

風力発電・地熱発電・中小水力発電 について

2018年1月
資源エネルギー庁

</

赤塗り箇所 = 本日の委員会でご議論

	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
地熱 (15,000kW未満)	4 0 円								
地熱 (15,000kW以上)	2 6 円								
地熱 (15,000kW未満) リプレース(全設備更新型)						3 0 円			
地熱 (15,000kW以上) リプレース(全設備更新型)						2 0 円			
地熱 (15,000kW未満) リプレース(地下設備流用型)						1 9 円			
地熱 (15,000kW以上) リプレース(地下設備流用型)						1 2 円			

</

1. 風力発電について

(1) 現状と価格目標

(2) コストデータ

(2-1) 陸上風力発電 (20kW以上) について

(2-2) 陸上風力発電 (20kW未満) について

(2-3) 洋上風力発電について

2. 地熱発電について

3. 中小水力発電について

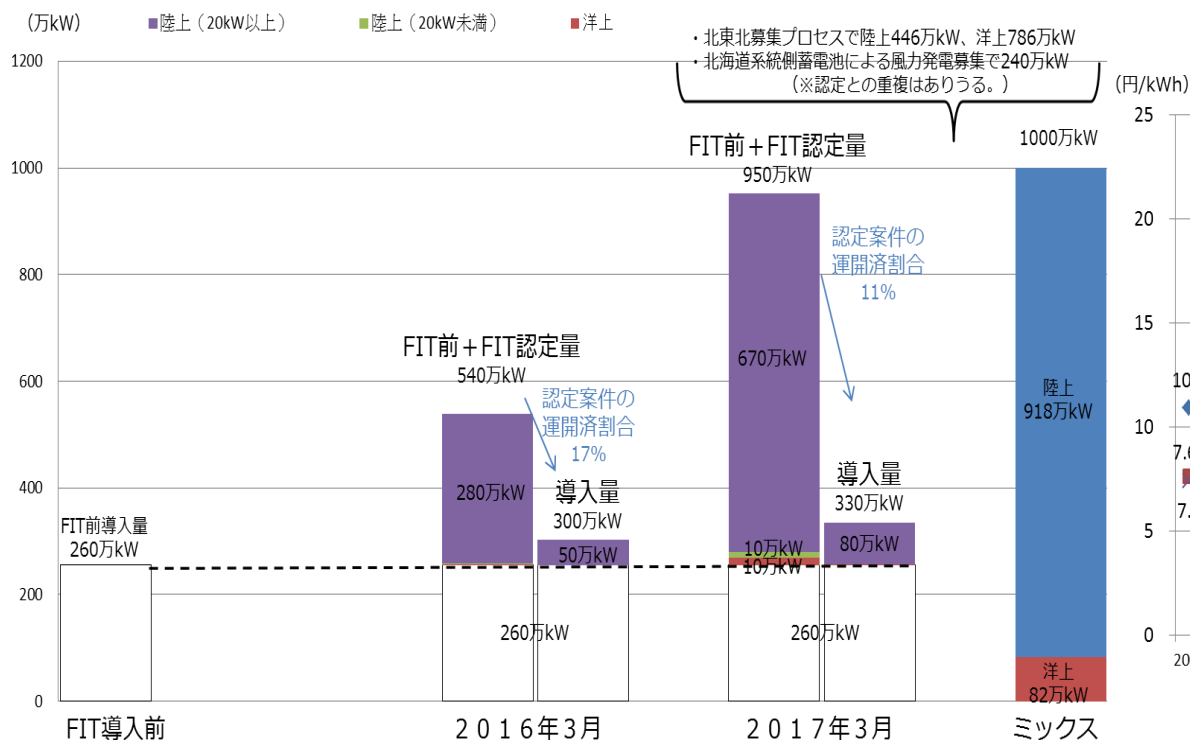
(1) 現状と価格目標①認定量・導入量・買取価格

5

- FIT制度開始後、**認定量はほぼミックスの水準にまで増加**。他方、系統制約、環境アセスメントや地元調整等、開発段階での高い調整コストにより、**導入量は伸びていない**。
- 小型風力の認定量が近年急増しているが、そのほとんどはまだ稼働していない。
- 洋上風力含めて世界的にコストが急速に低下する中、我が国においては発電コストが高止まっている状況。**買取価格も海外と比べて高い**。

