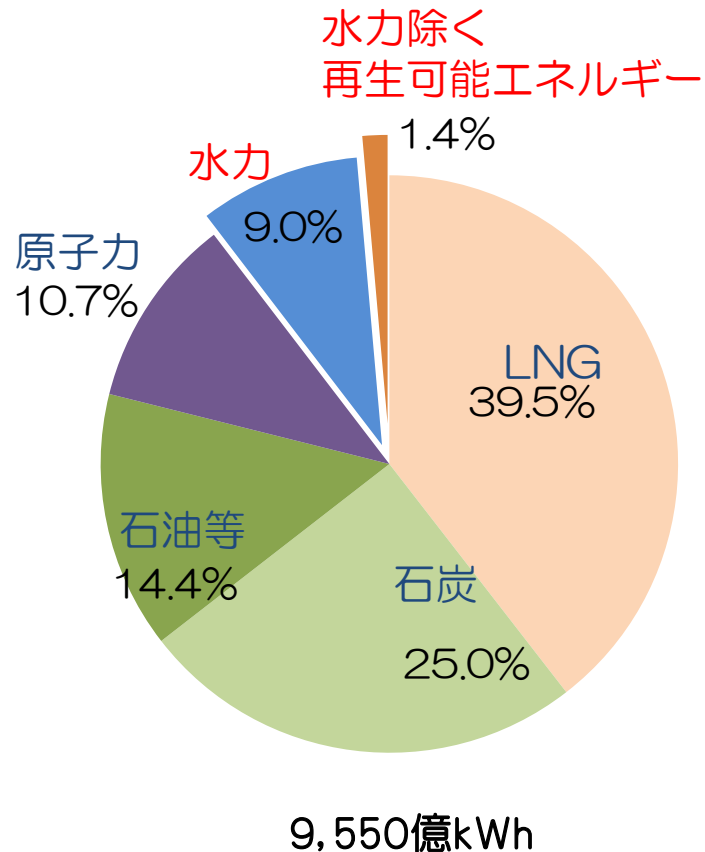
平成28年1月
資源エネルギー庁

I. 再生可能エネルギーの導入動向と 固定価格買取制度の運用状況について

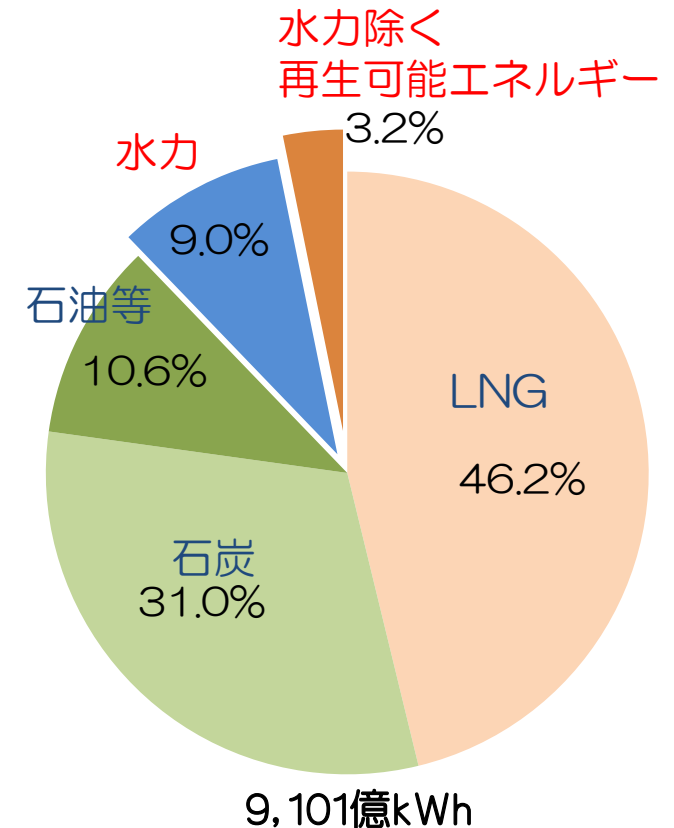
再生可能エネルギーの導入状況について①

- 以前から我が国において開発が進んできた水力を除く再生可能エネルギーの全体の発電量に占める割合は、1.4%（平成23年度）から、固定価格買取制度導入後の約3年間で、3.2%（平成26年度）に増加（水力を含めると、約1割を占める）。

【発電電力量の構成(平成23年度)】



【発電電力量の構成(平成26年度)】



再生可能エネルギーの導入状況について②

- 固定価格買取制度開始後、平成27年9月時点で、新たに運転を開始した設備は2365万kW。制度開始後、認定された容量のうち、運転開始済量の割合は約28%。
- 制度開始後の導入量、認定量ともに太陽光が9割以上を占める。

＜2015年9月末時点における再生可能エネルギー発電設備の導入状況＞

設備導入量（運転を開始したもの）			認定容量
再生可能エネルギー発電設備の種類	固定価格買取制度導入前	固定価格買取制度導入後	平成24年7月～平成27年9月末までの認定量
	平成24年6月末までの累積導入量	平成24年7月～平成27年9月末までの導入量	
太陽光（住宅）	約470万kW	352.3万kW	418万kW
太陽光（非住宅）	約90万kW	1928.8万kW	7,558万kW
風力	約260万kW	36.5万kW	233万kW
地熱	約50万kW	0.9万kW	7万kW
中小水力	約960万kW	200kW未満	2万kW
		2000-1000kW未満	6万kW
		1000-3万kW未満	63万kW
		合計	71万kW
バイオマス	約230万kW	未利用材	38万kW
		一般材	194万kW
		リサイクル材	1万kW
		廃棄物・木質以外	30万kW
		メタンガス	4万kW
合計	合計	268万kW	
合計	約2,060万kW	2,365万kW	8,555万kW

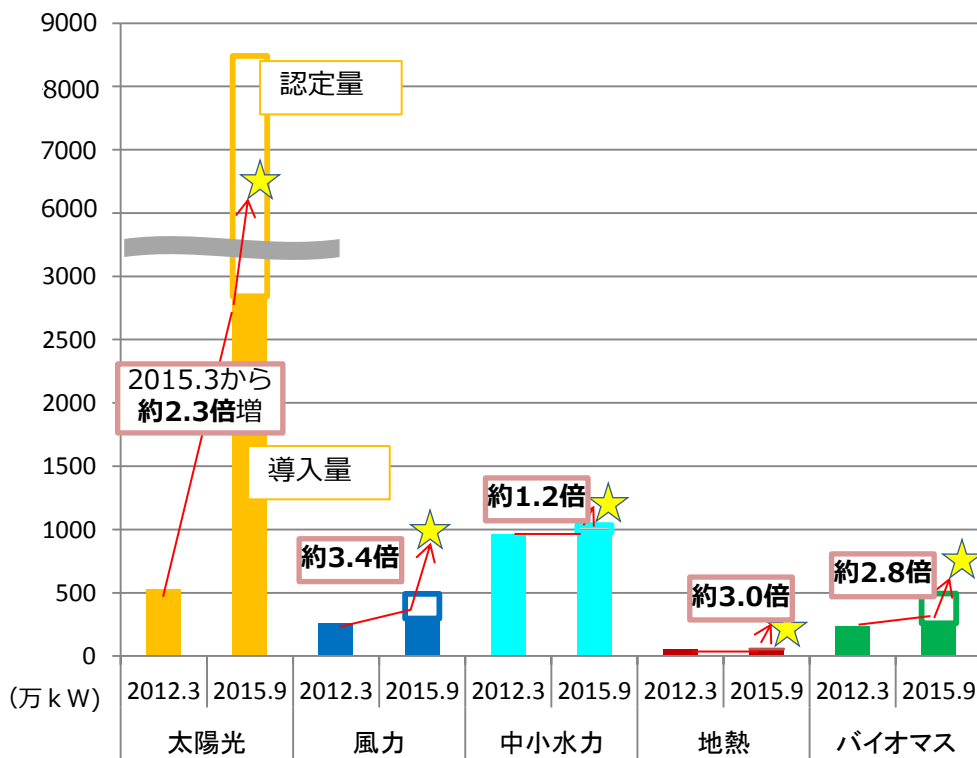
※ バイオマスは、認定時のバイオマス比率を乗じて得た推計値を集計。

※ 各内訳ごとに、四捨五入しているため、合計において一致しない場合がある。

エネルギーミックスの実現に向けて

- 2030年のエネルギーミックスで示された再生可能エネルギーの導入水準（22～24%）を達成するために必要な各電源の設備容量と、現時点（2015年9月末）の導入量・認定量を比較すると、太陽光については、既に認定量がエネルギーミックスで示された設備容量を超過してしまっている。
- 他方、太陽光以外については、特に風力・バイオマスを中心に認定量は増えているものの、エネルギーミックスで示された水準からはまだ開きがある。

各電源の導入量・認定量と2030年の導入見込量



	太陽光	風力	中小水力	地熱	バイオマス
FIT前 (2012.3)	531	256	963	54	231
現在(A) (2015.9)	2841	296	976	52	259
ミックス(B) (2030)	6400	1000	1084～ 1155	140～155	602～728
B(最大)/A	約2.3倍	約3.4倍	約1.2倍	約3.0倍	約2.8倍
認定量 (2015.9)	7976	233	71	7	268

(万kW)

※・エネルギーミックスにおいては、中小水力発電の既導入設備容量を示してはいないが、ここでは出力別包蔵水力調査データにエネルギーミックスで示された追加導入見込量（+150～201万kW）を合算して算出した。
・太陽光発電と風力発電については、出力制御の状況等によって導入量は変わらう。

各再生可能エネルギー発電設備の開発期間等

- 各電源の開発に要する期間及び事業フローを比較すると、太陽光以外の電源は、事業開始に向けて環境影響評価や地元調整等が発生するため、開発に相当の時間を要する。他方、太陽光は住宅用が2～3ヶ月、メガソーラーが1年程度と開発期間が短いことが分かる。

【各再生可能エネルギー発電設備の開発期間等】

電源	期間	主な開発フロー
太陽光 (住宅用)	2～3ヶ月程度	契約手続き、設置工事、系統接続等を合わせて2～3ヶ月程度。
太陽光 (メガソーラー)	1年前後 (特高案件で2年程度)	①系統連系協議、②電気事業法等の手続き業務③建設工事、④使用前安全管理検査を併せて1年前後。
陸上風力	5～8年程度	①風況調査②環境影響評価、系統連系協議、③電気事業法等に係る手続き業務④建設工事、⑤使用前安全管理検査を併せて5～8年程度。
バイオマス (木質専焼)	4～5年程度	①立地調査・資源量調査②環境影響評価、系統連系協議、③廃掃法上の手続き業務、④電気事業法等に係る手続き業務、⑤建設工事、⑤使用前安全管理検査を併せて4～5年程度。
地熱	11～13年程度	机上検討、予備調査を除き、①資源量調査(これまで NEDO 等が一定程度まで実施)、②許認可手続き・地元調整、③建設(3～4年)を併せて11～13年程度。
小水力	3～5年程度	①地元調整②水利権使用許可申請③環境影響評価、系統連系協議、④電気事業法等に係る手続き業務⑤建設工事、⑥使用前安全管理検査等を合わせて3～5年程度。 ※流量調査から必要な「新規設置」なのか、そのデータは既にあり使用可能なのか、地元地権者との交渉の要・不要及びそれに係る期間、環境調査の要・不要など、色々な要素があり一概には言えない点に留意。流量調査が必要な場合は更に数年～10年。

平成27年度調達価格及び調達期間について

電源	調達区分	1kWhあたり調達価格		調達期間
		出力制御 対応機器 設置義務 なし	出力制御 対応機器 設置義務 あり	
太陽光	10kW未満 (余剰買取)	33円	35円	10年間

電源	調達区分	1kWhあたり調達価格		調達期間
		H27年 4/1-6/30	H27年 7/1-	
太陽光	10kW以上	29円＋税	27円＋税	20年間

(参考)過去の太陽光の調達価格

10kW以上(税抜): **40円**(H24年度)⇒**36円**(H25年度)⇒**32円**(H26年度)

10kW未満 : **42円**(H24年度)⇒**38円**(H25年度)⇒**37円**(H26年度)

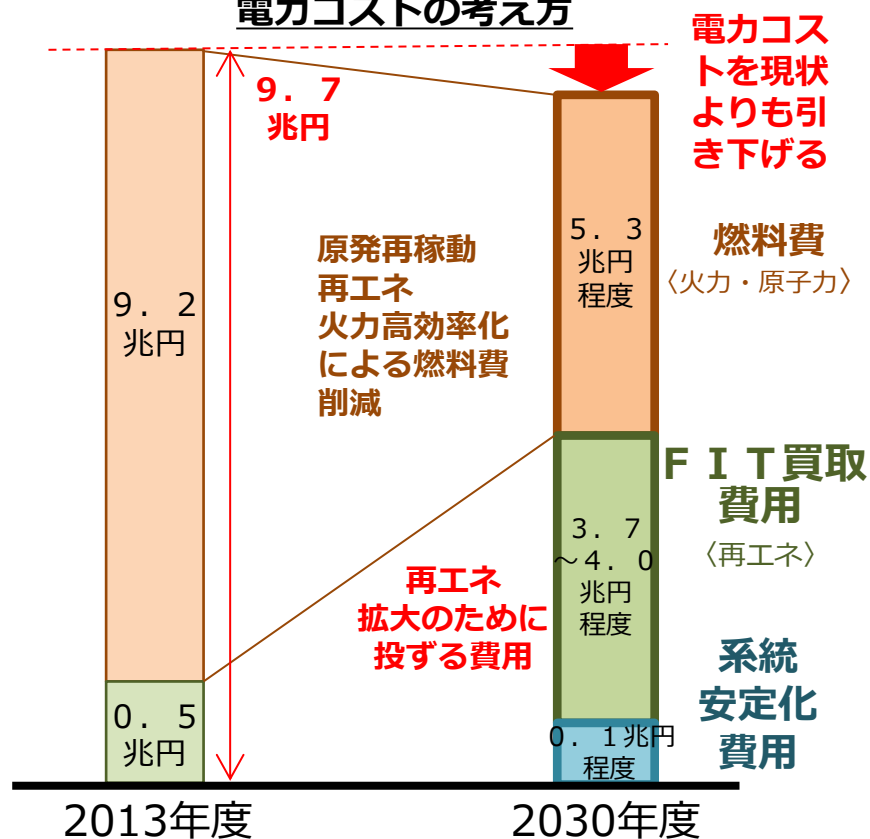
電源	調達区分	1kWhあたり調達価格	調達期間
風力	20kW以上 (陸上風力)	22円＋税	20年間
	20kW以上 (洋上風力)	36円＋税	20年間
	20kW未満	55円＋税	20年間
地熱	15,000kW以上	26円＋税	15年間
	15,000kW未満	40円＋税	15年間

電源	調達区分	1kWhあたり調達価格		調達期間
水力	1,000kW以上 30,000kW未満	24円＋税		20年間
	200kW以上 1,000kW未満	29円＋税		20年間
	200kW未満	34円＋税		20年間
水力(既設 導水路活 用型)	1,000kW以上 30,000kW未満	14円＋税		20年間
	200kW以上 1,000kW未満	21円＋税		20年間
	200kW未満	25円＋税		20年間
バイオマス	メタン発酵 ガス化発電	39円＋税		20年間
	未利用木材 燃焼発電	2,000kW以上	32円＋税	20年間
		2,000kW未満	40円＋税	20年間
	一般木材等 燃焼発電	24円＋税		20年間
	廃棄物 燃焼発電	17円＋税		20年間
リサイクル 木材燃焼 発電	13円＋税		20年間	

国民負担を踏まえた効率的な導入

- エネルギーミックスの検討においては、電力コストを現状より引き下げた上で、再生可能エネルギー拡大のために投ずる費用（買取費用）を3.7～4.0兆円と設定しているところ。
- 固定価格買取制度の開始後、既に3年間で買取費用は約1.8兆円（賦課金は約1.3兆円）に達しており、再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立を図るべく、コスト効率的な導入拡大が必要。

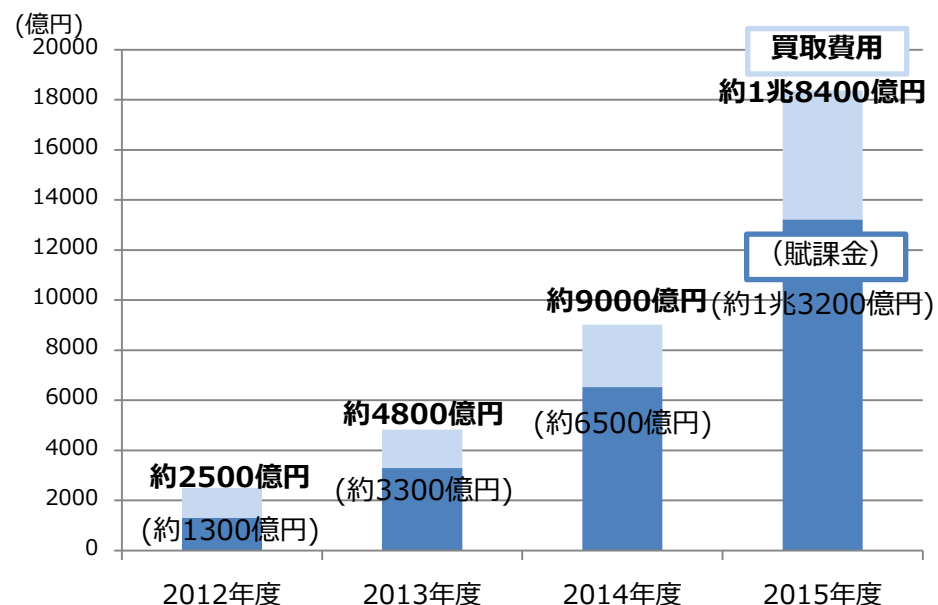
エネルギーミックスにおける 電力コストの考え方



(注) 再エネの導入に伴って生じるコストは買取費用を計上している。
これは回避可能費用も含んでいるが、その分燃料費は小さくなっている。

出典：「長期エネルギー需給見通し関連資料」より

固定価格買取制度導入後の賦課金の推移



	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度
賦課金 単価 (標準家 庭月額)	0.22 円/kWh (66円/月)	0.35 円/kWh (105円/月)	0.75 円/kWh (225円/月)	1.58 円/kWh (474円/月)

出典：資源エネルギー庁作成

Ⅱ．固定価格買取制度見直しの 検討状況について

価格決定方式に関する報告書（案）のポイント

【コスト効率的な導入】

- 再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立を図るためにはコスト効率的な導入拡大が必要であり、特に導入とコスト低減が進んでいる電源については、早期の自立化に向けて、事業者のコスト低減を促すよう買取価格を設定する仕組みとすることが必要。
- 中長期的には、更なる発電の高効率化・低コスト化、制御技術の高度化等に向けた技術開発を併せて推進することが必要。
 - ① 中長期的な買取価格目標の設定
 - ▶ 将来の買取価格についての予見可能性を向上させるとともに、その目標に向けた事業者の努力やイノベーションによる**コスト低減を促す観点から、電源毎に中長期的な買取価格の目標を示す**ことが必要。
 - ② コスト低減や事業者の競争を促す買取価格決定方
 - ▶ **① トップランナー方式、② 価格低減スケジュール方式、③ 導入量に応じた価格低減方式、④ 入札方式など、導入実態を踏まえて最適な方式を選択**して運用できる柔軟な仕組みとすべき。

【リードタイムの長い電源の導入促進】

- FIT制度の開始後、風力発電・地熱発電・水力発電のようにリードタイムの長い電源の導入は進んでいない。これらの電源は、事業化判断の後、発電設備等の詳細が最終的に確定し、FIT認定を得られるまでに長期間を要するため、適用される買取価格が決定しないまま、事業の具体化（環境アセスメントや地元調整）を進めざるを得ないのが現状であり、対応する措置や検討を行っていくことが必要。
 - ① 数年先の認定案件の買取価格決定
 - ▶ リードタイムが長い電源について、事業の予見可能性をより一層高め、事業化決定を促す観点から、FIT制度上、翌年度分の買取価格だけでなく、**リードタイムに応じて数年先（2～5年程度）の認定案件の買取価格まで予め決定**することを可能とする仕組みとすべき。

価格決定方式に関する報告書（案）のポイント

【電源別事項】

■ 事業用太陽光発電

- FIT制度施行により急激な導入拡大が進んでおり、コスト効率的な事業者の導入を促すため、**トップランナー方式を採用**しつつ、事業者間の競争を通じた更なる価格低減を実現するため、大規模な発電設備から**入札制度を活用**すべき。

■ 住宅用太陽光発電（10kW未満の太陽光発電）

- 自家消費を除いた余剰電力を売電する住宅への導入を行う制度であり、競争入札に馴染まないことから、予め**価格低減スケジュールを設定する方式を採用**すべき。

■ 風力発電

- 海外との自然環境の差等にも留意しつつ、建設コストを引き下げる事業者の努力を促すような買取価格の仕組みとして、**中長期的な買取価格の引き下げスケジュールを決定する買取価格決定方式を採用**すべき。

■ 地熱発電・中小水力発電

- リードタイムが長く初期投資が大きい電源であることに加え、将来のコスト低下を見込むことが難しいため、市場拡大に伴うコスト低減を目指すFIT制度よりは、**初期投資への補助等による支援制度が望ましいという意見**あり。FIT制度は事業者の予見可能性の向上等の効果もあるため、各電源の特性も踏まえ、**初期投資への支援制度を拡充することについて引き続き検討**していくことが必要。

■ バイオマス発電

- 燃料費がコストの7割を占める木質バイオマス発電を始め、バイオマス発電の導入には、安定的な燃料調達が最大の課題であり、**国内での自立的かつ持続的な燃料調達に向けた支援の強化**を図るべき。

数年先の認定案件の買取価格を予め決定する方式

<数年先の認定案件の買取価格を予め決定する意義>

- 風力・地熱・水力など、リードタイムが長い電源の場合、事業化決定後も、適用される買取価格が決定していないリスクを負いながら、事業の具体化（環境アセスメントや地元調整等）を進めざるをえないのが現状。数年先の認定案件の買取価格を決定することで事業化決定のリスクが軽減されることとなり、開発促進に繋がることが期待されるのではないか。他方、太陽光について数年先の認定案件の買取価格（価格の引き下げ）を決定する場合、事業者にとっての予見可能性が向上することで、コスト低減への努力が促される一方で、価格水準によっては、想定以上に導入が進み、国民負担の上昇を踏む懸念あり。
- なお、欧州のFIT制度等においては、近時導入された入札制度を除き、毎年度買取価格を決定する仕組みは採用されていない。

<買取価格の決定時期>

- 買取価格決定時を「運転開始時」とした場合、リードタイムの長い電源にとって、価格決定時期が現行制度よりも数年分遅れることになり、事業リスクが大幅に上昇するなどの問題が生じることから、「認定時」が適当ではないか。