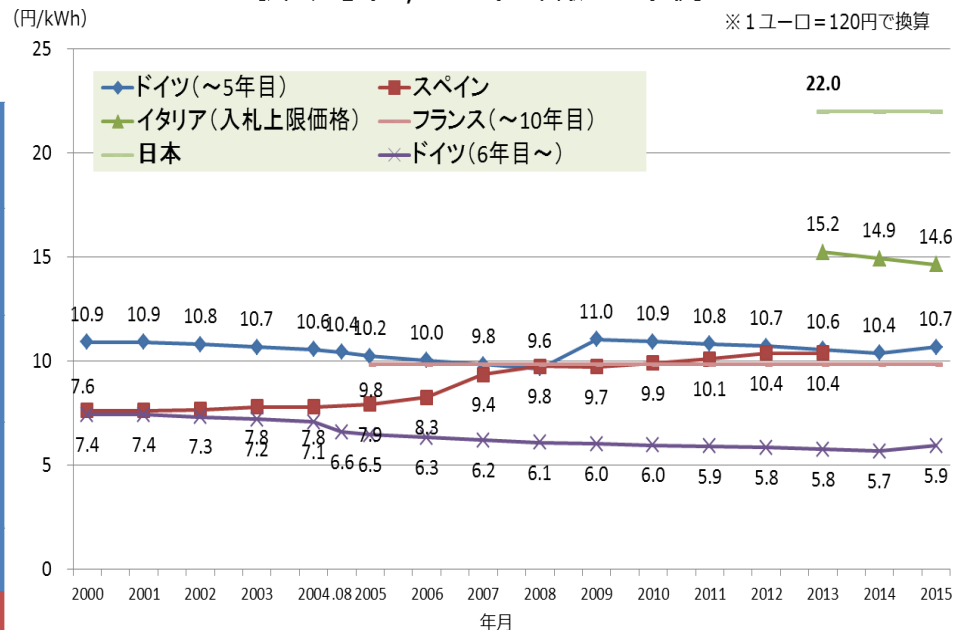
<認定量・導入量・買取価格の状況>

<海外の買取価格の推移>



【風力発電 (20,000kW) の買取価格の推移】

※ 1 ユーロ = 120円 で換算



- 昨年度の委員会では、風力発電の価格目標を決定した。具体的には、
 - ① **20kW以上**については、**発電コストを2030年8～9円/kWh**を目指し、
 - ② **20kW未満と洋上風力**については、**定量的目標は設定せず、FITからの中長期的な自立化**を図る、こととした。
- 今年度は、この価格目標を勘案し、さらにコスト効率的な導入が図られるよう調達価格等の設定を行う必要がある。
- また、**洋上風力発電**については、欧州では価格が陸上風力並みに大幅に低下している。この状況を踏まえ、20kW以上の陸上風力と同様、**着床式洋上風力については2030年までに発電コスト8～9円/kWh**という目標を掲げるべきではないか。（なお、欧州でも本格的に導入されているものは着床式のみであり、浮体式についてはまだ実証段階にあることに留意し、目標を据え置いてはどうか。）

<価格目標>

20kW以上の風力発電（陸上）

2030年までに発電コスト8～9円/kWh
FITから自立した形での導入を目指す

20kW未満の小型風力発電（陸上）

導入動向を見極めながら、コスト低減を促す
FITからの中長期的な自立化を図る

洋上風力発電

導入環境整備を進めつつ、
FITからの中長期的な自立化を図る

【現状】

現行の発電コストは、13.9円/kWhで、世界平均（8.8円/kWh）の約1.6倍

風車：16.0万円/kW
(世界平均の1.4倍)

・競争力の高い国内メーカーの不在、環境アセス・系統の予見可能性の低さ等により、高止まり。

工事費等：12.2万円/kW
(世界平均の1.6倍)

・地理的制約、小さいWF規模等により割高に。

運転維持費：0.9万円/kW/年
(世界平均の2倍)

稼働年数：20年

・風車メーカー・O&M事業者の適切な競争の不在。
・メンテナンス効率化の未徹底。

競争促進・強い風車産業育成により国際水準を目指す

WF・風車の大規模化による低コスト化

競争促進・メンテナンス効率化により国際水準を目指す

【目標】

2030年までに発電コスト8～9円/kWh FITから自立した導入を目指す

風車・工事費等：23.9～25.3万円/kW

運転維持費：0.41～0.46万円/kW/年
稼働年数：25年

※目標の数値はJWPA WIND VISION（2030年）より

(1) 現状と価格目標②価格目標（参考）洋上風力の海外動向

7

- 近時、欧州では洋上風力の入札価格が急激に下落している。各国で入札価格が10円/kWh以下の案件が続出し、ドイツでは市場価格（補助金なし）の案件も登場している。

入札時期	国	サイト名	規模	価格 (1€=120円/1£=150円)
2015.2	イギリス	East Anglia 1 (ScottishPower Renewables and Vattenfall)	714 MW	119.89 £/MWh (17.9円/kWh)
2015.2	イギリス	Neart na Gaoithe (Mainstream)	448 MW	114.38 £/MWh (17.1円/kWh)
2015.2	デンマーク	Horns Reef 3 (Vattenfall)	406 MW	104 EUR/MWh (12.5円/kWh)
2016.2	オランダ	Borssele 1+2 (DONG)	350MW × 2	72.7 EUR/MWh (8.7円/kWh)
2016.9	デンマーク	Danish Nearshore (Vattenfall)	350MW	63.7 EUR/MWh (7.6円/kWh)
2016.11	デンマーク	Kriegers Flak (Vattenfall)	600MW	49.9 EUR/MWh (6.0円/kWh)
2016.12	オランダ	Borssele 3+4 (Shell, Van Oord, Eneco, 三菱商事)	350MW × 2	54.5 EUR/MWh (6.5円/kWh)
2017.4	ドイツ	Gode Wind III (DONG)	110MW	60.0 EUR/MWh (7.2円/kWh)
	ドイツ	Borkum Riffgrund West II + OWP West (DONG)	240MW + 240MW	市場価格 (補助金ゼロ)
	ドイツ	He Dreiht (EnBW)	900MW	市場価格 (補助金ゼロ)
2017.9	イギリス	Triton Knoll (Innogy, Statkraft)	860MW	74.75 £/MWh (11.2円/kWh)
	イギリス	Hornsea Project 2 (DONG)	1,386MW	57.5 £/MWh (8.6円/kWh)
	イギリス	Moray East (EDPR, Engie)	950MW	57.5 £/MWh (8.6円/kWh)

(2-1) 陸上風力発電(20kW以上)の資本費・運転維持費

8

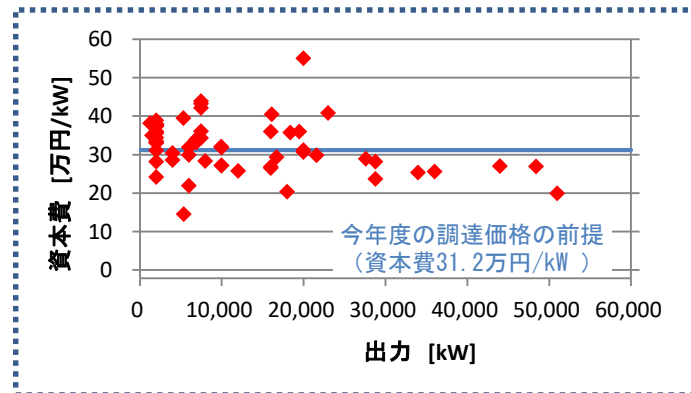
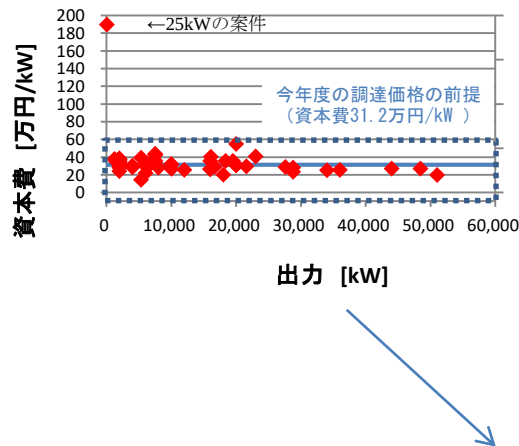
(資本費)

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは62件で、平均値35.0万円/kW、中央値33.1万円/kW。
- 昨年度の委員会では、効率化を促していくためにトップランナー的により大規模の7,500kW以上の資本費の中央値を採用し、2019年度の想定値を28.2万円/kWとした。**今年度も7,500kW以上の案件(27件)を分析すると、中央値は28.3万円/kWとなっており、2019年度の想定値(28.2万円/kW)とほぼ同水準。**
- したがって、**2020年度は想定値を据え置いてはどうか。**

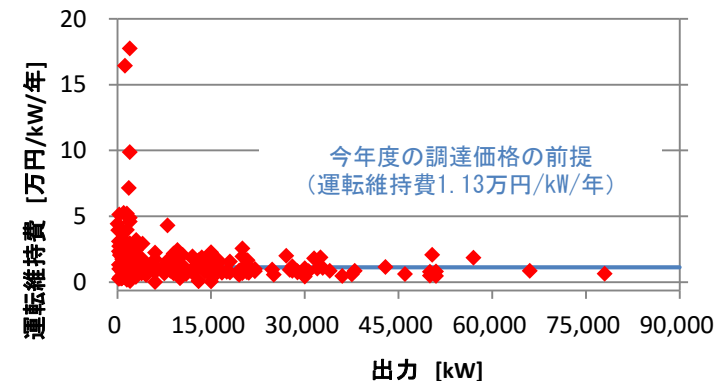
(運転維持費)

- 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータは300件で、平均値1.61万円/kW/年、中央値1.23万円/kW/年。
- 昨年度の委員会では、資本費と同様、トップランナー的により大規模の7,500kW以上の運転維持費の中央値を採用し、2019年度の想定値を0.93万円/kW/年とした。**今年度も7,500kW以上の案件(108件)を分析すると、中央値は0.91万円/kWとなっており、2019年度の想定値(0.93万円/kW/年)とほぼ同水準。**
- したがって、**2020年度は想定値を据え置いてはどうか。**