<事業化決定からFIT認定・運転開始までに要する標準的な期間等>

電源	事業化決定～FIT認定	FIT認定～運転開始
地熱 (30,000kW)	3～4年（環境アセスメント） ※規制改革により半減を目指す。	3～4年
風力 (20,000kW)	3～4年（環境アセスメント） ※規制改革により半減を目指す。	1～3年
中小水力 (1,000kW)	3年（地元調整等）	～5年
バイオマス（木質5,000kW）	1年（詳細設計等）	2～3年
太陽光 (10,000kW)	1年	1年～1年半

買取価格の決定時期

（1）風力、地熱、水力、バイオマス

- 「運転開始時」とした場合、非常に長期間価格が決定されず、事業化が困難となる。他方、これに対応するために5～10年先の長い期間の価格決定も非現実的。
- 「認定時」とした上で、電源の実態にあわせ、2～5年程度の期間の価格決定を行うことが適当ではないか。

（2）太陽光

- 数年先の認定案件の買取価格（引き下げ）を予め決定する場合は、「運転開始時」又は「認定時」。他方、数年先の決定を行わない（毎年度決定）場合、「運転開始時」では将来の見通しが立たず、「認定時」の方が適当。
- I-3.(2)の議論と併せて検討することが必要ではないか。

コスト効率的な導入を促す価格決定方式

<現状と課題>

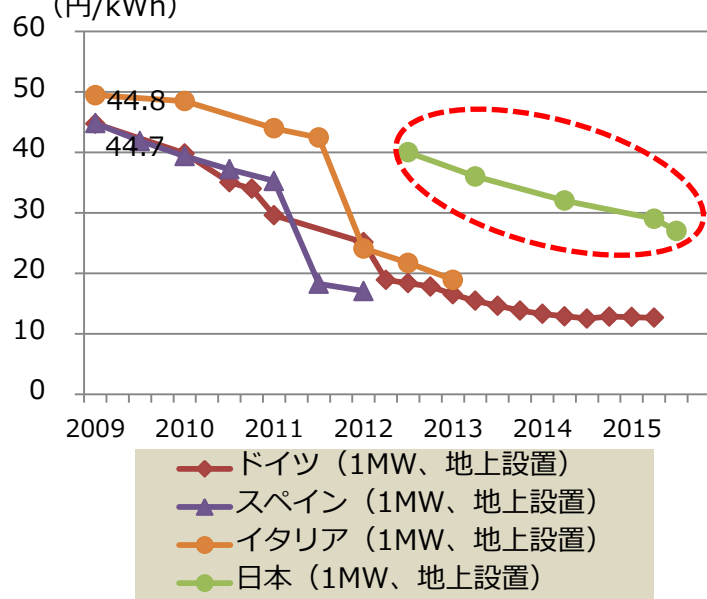
- 太陽光では導入が急速に進んでおり、現行制度では以下のような状況が生じている。
 - i. 太陽光システム価格は市場拡大により低下してきたが、設備費用、工事費用とも日本のコストは欧米に比べ高く、買取価格も欧州に比べ高い水準（制度当初から二倍程度）に留まっている。
 - ii. 最終的な利益(IRR)にはプロジェクトごとに大きな開きが存在し、事業者・案件によりコスト効率性に差が存在。
- 早期の自立電源化を目指して、コスト効率的な事業者の参入を優先させ、事業者のコスト低減努力をより一層促進するためには、海外の事例も参考にしつつ、コスト効率的な導入を促す買取価格決定方式へ移行すべきではないか。

<対応策の案>

- A. 現行価格決定方式の厳格化（トップランナー方式）
- B. 一定比率で毎年価格を低減させる方式
- C. 導入量に応じて価格低減率を変化させる方式
- D. 市場競争を通じた価格決定方式（入札制）

<太陽光発電買取価格の国際比較>

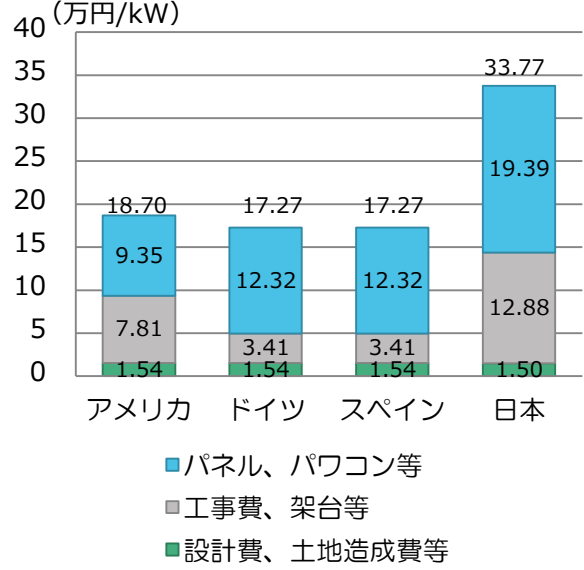
～日本の買取価格は国際的に高い～



第12回 新エネルギー小委員会より

<太陽光発電システムの導入費用国際比較 (2014年)>

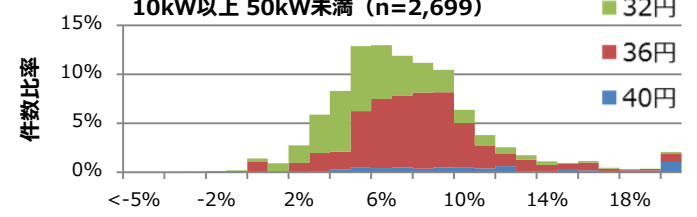
～パネル費用なども国際水準に比べ高止まり～



第12回 新エネルギー小委員会より

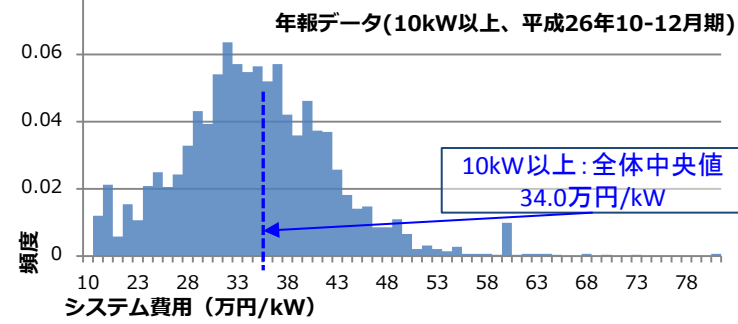
<太陽光発電のIRRの分布>

～収益性のバラつきが大きい～



<太陽光発電のシステム費用の分布>

～コストのバラツキが大きい～



10kW以上: 全体中央値
34.0万円/kW

価格決定方式に関する各案の論点

A. 現行価格決定方式の運用厳格化（トップランナー方式）

- 事業者にとって、年度毎に価格が決定されるため、予見可能性が低い。
- 直近（前年）の導入量やコスト実績データを踏まえて価格決定するため柔軟な対応が可能。他方、価格の設定を誤ると、急速な導入拡大や急激な導入停滞を生む恐れがある。

B. 価格低減率を予め決定する方式

- 事業者にとって、将来の価格が見通せるため、予見可能性が高い。このため、事業者によるコスト低減努力、イノベーションを促しやすい。
- 技術革新やコスト変化が著しい場合、将来を見通した価格低減率の設定は難しい。

C. 導入量に応じて価格低減率を変動させる方式

- 理論的には導入実績に応じた価格決定の実現を目指す仕組み。
- 導入量と低減率、2つの要素を決める必要がある。適正な数値を設定するのは難しく、事業者にとって導入量を予見することは困難であり、買取価格に関する予見可能性が低い。

D. 入札方式

- 事業者にとって、（自分で決めた入札額に基づくため）買取価格は予見可能となるが、そもそも落札できないリスクが生じる。
- 競争を通じてコスト効率的な事業者から導入が進むことが期待される。

- ドイツでは、2002年から価格低減率方式を設定していたが、太陽光導入の急拡大と賦課金上昇を受けて、国民負担抑制を図る観点から、2009年から導入量に応じて価格低減率を変化させる方式に変更。さらに、2015年からは入札制度に移行。

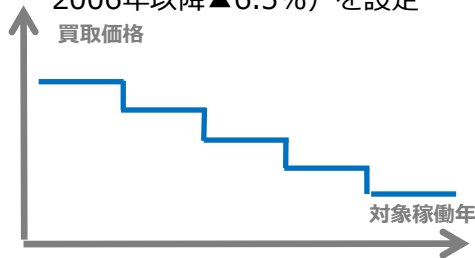


**価格維持方式
(2000~01年)**

- 2000年4月、再生可能エネルギー法により、50.62ユーロセント/kWhと規定（20年間適用。法改正を行わない限り、買取費用は変動せず。）

**一定比率で毎年価格を低減させる方式
(2002年~08年)**

- 長期的に一定年率の価格低減（建物固定は年▲5%、地上設置は2006年以降▲6.5%）を設定



100kWの太陽光発電（建物固定）
 2004年:54ユーロセント/kWh
 2005年:51.30ユーロセント/kWh
 2006年:48.74ユーロセント/kWh
 2008年:46.30ユーロセント/kWh
 2009年:43.99ユーロセント/kWh

**導入量に応じて価格低減率を変化させる方式
(2009年から)**

- 直近1年間の太陽光発電導入総量に応じて、買取価格を低減する仕組みを導入。ドイツは年間2.5GWの導入を想定。

年間新規容量	適用月低減率	年間新規容量	適用月低減率
7.5.GW超	2.8%	2.6~3.5GW	1.0%
6.5~7.5GW	2.5%	2.4~2.6GW	0.5%
5.5~6.5GW	2.2%	1.5~2.4GW	0.25%
4.5~5.5GW	1.8%	1.0~1.5GW	0%
3.5~4.5GW	1.4%	~1.0GW	-0.5%

- 直近の導入量が想定より多い場合には、価格低減率が上昇するのに対し、想定よりも少ない場合には買取価格の上昇もあり得る。

**入札方式
(2015年から試験導入)**

- 事業者が支援を受ける価格水準について入札し、応札札が安い順に落札。ドイツでは2015年より太陽光発電地上設備向けの入札方式を実施。

年	入札期限・規模
2015年	<ul style="list-style-type: none"> 2015年4月15日:150MW 2015年8月1日:150MW 2015年12月1日:200MW 合計:500MW ※2016年は400MW, 2017年は300MW

- 落札プロジェクトへの支援額はpay as bid方式。ただし2015年8月、12月の入札では試験的にuniform pricing方式を採用。

(参考) 欧州における太陽光発電に関するFIT制度等の変遷

■ 欧州では、2000年代後半の太陽光パネルのコストの急速な価格低下の中で、各国のFIT等の支援制度は、太陽光発電の大量導入と国民負担増の問題に直面し、入札制導入など大幅な制度の見直しや制度の停止に至る。