【出力と資本費の関係】



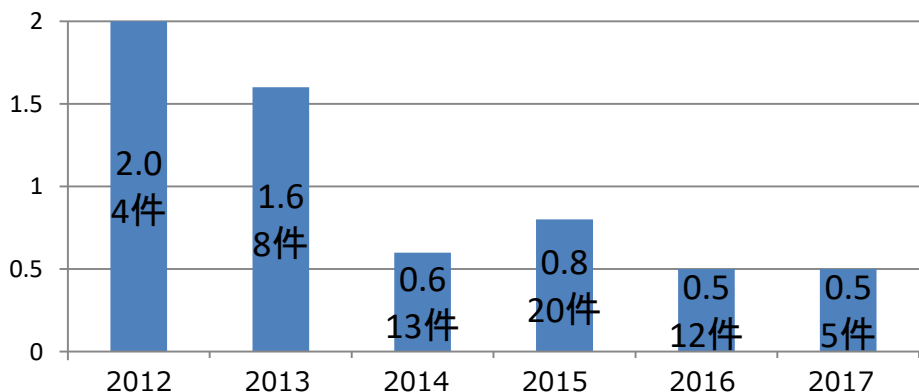
【出力と運転維持費の関係】



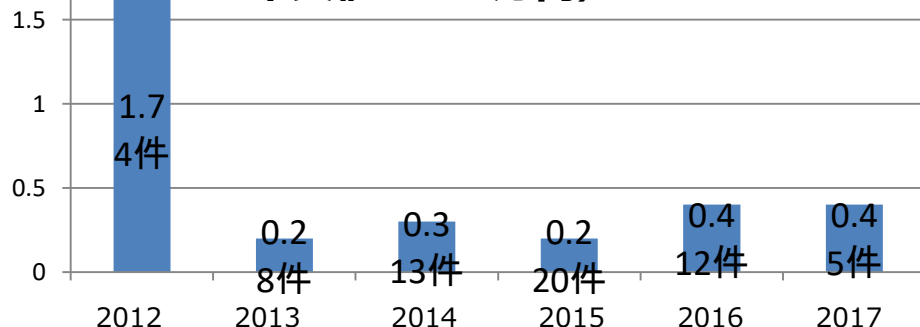
(2-1) 陸上風力発電(20kW以上)の接続費

- 定期報告データを用いて、接続費の分析を行った。分析の結果、20kW以上の案件全体では、接続に要する費用の**平均値は0.9万円/kW、中央値は0.3万円/kW**であり、**2017年度の想定値(1.0万円/kW)を下回った**。また、7,500kW以上の大規模案件に限った場合でも、平均値0.9万円/kW、中央値0.3万円/kWとなっている。
- 設置年ごとに分析した場合、20kW以上全体・7,500kW以上ともに、**直近で接続費は横ばい傾向**。

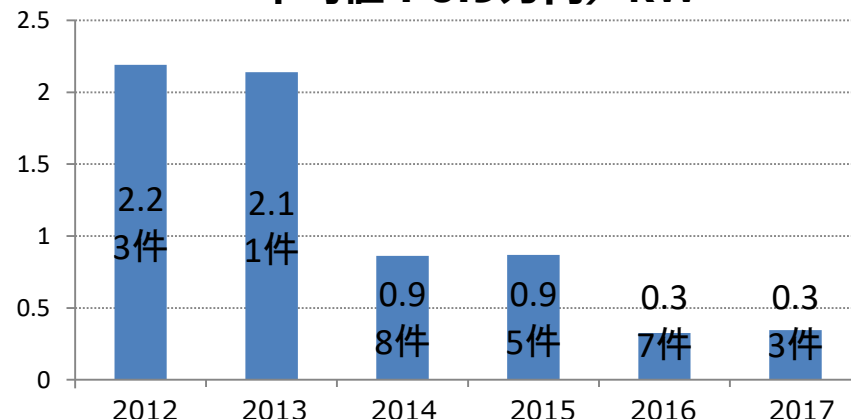
【20kW以上全体】
平均値：0.9万円/kW



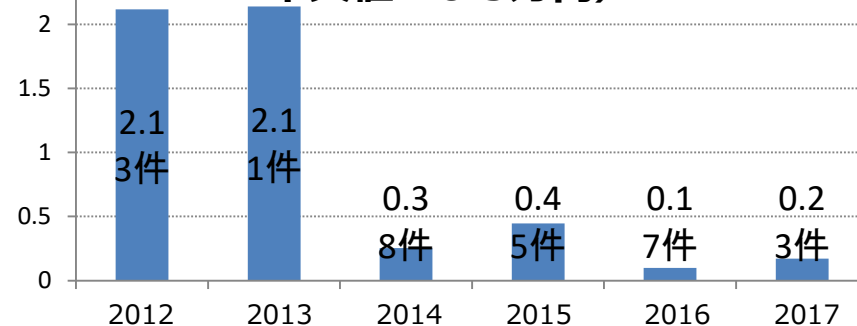
中央値：0.3万円/kW



【7,500kW以上】
平均値：0.9万円/kW



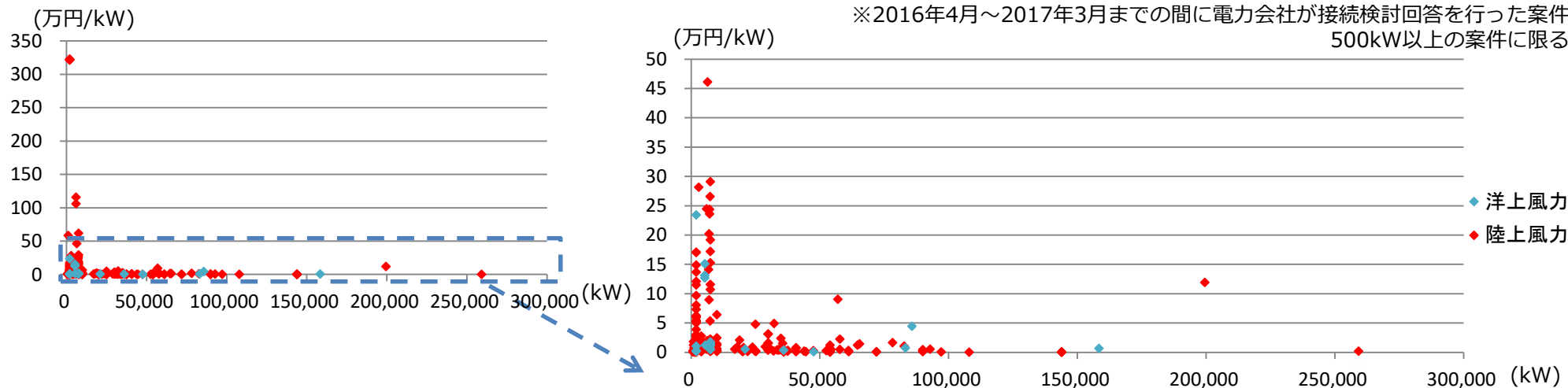
中央値：0.3万円/kW



- 前々回の委員会における事業者ヒアリングでは、事業者団体が実施したアンケートの中で、風力発電設備の接続費が増加傾向にあるという声があった。こうしたことを踏まえ、電力会社が接続検討回答を行った際に各発電事業者に提示した接続費について、広域機関が収集したデータ(237件)の分析を行った。その結果、**接続費の平均値は10.1万円/kW、中央値は1.0万円/kW**であった。100万円/kWを超える著しく高額な案件が全体の平均値を引き上げていることを勘案して中央値を参照すると、**想定値(1.0万円/kW)と同水準**であった。
- なお、定期報告データ、広域機関データ、事業者団体が実施したアンケートでは、それぞれ対象としている**事業の熟度が異なる**。熟度の低い案件には、費用が著しく高額であるため最終的に事業化に至らない案件も含まれている可能性がある。
- こうした状況を踏まえ、まずは現行の想定値の範囲で効率的な地点の案件を推進しながら導入を進めていく観点から、**2020年度は想定値を据え置くこととしてはどうか。**

<電力会社が接続検討回答を行った際に各発電事業者に提示した接続費(広域機関データ)>

※2016年4月～2017年3月までの間に電力会社が接続検討回答を行った案件
500kW以上の案件に限る



	定期報告データ	広域機関データ	事業者団体アンケート
対象案件の事業熟度	運転開始済案件のみ	接続検討回答の時点	計画中案件
比較時に考慮すべき事項	受変電設備(1.2～1.5万円/kW程度)を除く。(設備費として計上)	- 事業者が自営線として敷設する場合、これに要する費用を除く。 - 受変電設備は電力会社が設置を求めた場合のみ含む。	—

(2-1) 陸上風力発電(20kW以上)の設備利用率

11

- 昨年度の委員会では、近年の設備利用率の上昇を踏まえ、直近(2011年～2016年)の設置案件の中央値を採用し、2017～2019年度の想定値を24.8%とした。今年度も同様に設備利用率を分析した結果、**直近(2011年～2017年)の設置案件の中央値は26.8%となり、2017年度の想定値(24.8%)を上回った。**
- 風力発電の設備利用率については、**風況等の気象条件による影響**を受けることから、年度ごとに多少の変動があり得る。したがって、**今年度・昨年度・一昨年度の委員会で分析に用いた直近(2011年～)の中央値の平均値を見ると、25.6%となり、2017年度の想定値(24.8%)を上回った。**
- 以上のコストデータと設備利用率が上昇しているという事業者のヒアリングを踏まえ、**2020年度の想定値**としては、**今年度・昨年度・一昨年度の委員会で分析に用いた直近の中央値の平均値である25.6%を採用**することとしてはどうか。

20kW以上全体		設備利用率(中央値)		
		今年度データ (2016年6月～2017年5月)	昨年度データ (2015年7月～2016年6月)	一昨年度データ (2014年10月～2015年9月)
全体		19.4%	18.7%	18.6%
設置年	～2000年	18.1%	17.7%	15.7%
	2001～2005年	17.3%	17.3%	17.9%
	2006～2010年	18.9%	18.7%	18.5%
	2011年～	26.8%	24.8%	25.1%
(参考)2019年度想定値 昨年度委員会時点の 2011年～2016年設置案件の中央値		24.8%		

- 20kW以上の陸上風力発電については、昨年度の委員会でリブレース区分を設定したところであるが、現時点までにFIT認定案件はなく、コストデータは得られていない。
- このため、2020年度の想定値については、昨年度と同様、以下のとおり整理することとしてはどうか。
 - ・ 資本費については、電源線等の系統設備は基本的に全て流用可能であることから、**2020年度の新設区分の想定値から接続費を差し引いた値を採用**する。
 - ・ 運転維持費および設備利用率については、新設の場合と特段別異に取り扱う理由がないことから、**2020年度の新設区分と同じ値を採用**する。
- なお、昨年度の委員会における指摘も踏まえ、今後具体的な案件のコストデータ等が収集されれば、リブレース区分のコストの実態について、検証を深めていく必要がある。

(資本費)

- FIT制度開始以降、現在までに得られたデータ件数は111件であった。平均値は137万円/kW、中央値は128万円/kWであり、**想定値(125万円/kW)と同水準**となっている。

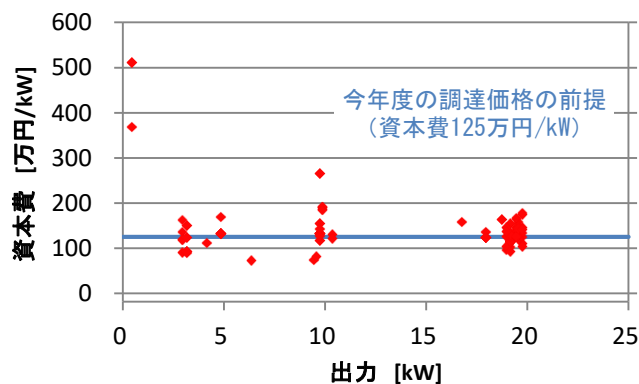
(運転維持費)

- FIT制度開始以降、現在までに得られたデータ件数は21件であった。平均値は2.7万円/kW/年、中央値は1.8万円/kW/年となっている。(想定値は0円。)