<p>ドイツ (2000年～)</p> 	<p>2000～01年 ・価格維持 ・累積容量上限を設定(350MWとしたが、2003年に撤廃)</p>	<p>2002～08年 ・長期的に一定比率の低減率(年▲5～6.5%)を設定</p>	<p>2009年～ ・直近導入量に応じた低減率導入(2009年より1年毎、2012年1月より半年毎、2012年4月より月毎) ・年間導入量を2.5Gに改正</p>	<p>2012年4月 ・累積容量上限52GWを設定。</p>	<p>2015年～ ・地上設置型太陽光は、入札に移行(年3回実施)</p>	
<p>スペイン (1998年～)</p> 	<p>1998年～ ・設備稼働年に関わらず同一の買取価格を適用 ・2004年以降、法令であらかじめ定められた計算式に従って年毎に買取価格を改定</p>	<p>2009年～ ・設備稼働時期に応じて直近導入量に応じた低減率導入(四半期毎) ・年間容量上限を設定</p>	<p>2012年1月 ・新規設備の申込を停止</p>	<p>2013年7月 ・既存設備を含めてFIT制度を廃止し、新たな支援制度に移行</p>		
<p>フランス (2002年～)</p> 	<p>2002年7月～ ・価格維持 ・2006年7月法改正時に価格改定</p>	<p>2010年～ ・立地点の日射条件で適用する買取価格を調整する仕組みを導入</p>	<p>2011年3月～ ・直近導入量に応じた低減率導入(四半期毎) ・出力区分帯別の年間容量上限を設定</p>	<p>・制度開始当初より固定価格買取制度と不定期実施の入札制度を併用</p> <p>・100kW超設備はすべて入札に移行</p>		
<p>イタリア (2005年～)</p> 	<p>2005年～ ・価格維持</p>	<p>2009年～ ・一定比率の低減率導入(2009年より1年毎、2011年1月より4ヶ月毎、2011年6月より月毎)</p>	<p>・累積容量上限を設定(350MW → 1.2GW→3.5GWと法改正で引き上げ)</p>	<p>2011年6月 ・累積容量上限を23GWに引き上げ</p>	<p>2012年8月 ・累積年間支援額上限(67億ユーロ)を設定</p>	<p>2013年7月 ・累計年間支援額上限に到達し、新規設備の申込を停止</p>
<p>イギリス (2010年～)</p> 	<p>2010年4月～ ・価格維持 ・2012年度以降は低減率を設定</p>	<p>2012年3月～ ・直近導入量に応じた低減率導入(四半期毎)</p>	<p>2014年度～ ・5MW超の設備は、CfD FITで入札を実施</p>			

太陽光に関するコスト効率的な価格設定について

買取価格決定方式

- 事業用については、F I T制度施行により急激な導入拡大が進んでいる中でコスト効率的な事業者の導入を促すため、トップランナー方式を採用しつつ、事業者間の競争を通じた更なる価格低減を実現するため入札制度を活用してはどうか。
- 住宅用（10kw未満）については、自家消費を中心とする家庭への導入を行うものであり競争入札に馴染まないことから、予め価格低減スケジュールを設定する方式を採用してはどうか。

入札制度活用のイメージと検討課題

- F I T認定の申請に先立ち、買取価格に関する入札を行い、入札価額の低い事業者から優先的に、申請を行う権利を得る仕組みとしてはどうか。

1. 入札参加者の要件

- ・ 事業実施の可能性が高い事業のみを認定するとの新認定制度の趣旨に鑑み、入札参加時点で、場所・設備の仕様の決定や系統接続等、F I T認定の要件を確保できることを確認するべきではないか。

2. 落札者による実施の担保手段

- ・ ドイツでは、失効期限（24ヶ月）、保証金等を措置。

3. 落札者に適用する買取価格

- ・ ドイツでは、①pay-as-bid方式（各事業者の入札価額を買取価格とする）、②uniform price方式（入札価額の安い順に落札者を決定し、最後の落札者の入札価額を全事業者共通の買取価格とする）の2つを試行実施。

4. 関連情報の提供

- ・ 地域の小規模電源など様々な主体が参加しやすくなるよう、関連情報の提供など、制度上の配慮を検討する必要。

風力発電の価格決定方式について

- 風力については、開発のリードタイムが長く、長期の価格見通しを示すことが重要と考えられる。
- 他方、建設コストは国際的に見て高く、買取価格も欧州の約2倍という高い水準に留まっている状況。風力発電の事業や技術イノベーションが国際的に進展している中で、国民負担抑制を図りつつ、エネルギーミックスの実現を図る必要がある。
- 風力発電の買取価格については、海外との自然環境との差等にも留意しつつ、建設コストを引き下げる事業者の努力を促す仕組みとする必要があるのではないか。具体的には、長期的な買取価格の引き下げスケジュールを示すべきではないか。

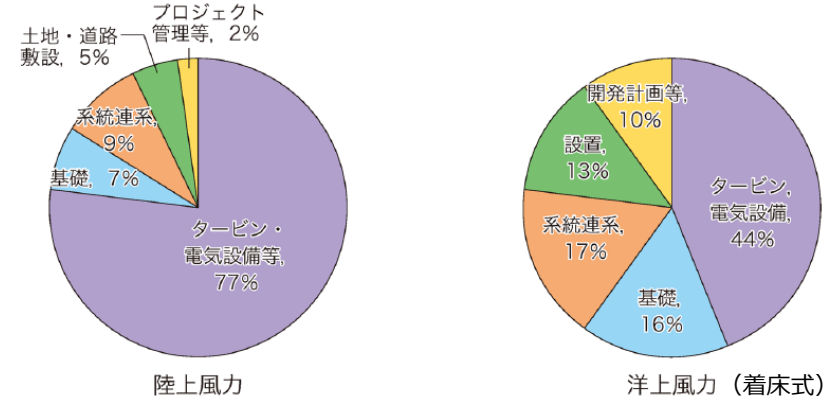
<2015年の風力発電（2MW）の買取価格>

国	買取価格 ※3
ドイツ（-5年目）	12.5円
ドイツ（6年目-）	6.9円
フランス（-10年目）	11.5円
フランス（11年目-）	9.6円
スペイン ※1	12.1円
日本	22円
【参考】 日本(RPS制度下<2003年度-2007年度>における取引価格)※2	10.4~11.8円

※1 スペインのみ2013年時価格
 ※2 平成21年 取引価格についての経済産業省アンケート結果より
 ※3 1ユーロ140円で計算

ドイツでは、2002年より風力発電については年率（▲1~2%の範囲）で価格低減率を設定。また陸上風力については、2014年の法改正以降、直近の導入量に応じて価格低減率を調整させる方式に変更。

<風力発電の建設費の費用構造>



（出典）“The Economics of Wind Energy”（2009, EWEA）, “Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series Wind Power”（2012, IRENA）よりNEDO作成

現状の陸上風力建設費（割合は推計）	割合	国際価格 （万円/kW）	日本国内 （万円/kW）
タービン・電気設備等	77%	17.1	23.1
基礎、土地・道路敷設、系統連系等	23%	5.1	6.9
合計		22.2	30.0

（出典）発電コスト検証ワーキング

太陽光発電の発電コスト・買取価格の国際比較

- 日本の太陽光発電の発電コスト、買取価格は主要国と比較して約2倍と非常に高い水準にある。
- 発電コストの内訳をみると、設備稼働率は欧州北部の国（ドイツ・フランス・イギリス）の方が低いですが、資本費・運転維持費については、主要国の約二倍のコスト水準となっている。
- なお、入札制へ移行している国については、買取価格ではなく、落札価格で比較した。

太陽光	資本費 (\$m/MW)	稼働率	運転維持費 (\$/kW/年)	発電コスト (\$/MWh)	FIT価格 (\$/kWh)
ドイツ	1.00	11%	32	106	8.9(入札価格)
フランス	1.39	14%	32	124	10.6(入札価格)
イギリス	1.22	10%	32	141	16.5
スペイン	1.39	16%	32	148	-(FIT廃止)
トルコ	1.99	16%	32	196	13.3
米国	1.69	17%	21	107	-(RPS制度)
ブラジル	2.06	21%	26	111	7.8(入札価格)
豪州	1.36	20%	19	88	-(RPS制度)
インド	1.03	19%	18	96	6.3-10.2
中国	1.38	16%	14	109	7.8-9.7
日本	2.49	14%	67	218	22.5

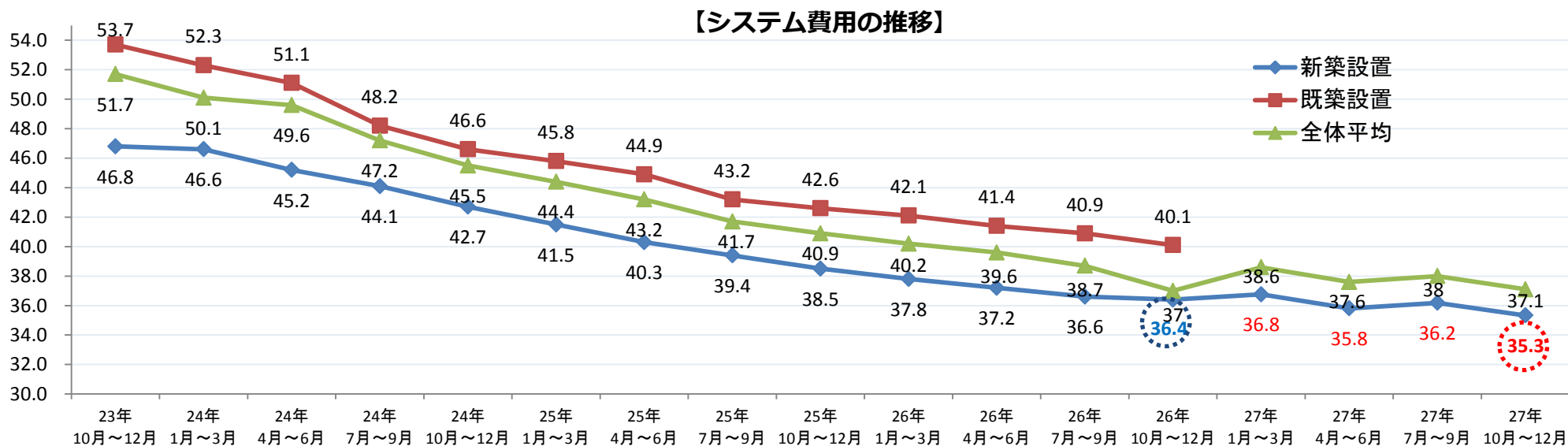
上位：青 中位：緑 下位：橙 最下位級：赤 (出典)Bloomberg New Energy Finance資料より資源エネルギー庁作成、FIT価格は資源エネルギー庁調べ

Ⅲ. 各電源の現状のコストデータ

1. 太陽光発電の状況

太陽光発電（10kW未満）のシステム費用

- 10kW未満の太陽光発電については、これまでは補助金データを基に調達価格の算定を行っていたが、補助金の交付が平成26年11月に終了したため、新たに年報データを取得した。
- 10kW未満の太陽光発電設備のシステム費用（太陽光パネル、パワコン、架台、工事費を含む）については、毎年の価格下落傾向を見越して、その直近の新築設置の平均データを採用しており、平成27年度の調達価格の算定に当たっての想定値としては（以下、想定値とする）、平成26年10-12月期の新築設置の平均値の36.4万円/kWを採用した。
- 新たに取得した年報データでは、新築・既築両方を含む全体の平均価格は、平成27年10-12月期には、37.1万円/kWまで低下している。年報データでは、新築・既築の区分がされていないが、昨年の全体平均価格に対する新築価格の比率（95.2%）を用いて推計すると、新築価格は35.3万円/kWとなる。
- なお、東京・中部・関西電力管内以外では、10kW未満でも出力制御対応機器の設置が求められている。昨年度は機器が市場未投入であったため、太陽光発電協会へのヒアリングを踏まえ、追加費用として1.0万円/kWを計上している。
- 今年度は、市場に投入予定の価格を多くの企業が発表しており、業界ヒアリング等で昨年度と同条件で追加費用を確認したところ、追加費用は約1万円程度であったことから、想定値（1.0万円/kW）を据え置くこととしてはどうか。