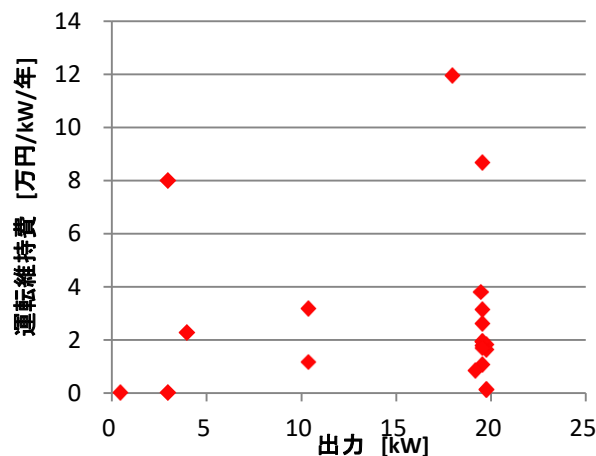
(設備利用率)

- 認定データ及び2016年6月～2017年5月の1年間に費用負担調整機関に報告された発電電力量から、各設備の設備利用率を確認した。その結果、全体の**平均値は9.1%、中央値では7.6%となっており、想定値(16.7%)を大きく下回っている。**

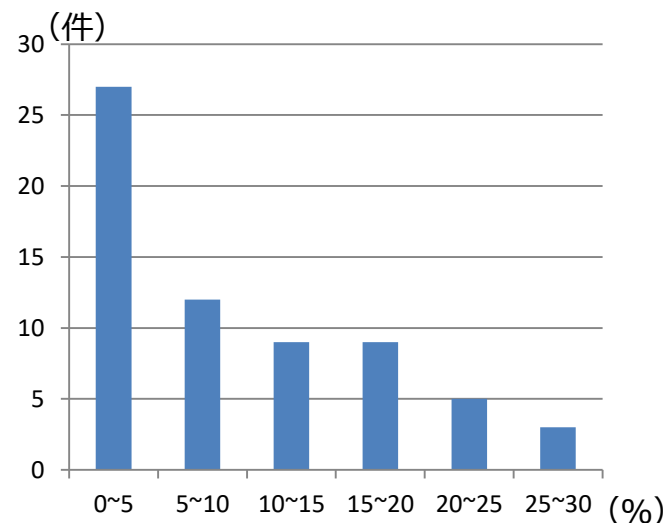
【出力と資本費の関係】



【出力と運転維持費の関係】



【設備利用率の分布】



- 前々回の委員会における事業者ヒアリングにおいては、小型風力発電の将来的なFIT制度からの自立化可能性について、複数の委員からご指摘があった。また、小型風力発電については、昨年度の委員会において、「設置期間が短い上、まだ得られているデータも少なく、コスト動向を注視すべきことから、予め3年間の調達価格を定めないこととした。今後データ収集を進め、来年度以降、調達価格の見直しについて議論を深めるべき」とされた。
- こうした中、2017年3月末時点で既に6,400件(12万kW)と多くの件数の認定があり、2017年9月末時点で339件(5,400kW)が導入されていることから、既にFIT制度からの自立化可能性を判断するのに必要なデータが集まっていると考えられるのではないかと。
- したがって、小型風力発電のFIT制度からの自立化可能性と制度上の取扱いについて、次頁のとおり整理することとしてはどうか。

- 現在、小型風力発電の買取価格は55円/kWhとなっており、コストデータは想定値どおりで低減傾向にない。また、海外では大型と同区分の買取価格設定となっているか、小型区分を設定している場合でもその価格は安い(10円台～30円/kWh)ことを踏まえると、日本の買取価格・発電コストは高止まりしている。
- 認定データ及び費用負担調整機関に報告された発電電力量から、FIT制度の下で稼働している設備利用率を分析すると、中央値は7.6%であり、想定値(16.7%)と比べても著しく低い。(なお、直近(2015年以降)に運転開始した案件を見ても、設備利用率は低い(中央値9.9%)。)実績の利用率を想定して投資回収可能な調達価格を機械的に算出すると120円/kWh程度となる。
- 以上のことから、前々回の委員会における事業者ヒアリングを踏まえ、仮に発電コストを2030年までに30円/kWh以下の水準まで低減させることが可能であるとしても、現在の電力市場価格を考慮すると、一般的な用途としては、FIT制度からの自立化は困難と考えられるのではないかと。
- FIT制度は、制度開始当初より、支援措置なしのマーケットベースでの再エネの導入を将来的に図るために、国民負担により現在の再エネのコスト高を一時的に補填する特措法による制度である。また、改正FIT法の趣旨は再エネの最大限の導入と国民負担の抑制の両立にある。
- 委員会での事業者ヒアリングとFIT制度の趣旨を踏まえると、自家消費や防災用、離島等での活用といった特殊用途としてFIT制度外で進めていくことに意義はあるが、FIT制度からの自立化が困難な小型風力発電については、55円/kWhといった高価格での新規認定を行い続けることは適当とはいえないのではないかと。他方、20kW以上の風力発電と同じ買取区分でコスト効率的に事業を実施する案件については、20kW以上の風力発電と同区分として取り扱うこととしてはどうか。

(2-2) 風力発電 (20kW未満) FIT制度からの自立化可能性を踏まえた取扱い (参考) 16

- 海外では、小型風力発電の買取区分を設けている国もあれば、小型・大型の区別のない国もあり、いずれにせよ日本と比べて価格は低い。
- また、高い買取価格を背景に発電コストが高止まっている可能性がある。

＜海外の買取区分＞ 小型風力の買取価格 (100kW以下)

小型風力の価格設定あり			小型・大型の区別なし		
イギリス	イタリア	デンマーク	ドイツ	フランス	オランダ
19.9円 (50kW未満)	30円 (100kW未満)	26円 (10kW以上25kW未満)	10.2円	9.8円	8.6円

※いずれも初年度の買取価格。価格は2016年12月時点。

＜ヒアリング調査の結果＞

米国A社の小型風力発電の販売価格 (10kW)	
米国内	日本
機器のみで 350万円	設置工事費を含めて 1,200万円～

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータ 1 件、201万円/kW（想定値は56.5万円/kW）。また、運転維持費のコストデータはまだ得られていない。
- 港湾区域内については、2016年度の港湾法改正により、区域内の占用許可を申請できる者を公募により決定する制度が整備された。港湾区域・漁港区域内で既に 2 件（10.3万kW）のFIT認定案件が存在している。他方で、よりポテンシャルの大きい一般海域については、内閣府を中心に、現在海域利用ルールの検討が行われているところ。（なお、一般海域内における現在のFIT認定案件は 5 件（2.4万kW）である。）
- こうした中、例えば、北東北募集プロセスにおいて、第 2 段階接続検討受付（2017年8月）時点で約 786万kWの応募があるなど、直近で具体的な事業計画が顕在化しており、仮に一般海域の海域利用ルールが整備された場合、競争環境が整うことで導入拡大が進み、国民負担への影響が大きい（マクロインパクトが大きい）可能性がある。
- また、ヨーロッパでは、海域利用ルールの整備とともに入札制度を導入するなどといった取組を行うことにより、1 基の出力 5 MW程度・1 サイト当たりの基数は80基程度といった大型化等によるコスト効率的な導入が短期間で進んでいる。（我が国の想定値は 1 基の出力 2 MW・1 サイト当たりの基数は10基程度）例えば、2017年4月には、ドイツで初めて補助金なしで導入される案件が登場した。
- 以上を踏まえると、一般海域の海域利用ルールの整備と合わせて、そのルールが適用される案件について、入札制度導入も含めて、どのように取り扱うことが適切かを検討するべきではないか。

現在のFIT認定案件

港湾区域内等	2件 (10.3万kW)
一般海域	5件 (2.4万kW)

海域利用ルールを検討中

(一般海域の海域利用ルールが整備された場合)

競争環境が整い大量導入が進む可能性。
国民負担へのマクロインパクト大。

コスト効率的な導入が可能。
欧州では、海域利用ルールとともに、入札制度の導入等によりコスト効率的な導入を実現。

- 現行の洋上風力発電の調達価格については、2014年の委員会において議論をいただき、**2011年度に実施した実現可能性調査の結果等を踏まえ36円/kWhと決定**した。
- 2015年のエネルギーミックスの決定に当たっては、**主に港湾区域を中心に導入が進むことが想定して、2030年度の導入量を82万kW**と見込んだ。この際、買取費用・賦課金の算定に当たっては、現行の調達価格36円/kWhを基準とした。他方、現在では、**一般海域も含めて、北東北募集プロセスにおいて約786万kWの応募**があるなど、直近で具体的な事業計画が顕在化している。
- また、**現行の調達価格36円/kWhは1基の出力2MW・1サイト当たり基数10基というサイトを想定**しているが、事業者ヒアリングを踏まえると、**我が国においても1基あたり3～5MW程度の規模の案件が計画されつつある**。

<現行の調達価格（36円/kWh）の想定>

2011年度実現可能性調査

…国内4ヶ所における洋上ウィンドファームの
実現可能性を文献やシミュレーションにより調査

2MW×10基のウィンドファームを想定	
資本費	54～59万円/kW → <u>56.5万円/kWを採用</u>
運転維持費	1.5～3.0万円/kW/年 → <u>2.25万円/kW/年を採用</u>

<エネルギーミックスの想定>

	設備容量	発電量
陸上風力	918万kW	161億kWh
洋上風力	82万kW (※)	22億kWh

(※) エネルギーミックス策定時点で具体化していた
案件は140万kW。うち**110万kW程度が港湾内**。

- 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、改正FIT法では、調達価格を定める電源区分等のうち、入札により国民負担の軽減につながると認められるものについては、入札対象の電源区分等として指定することができるとされている。洋上風力発電についても、ポテンシャルや具体的な事業計画の顕在化や海外におけるコスト効率的な導入といった状況変化を踏まえ、国民負担の抑制から、入札制度の対象としかどうかを検討することが必要。
- 洋上風力についても、入札制の対象の検討に当たっては、事業用太陽光や一般木材等バイオマスと同様に、同区分が他電源と比べて、①導入が大幅に達成されていること、②十分なFIT対象認定件数を有すること、③コスト低下のポテンシャルが見込まれることといった要素を検討した上で、**十分な競争環境が整っている**かどうかを検討することが必要。
- 洋上風力発電については、以下の状況が認められる。
 - ・ **北東北募集プロセスで786万kWの応募がある中で、一般海域の海域利用ルールが整備された場合、こうした顕在化している具体的な事業計画が実現しやすくなり、FIT認定が増加する十分な蓋然性がある。**
 - ・ 欧州では、海域利用ルールの整備とともに入札制度を導入することによって、**買取価格が短期間で急速に低減したり、補助金なしで導入される案件が登場する**などしている。こうした動きは特定の国にとどまらず、様々な国に伝播しており、**日本でもその経験を活用したコスト低減が見込まれる。**

- ポテンシャルのより大きな一般海域の海域利用ルールが整備されれば、競争環境が成立すると考えられる。したがって、一般海域の海域利用ルールの開始にあわせて、まずはルールが適用される案件について、入札制(※)へ移行してはどうか。