(出典)平成26年12月まで：一般社団法人太陽光発電協会 太陽光発電普及拡大センター 補助金交付実績データ
平成27年1月以降：年報データ

太陽光発電（10kW未満）の運転維持費

- 運転維持費について、昨年度に引き続き、①パネルメーカーや太陽光発電協会へのヒアリング、②ユーザー、施工店へのアンケートにより調査を実施した。
- 昨年度の結果と同様に、発電量維持・安全性確保の観点から定期点検が励行されており、4年ごとに1回以上、一回当たり2万円程度の費用が一般的な相場であった。また、システム費用の一部を構成するパワコンについては、太陽光パネルが実態として稼働する20年間で一度は交換され、その費用は20万円程度が一般的な相場とのことであった。
- kWあたりの費用で見ると、年報データでは平均出力が平成27年には4.7kWに達していることから、想定値の3,600円/kW/年から、約3,200円/kW/年に低下している。
- 他方、年報データで確認された費用の平均値は約2,000円/kW/年、中央値は0円/kW/年で、報告された9割はかかった費用が0円/kW/年という結果であった。これは、得られたデータが固定価格買取制度開始後に運転開始したもので、設置年数が浅いことから、点検費用やパワコンの交換費用が発生しておらず、過小となっていると考えられる。
- 従って、実態として稼働する20年間を通じた年平均運転維持費は、昨年度と同水準の定期点検費用、パワコン交換を計上し、平均出力の上昇分を反映した、3,200円/kW/年を採用することとしてはどうか。

【実態として稼働する20年間を通じた年平均運転維持費の考え方】

$$(\text{2万円} \times 5\text{回} + \text{20万円}) \div \text{4.7kW} \div 20\text{年間} = \text{約3,200円/kW/年}$$

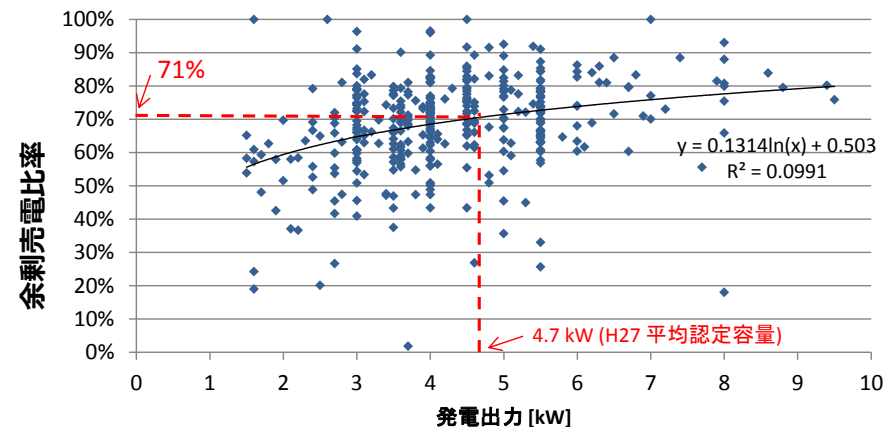
定期点検費用 パワコン交換費用 H27年設置平均出力

太陽光発電（10kW未満）の設備利用率、余剰売電比率

- 年報データから設備利用率を確認したところ、中央値は13.7%（平均値13.8%）に達しており、従来想定値として設定していた12%より大幅に上昇していることが確認された。
- また、余剰売電比率についても、中央値は70%（平均値69%）に達しており、想定値の60%よりも大幅に上昇していることが確認された。更に、発電出力と余剰売電比率について、回帰分析を行って検証したところ、平成27年の平均出力4.7kWでの余剰売電比率は71%となり、中央値に近い値となった。
- なお、制度開始当初は、正確なデータが得られなかったため、余剰電力買取制度と同様に設備利用率12%、余剰売電比率60%を想定値としていた。その後、①パワコンの変換効率の向上や、②パネルの大規模化等により、設備稼働率、余剰売電比率とも上昇したものと考えられる。

n=378件	中央値	平均値
設備利用率	13.7%	13.8%
余剰売電比率	70%	69%

【出力と余剰売電比率の関係】



買取期間終了後の便益の考え方

【過去の経緯】

- 10kW未満の太陽光発電については、10年間の買取期間終了後の11～20年目の自家消費及び売電の便益も見込み、20年間での採算性を前提として価格算定を行ってきた。
- 従来は、太陽光発電協会の試算に基づき、家庭用電力料金単価(24円)を11～20年目の自家消費及び売電の便益として設定してきた。
- これは、余剰電力買取制度以前は、小売部門が全面自由化されておらず、買取りに要した費用を総括原価方式で回収することができたことから、一般電気事業者が、住宅用の太陽光の余剰売電分を高い価格で購入していたという実態を踏まえたものであった。

【今後想定される状況】

- 他方、2016年4月から、電力小売市場が自由化され、旧一般電気事業者は低圧の小売部門で他社と競合することとなることを踏まえると、買取期間の終了後の売電による便益としては、競争における卸売電力市場価格が目安となると考えられる。
- 2015年通年の昼間平均スポット価格は11.95円、直近の特定規模電気事業者の回避可能費用は、10.72円であることから、買取期間終了後の売電の便益として、11円程度を想定してはどうか。

太陽光発電（10kW以上）のシステム費用

- 10kW以上のシステム費用について、通年での費用の推移を規模別に見ると、10kW-50kW未満では1.9万円/kW、50-500kW未満では1.5万円/kW下落している。一方で、500-1000kW未満および1000kW以上では0.2万円/kWの漸減となっており、10kW以上全体では1.8万円/kW下落しているため、1,000kW以上と10kW以上全体との価格差は、5.2万円/kWから3.6万円/kWに縮小している。
- これまでは、直近の1,000kW以上のシステム費用の中央値をとることで、10kW以上全体で見ると実質的に効率的な費用水準を採用してきた。最新の平成27年10-12月期の1,000kW以上のシステム費用を確認すると、平均値・中央値とも28.0万円/kWで、想定値29.0万円/kWより下落している。
- 他方、10kW以上全体と1,000kW以上との価格差が縮小している中、1,000kW以上の中央値が10kW以上全体で見て、十分「効率的」な費用水準といえるのか、検証が必要ではないか。

運転開始時期	システム費用(万円/kW)										価格差 10kW以上全体- 1,000kW以上
	10-50kW未満		50-500kW未満		500-1,000kW未満		1,000kW以上		10kW以上全体		
	平均値	件数	平均値	件数	平均値	件数	平均値	件数	平均値	件数	
平成24年通年	43.1	6,116	36.7	194	30.2	38	29.7	51	42.7	6,399	13.0
平成25年通年	38.6	39,564	34.1	2,367	30.4	866	30.0	747	38.0	43,544	8.0
平成26年1-3月期	36.4	11,580	33.1	567	30.5	270	30.3	302	36.0	12,719	5.7
平成26年4-6月期	34.8	9,533	31.5	400	29.4	159	28.0	156	34.5	10,248	6.5
平成26年7-9月期	34.5	8,771	32.0	383	30.6	186	29.7	205	34.3	9,545	4.5
平成26年10-12月期	34.2	7,375	33.1	282	30.1	155	29.7	186	34.0	7,998	4.3
平成26年通年	35.1	37,259	32.4	1,632	30.2	770	29.6	849	34.8	40,510	5.2
平成27年1-3月期	33.8	13,205	31.4	355	30.7	236	29.6	379	33.6	14,175	4.0
平成27年4-6月期	32.4	8,948	29.7	185	29.0	97	28.7	166	32.2	9,396	3.5
平成27年7-9月期	33.2	4,994	30.6	162	28.9	109	30.2	145	33.0	5,410	2.8
平成27年10-12月期	32.7	1,072	32.4	35	32.3	19	28.0	40	32.6	1,166	4.6
平成27年通年	33.2	28,219	30.9	737	30.0	461	29.4	730	33.0	30,147	3.6
平成27年度想定値	29.0										

太陽光発電（10kW以上）の設備利用率

- 調達価格を算定する際に必要となる太陽光発電設備の設備利用率について、費用負担調整機関に蓄積された買い取った電力量を、個々の認定を受けた出力で除した値の平均をとって確認した。（単純平均）
- その結果、データがとれる直近期間（平成26年10月-平成27年9月）では、設備利用率は10kW以上全体では、昨年度の13.3%から13.8%へ上昇、1,000kW以上全体では、14.2%から14.6%に上昇した。
- なお、昨年度までは、買い取った電力量を全体の認定出力で除した値の平均をとる加重平均で確認していたが（10kW以上：14%、1,000kW以上：15%）、導入が増えてきた出力の大きな案件の影響を受けるため、今年度はより実態を反映した単純平均で設備利用率を確認している。
- 設備利用率については、1,000kW以上では14.6%に達しているものの、10kW以上全体では、13.8%のため、14%の想定値を据え置いてはどうか。

買取期間	設備利用率	
	10kW以上全体	うち1,000kW以上
平成25年10月－ 平成26年9月	13.3%	14.2%
平成26年10月－ 平成27年9月	13.8%	14.6%
(参考)平成27年度 想定値	14%	

太陽光発電（10kW以上）の土地造成費

- 平成27年度の調達価格の算定に当たっては、平成26年1-3月期から平成26年10-12月期に収集されたコストデータによれば10kW以上全体の設備の土地造成費の平均値（0.4万円/kW）を、想定値として採用した。
- 新たに収集された平成27年1-3月期から平成27年10-12月期のコストデータによれば、1,000kW以上の設備の土地造成費は、平均値で1.72万円/kW、中央値で1.22万円/kW、全ての設備の土地造成費は、平均値で0.47万円/kW、中央値で0.00万円 /kWであった。
- 昨年想定値として採用した10kW以上全体の設備の平均値（0.4万円/kW）は、新たに収集されたコストデータ（0.47万円/kW）と大きく変わらないことから、想定値を据え置くこととしてはどうか。

	土地造成費(万円/kW)				
	10-50kW 未満	50-500 kW未満	500-1,000 kW未満	1,000kW 以上	10kW以上全体
平均値	0.41	0.95	1.39	1.72	0.47
中央値	0.00	0.00	0.80	1.22	0.00
件数	28,219	737	461	730	30,147
(参考) 平成27年度 想定値	0.4				

太陽光発電（10kW以上）の接続費

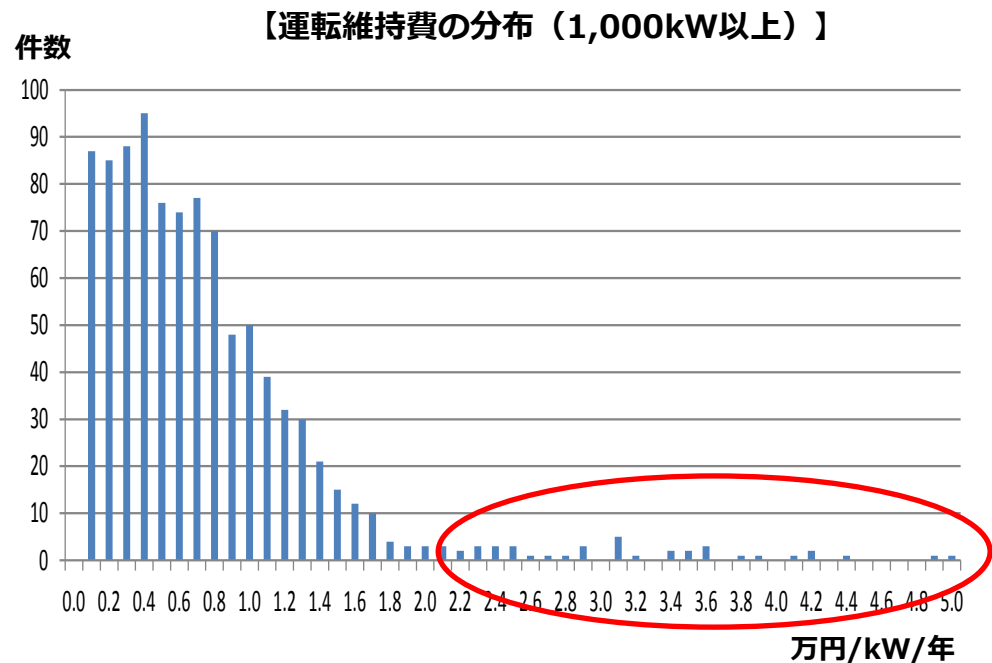
- 平成27年度の調達価格の算定に当たっては、接続保留問題の発生以降の接続費用の上昇の可能性や、出力制御対応機器の設置費用の増加を踏まえ、平成26年度の調達価格の想定値（1.35万円/kW）を据え置いた。
- 平成27年1-3月期から平成27年10-12月期に収集されたコストデータによれば、1,000kW以上の設備の接続費用は、平均値で0.55万円/kW、中央値で0.28万円/kWとなっており、昨年度と同様、平成27年度の調達価格の算定の想定値を下回っている。
- 他方、上記のとおり出力制御対応機器の設置費用が今後発生する見込みである。特に大規模なものは市場未投入の企業が多く、まだ具体的な費用水準を確認できないことから、出力制御対応機器の設置費用については、昨年度同様に接続費用に含まれるものとして整理することとして、1.35万円/kWの想定値を据え置くこととしてはどうか。

	接続費(万円/kW)				
	10-50kW 未満	50-500kW 未満	500-1,000 kW未満	1,000kW 以上	10kW以上全体
平均値	0.78	0.61	0.61	0.55	0.77
中央値	0.48	0.28	0.29	0.28	0.46
件数	28,219	737	461	730	30,147
(参考) 平成27年度 想定値	1.35				

太陽光発電（10kW以上）の運転維持費

- 平成27年1-3月期から平成27年10-12月期までに収集されたコストデータによれば、1,000kW以上の設備の運転維持費は、平均値で0.7万円/kW/年、中央値で0.6万円/kW/年であった。
- また、運転維持費の分布をみると、一部の高額な案件が全体の平均値を引き上げていることが確認された。
- 法律では、「供給が『効率的に』実施される場合に通常要すると認められる費用」を基礎とするよう規定されていることを踏まえ、平成28年度の調達価格の算定に当たっては、中央値の0.6万円/kW/年を採用し、想定値(0.6万円/kW/年)を据え置くこととしてはどうか。

	運転維持費(万円/kW/年)				
	10-50 kW未満	50-500 kW未満	500- 1,000 kW未満	1,000 kW以上	10kW以上 全体
平均値	0.6	0.5	0.6	0.7	0.6
中央値	0.4	0.3	0.4	0.6	0.4
件数	10733	1402	706	961	13802
(参考) 平成27年 度想定値	0.6				



2. 風力発電の状況

陸上風力発電（20kW以上）のコストデータ

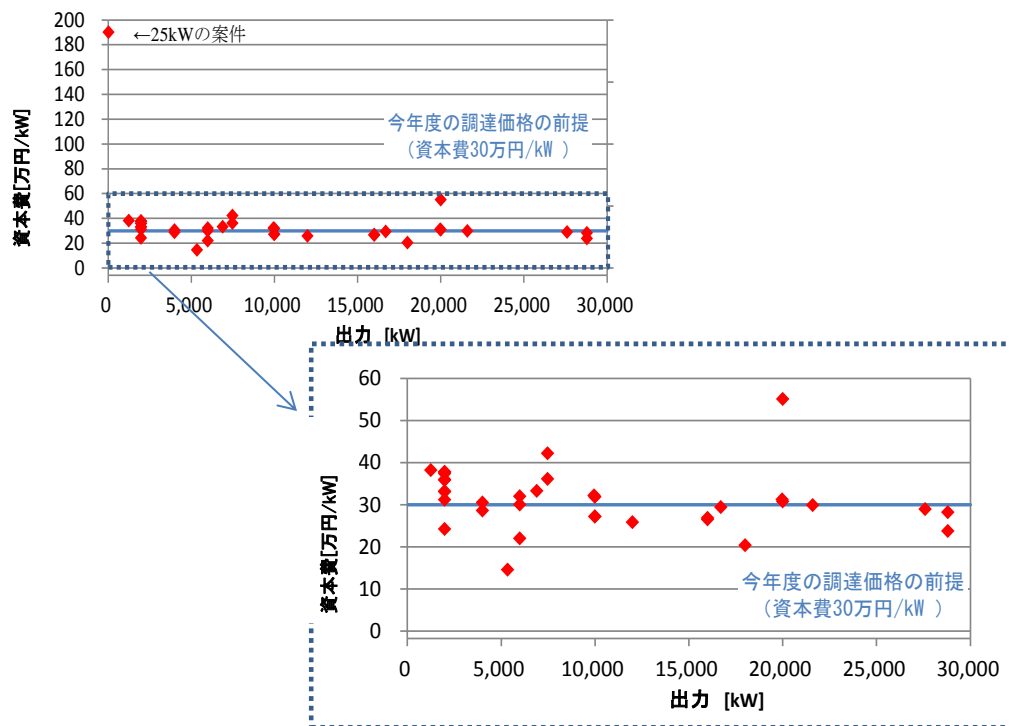
【資本費】

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは36件。平均値36万円/kW、中央値31万円/kWであり、想定値(30万円/kW)と同水準となっている。

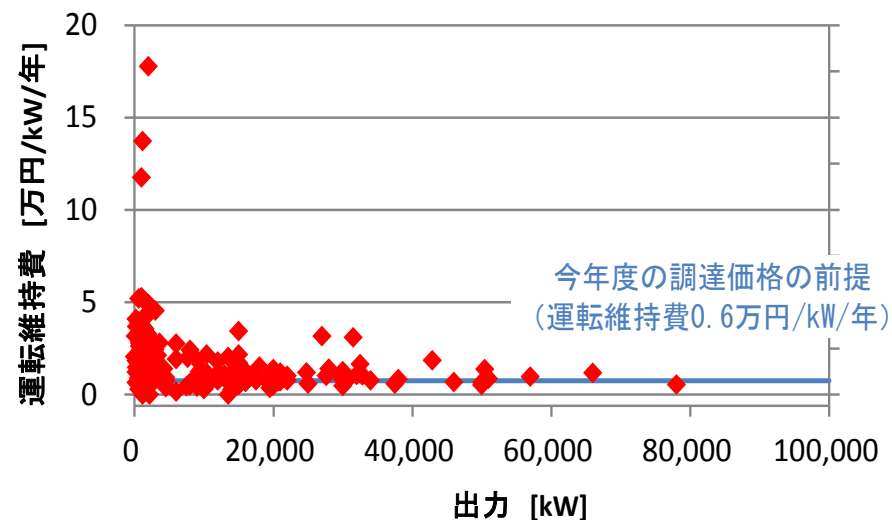
【運転維持費】

- 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータは256件。平均値1.6万円/kW/年、中央値1.1万円/kW/年であり、ともに想定値（0.6万円/kW/年）を上回る。
- これは、制度開始以前から運転開始している案件の大規模修繕（オーバーホール）の集中等に加え、より効率的な制度開始以降の新規の大規模案件の運転維持費のコストデータが、十分得られていないからであると考えられる。

【出力と資本費の関係】



【出力と運転維持費の関係】



陸上風力発電（20kW未満）のコストデータ

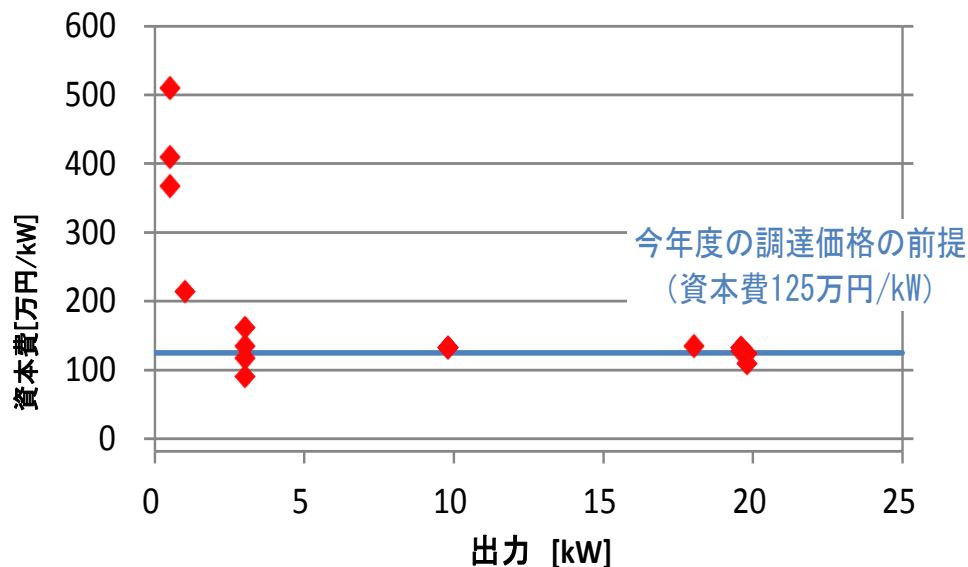
【資本費】

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは17件。平均値は186万円/kWであり、想定値（125万円/kW）を上回っているが、中央値は133万円/kWであり、想定値と同水準となっている。

【運転維持費】

- 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータは2件。平均値は14万円/kW/年であるが、データ数が限られるため、今後のデータの蓄積を待つ必要があると考えられる。

【出力と資本費の関係】



3. 中小水力発電の状況

中小水力発電（200kW未満）のコストデータ

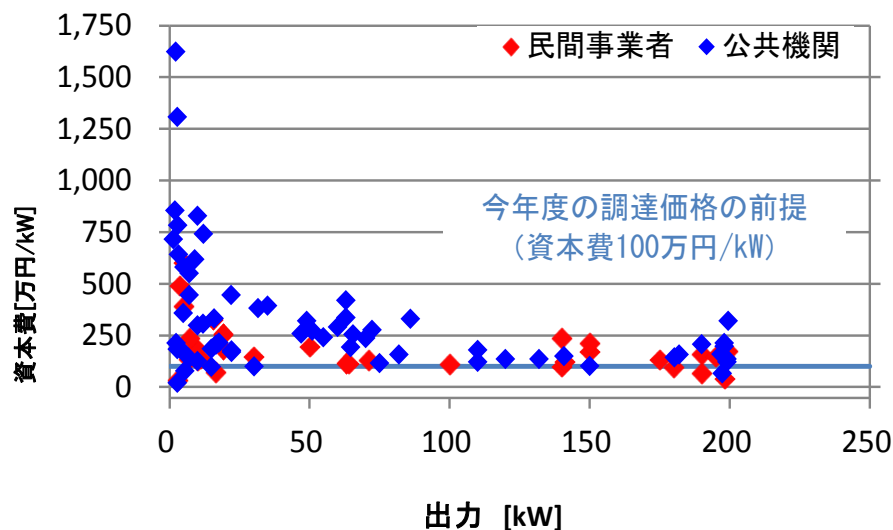
【資本費】

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは96件。平均値は276万円/kWと、想定値（100万円/kW）を大きく上回るが、1,308万円/kW及び1,623万円/kWの資本費の極端に高い案件が平均値を引き上げており、中央値は190万円/kWとなる。
- また、民間事業者の案件を対象として分析すると、平均値182万円/kW、中央値145万円/kWとなり、更に150-200kWの案件に絞ると平均値133万円/kW、中央値145万円/kWであり、想定値に近い水準となる。

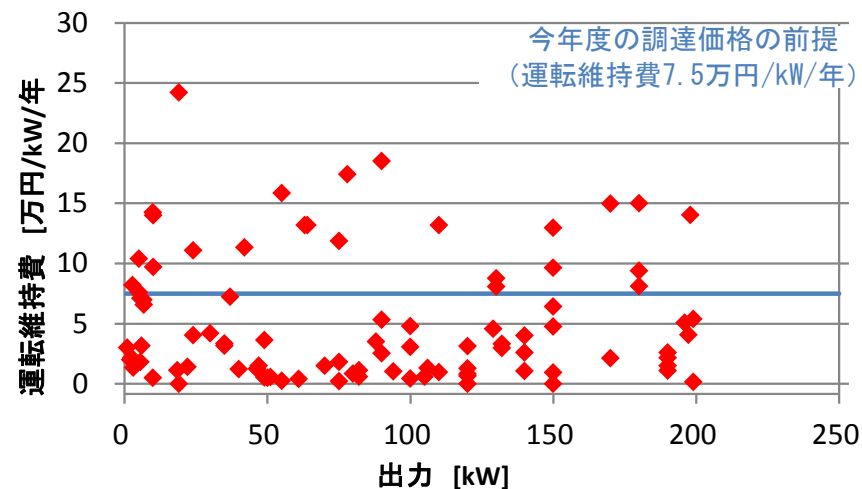
【運転維持費】

- 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータは93件。平均値（5.1万円/kW/年）、中央値（3.1万円/kW/年）は、想定値（7.5万円/kW/年）を下回る。
- 他方、形態の違い等により、運転維持費の水準の分散は大きい。

【出力と資本費の関係】



【出力と運転維持費の関係】



中小水力発電（200–1,000kW未満）のコストデータ

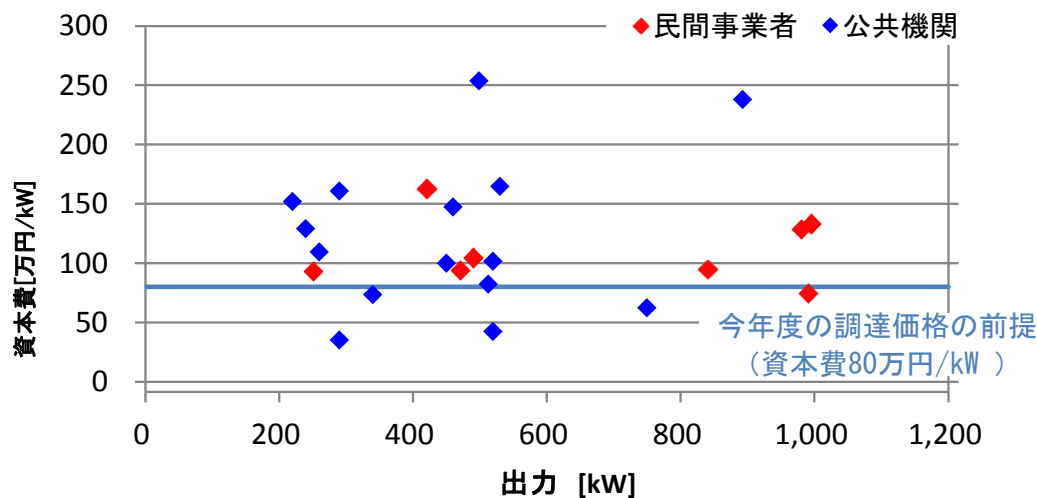
【資本費】

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは23件。平均値は119万円/kWであり、想定値（80万円/kW）を上回るが、中央値は105万円/kWであり、想定値に近い水準となる。
- また、民間事業者の案件を対象として分析すると、平均値111万円/kW、中央値100万円/kWとなり、より想定値に近い水準となる。

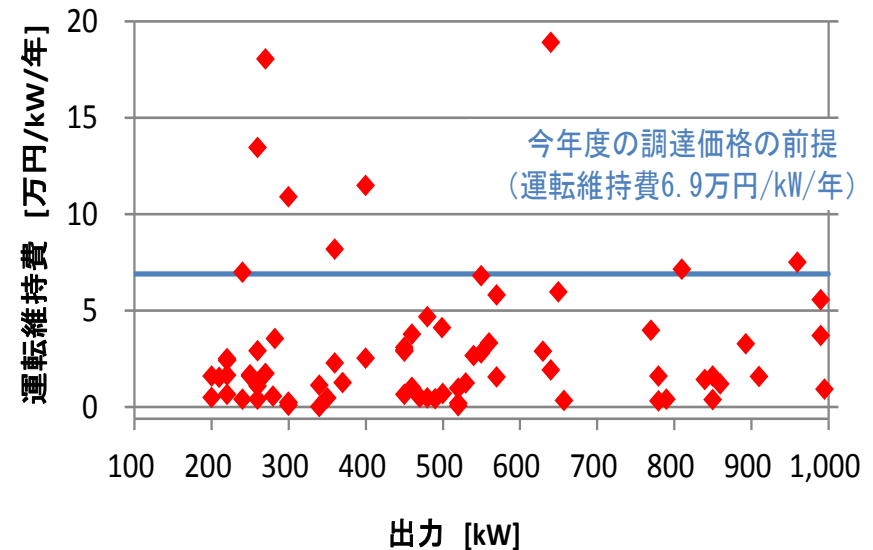
【運転維持費】

- 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータは75件。平均値（3.0万円/kW/年）、中央値（1.6万円/kW/年）ともに想定値（6.9万円/kW/年）を大きく下回る。
- 他方、形態の違い等により、運転維持費の水準の分散は大きい。

【出力と資本費の関係】



【出力と運転維持費の関係】



中小水力発電（1,000 – 30,000kW未満）のコストデータ

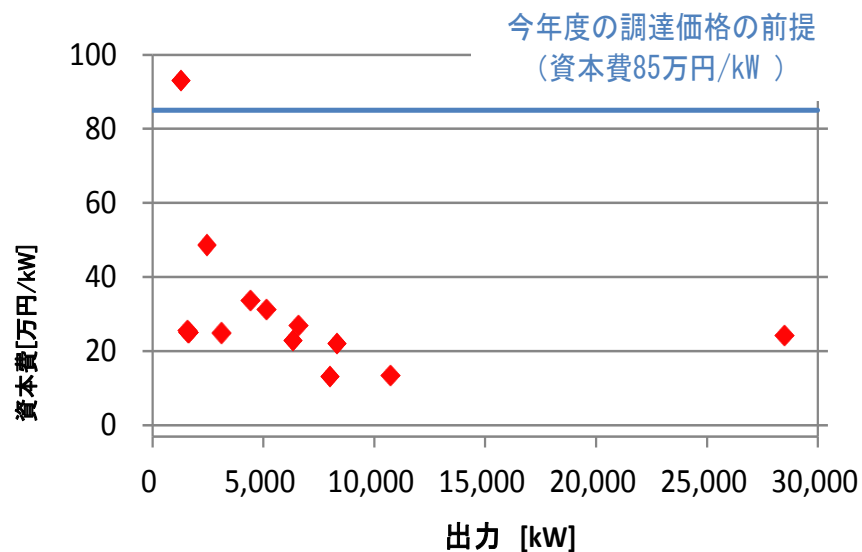
【資本費】

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは14件。平均値31万円/kW、中央値25万円/kWであり、想定値（85万円/kW）を大きく下回る。一方、新規に発電所を設置した案件のコストデータは十分得られていない。

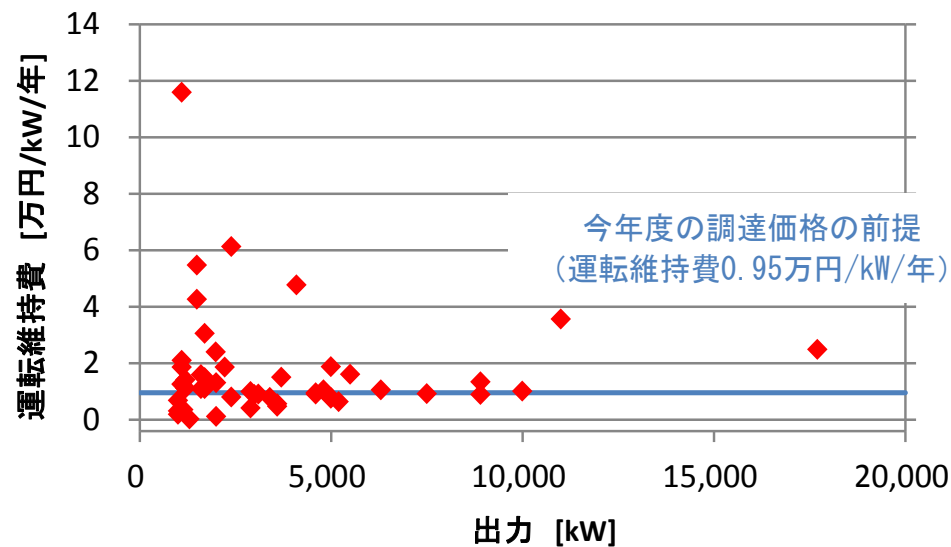
【運転維持費】

- 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータは50件。平均値は1.7万円/kW/年であるが、中央値は1.1万円/kW/年であり、中央値は想定値（0.95万円/kW/年）に近い水準にある。

【出力と資本費の関係】



【出力と運転維持費の関係】

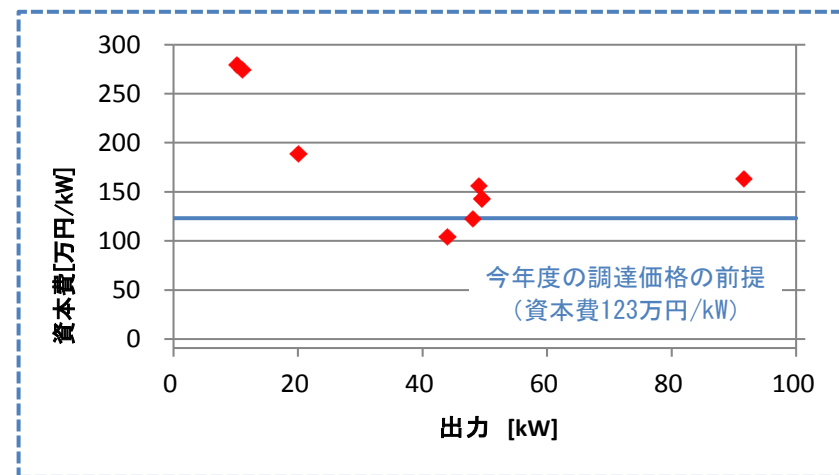
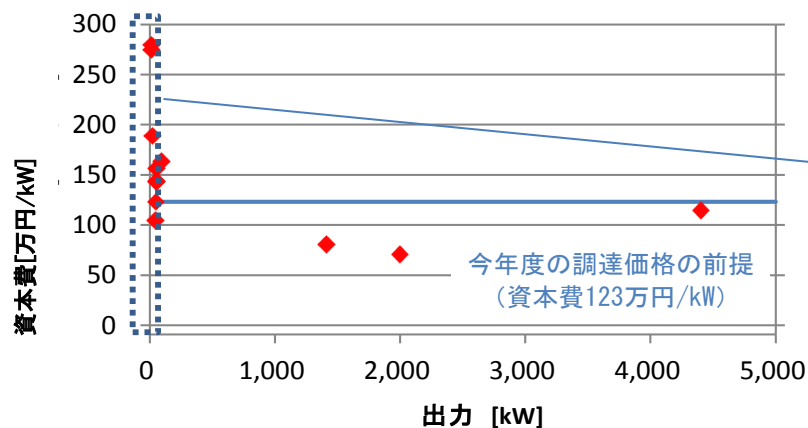


4. 地熱発電の状況

地熱発電（1.5万kW未満）のコストデータ

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは12件。平均値152万円/kW、中央値133万円/kWであり、想定値(123万円/kW)を上回る。
- 高額な案件は（279.5万円/kW、274.4万円/kW）、それぞれ10.2kWと11kWのバイナリー発電であり、平均値を引き上げている。この2件を抜くと、平均値は127万円/kWとなり、想定値と同水準となる。
- 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータは2件。平均値7.1万円/kW/年は、想定値（4.8万円/kW/年）を上回る。データ数が2件のため、データの蓄積を待つ必要がある。
- なお、1.5万kW以上で固定価格買取制度の適用を受けた案件はまだ導入事例がない。

【出力と資本費の関係】



5. バイオマス発電の状況

木質バイオマス発電のコストデータ①

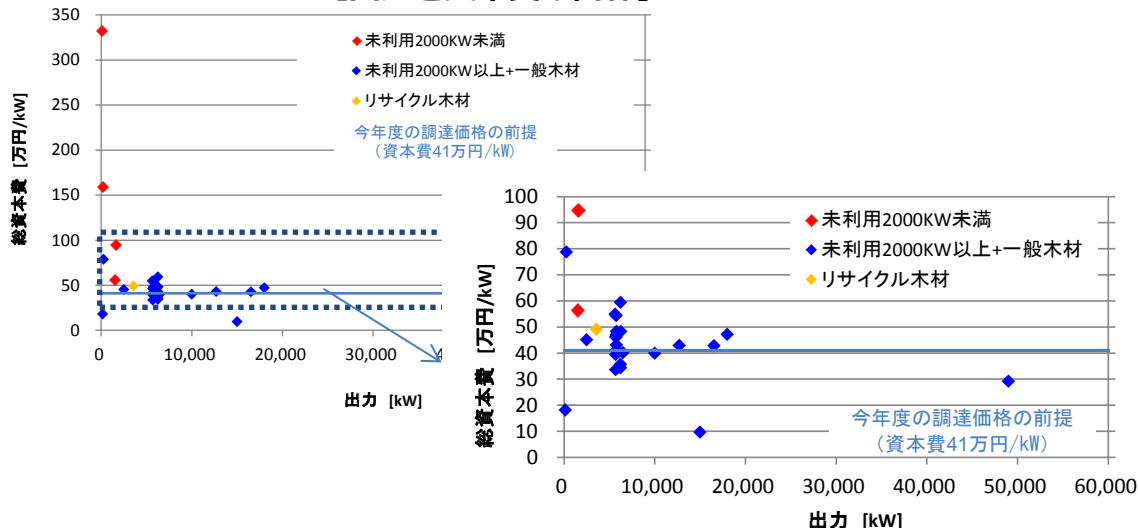
【資本費】

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータ（2,000kW未満未利用材及びリサイクル材を除く） 24件。平均値、中央値ともに43万円/kWで想定値（41万円/kW）と同水準である。
- 2,000kW未満の未利用材の資本費のコストデータは4件で、平均値161万円/kW、中央値127万円/kWと想定値（62万円/kW）を大幅に上回るが、これは非常に小規模な案件が数値を引き上げており、データの蓄積を待つ必要がある。
- リサイクル木材についても、資本費のコストデータは1件（49万円/kW）で想定値（35万円/kW）を上回るが、データの蓄積を待つ必要がある。

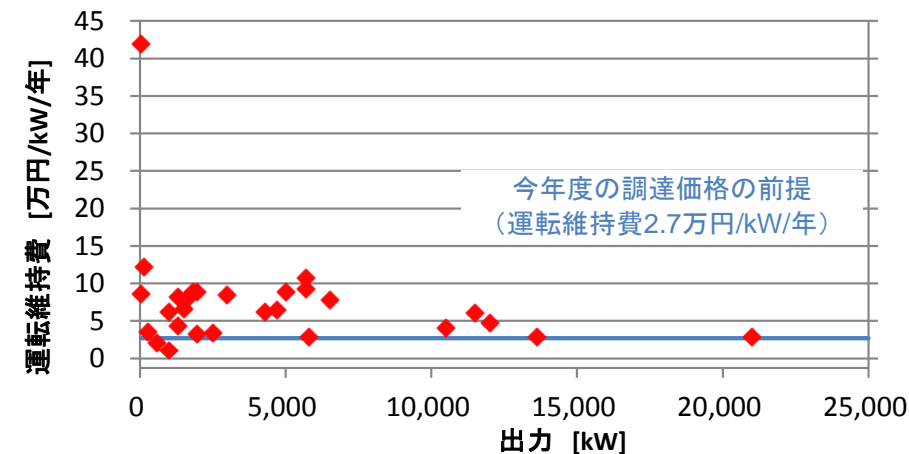
【運転維持費】

- 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータ（2,000kW未満未利用を除く）は22件。平均値5.6万円/kW/年、中央値5.4万円/kW/年となり、想定値(2.7万円/kW/年)を上回る。
- 制度開始後得られた2,000kW未満の未利用材の運転維持費のコストデータは6件。平均値14.3万円/kW/年、中央値8.5万円/kW/年となり、想定値(6.4万円/kW/年)を上回る。
- 一方で、大規模な修繕が発生している高額な案件が、全体の値を引き上げていることが確認された。

【出力と資本費の関係】



【出力と運転維持費の関係】



木質バイオマス発電のコストデータ②

【燃料費】

- 他の再生可能エネルギー発電設備と異なり、木質バイオマス発電は、燃料費がコスト構造の中で大きな割合を占める。制度開始以降得られたコストデータによると、燃料費は、未利用材で7,809円/トン（28件）、一般木材で7,118円/トン（37件）、リサイクル木材は2,605円/トン（29件）であった。
- 平成27年度の調達価格の算定の想定値（未利用木材：12,000円/トン、一般木材：7,500円/トン、2,000円/トン）と比較すると、特に未利用材はこれまでの想定値を下回っている。他方、業界ヒアリングによると、未利用材を中心としたバイオマス発電所の増加による需要の高まりを受け、価格上昇の動きもある。

	報告されたコストデータ	これまでの想定値
未利用木材	7,809円/トン(28件)	12,000円/トン
一般木材	7,118円/トン(37件)	7,500円/トン
リサイクル木材	2,605円/トン(29件)	2,000円/トン

廃棄物発電のコストデータ

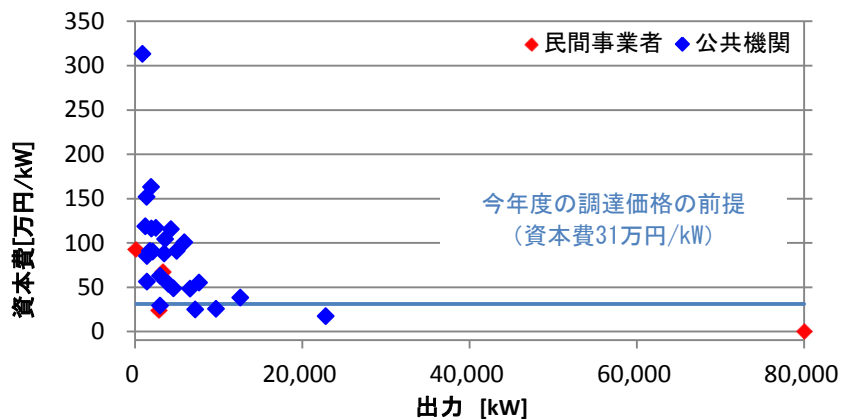
【資本費】

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは29件。平均値82万円/kW、中央値85万円/kWとなり、想定値（31万円/kW）を上回る。
- 現在の調達価格の前提は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえ、大規模な設備を想定しているため、6,000kW以上の設備（7件）をみると、その平均値は29.8万円/kW となり、想定値に近い水準となる。

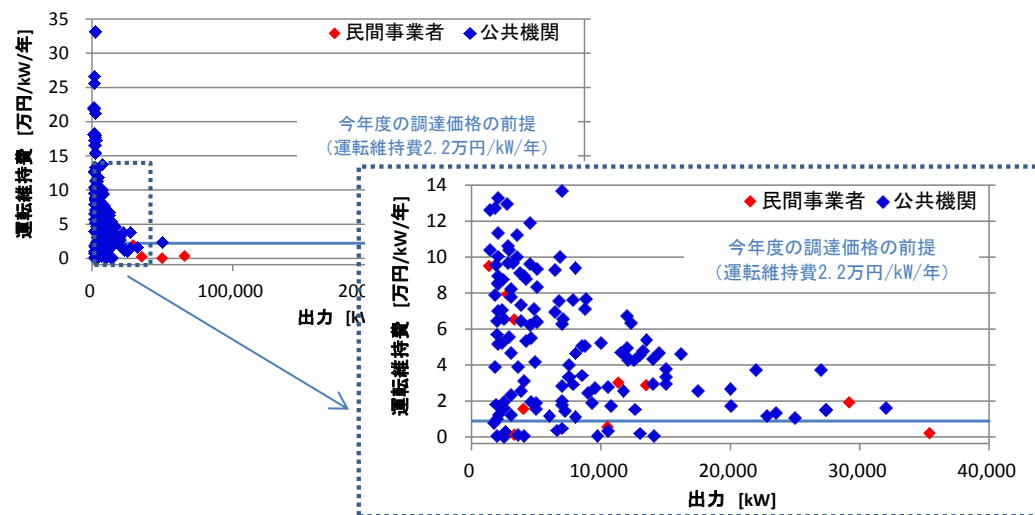
【運転維持費】

- 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータは166件。平均値6.3万円/kW/年、中央値4.7万円/kW/年となり、想定値（2.2万円/kW/年）を上回る。
- 現在の調達価格の前提は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえ、大規模な設備を想定しているため、6,000kW以上の設備（79件）をみると、平均値3.4万円/kW/年、中央値2.9万円/kW/年となり、想定値に近い水準となる。
- なお、廃棄物発電については、公共団体が実施している案件がほとんどで、民間で実施している案件は少ない。

【出力と資本費の関係】



【出力と運転維持費の関係】



メタン発酵発電のコストデータ

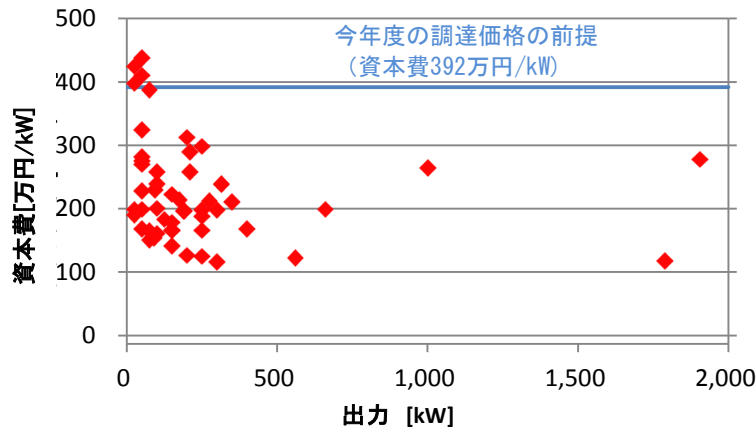
【資本費】

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは52件。その平均値は174万円/kW、中央値は139万円/kWであった。そのうち26件が、過去に投資をしたメタン発酵バイオガス発電に必要な発酵槽（103.5万円/kW。新設案件のコストデータより。）を有効利用したケースであった。このため、実質的な資本費は、全体で平均値は226万円/kW、中央値は200万円/kWとなるが、想定値（392万円/kW）を下回った。
- 現在の調達価格の前提は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえ、小規模な設備(50kW程度)を想定しているため、50kW未満の設備を見ると、平均値303万円/kW、中央値299万円/kWとなり、想定値に近い水準となる。

【運転維持費】

- 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータは36件。平均値は12.9万円/kW/年、中央値は4.0万円/kW/年であり、想定値（18.4万円/kW/年）を下回る。
- メタン発酵発電は、導入間もない案件が多いことから、現時点においては、修繕・点検等の発生が少ない可能性も考えられる。

【出力と資本費の関係】



【出力と運転維持費の関係】