(※) 落札者の決定方法等、実施する入札制度の詳細については、洋上風力発電の特性も踏まえ、新しく整備されるルールによることとしてどうか。

- また、一般海域利用ルール適用案件への入札制導入が行われれば、競争を通じたコスト低減傾向が進展するとともに、ルールに基づき洋上風力発電市場が健全に活性化することが期待され、その競争環境が市場全体に波及する可能性がある。
- 一般海域の海域利用ルールが適用される案件以外については、例えば足下では港湾区域において新規に占用許可公募を行う見通しが当面ない中で、洋上風力市場の動向を注視する必要があるため、
 - ・ 当該ルールの整備の状況や、洋上風力の認定状況も踏まえて、今後の委員会において、入札制への移行可能性も含め、その取扱についてあらためて議論いただくこととし、
 - ・ 2020年度の調達価格は今年度の委員会では決定しないこととしてどうか。
- なお、欧州でも本格的に導入されているものは着床式のみであり、浮体式についてはまだ実証段階にあることに留意し、浮体式については、2020年度は想定値を据え置くこととしてどうか。

(※) なお、一般海域の海域利用ルールの開始の時期によっては、洋上風力発電の一部について、既に価格を設定している年度の途中から入札制に移行することがありうる。この場合、既に複数年度設定した価格を改めて定めることとなるが、ルール整備という当初想定していなかった変化が生じ、具体的な事業計画が顕在化することでFIT認定が増加する可能性があり、これによる国民負担への影響が大きい(マクロインパクトが大きい)ことから、今年度の委員会でご議論いただいた既に決めた調達価格等との関係の整理と整合的である。

1． 風力発電について

2． 地熱発電について

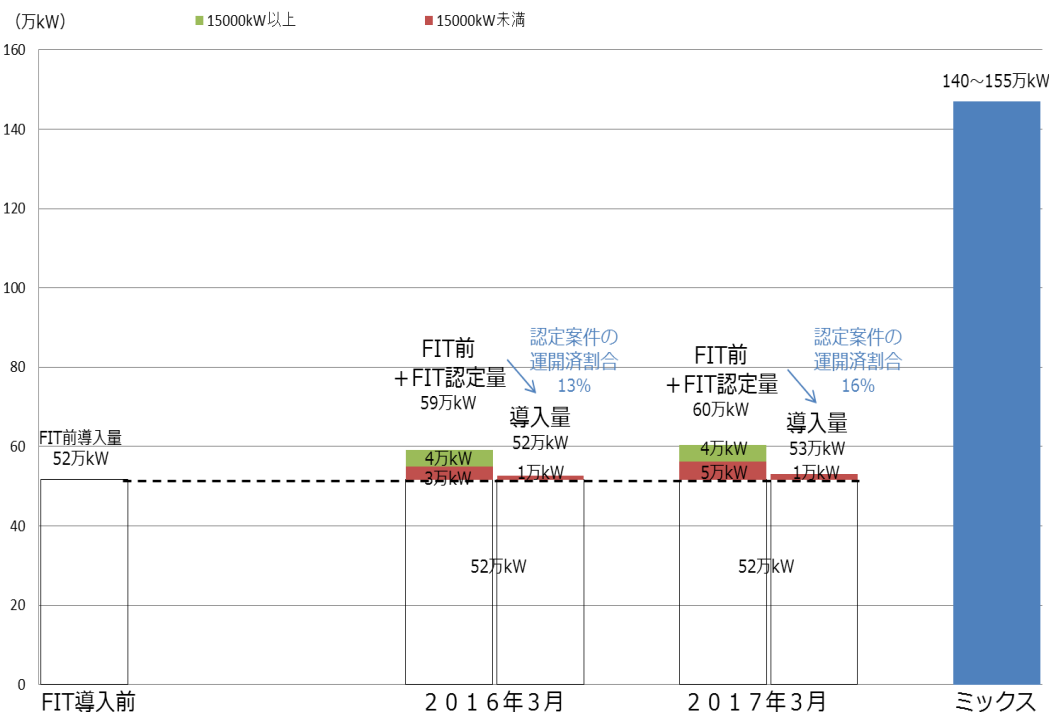
(1) 現状と価格目標

(2) コストデータ

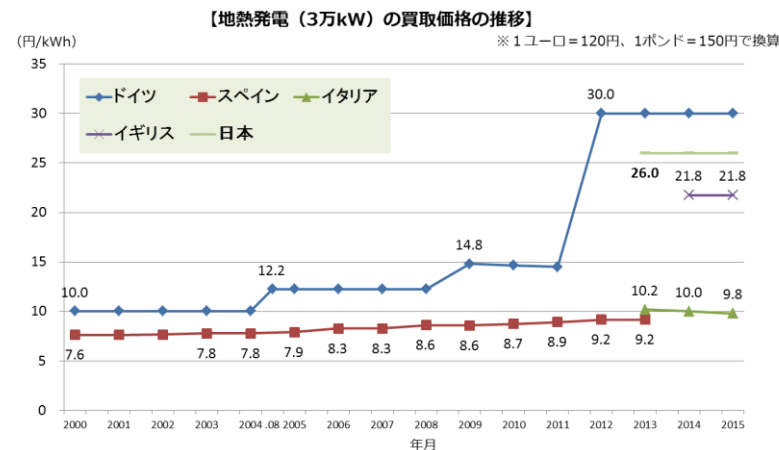
3． 中小水力発電について

- FIT制度開始後、リードタイムの短い小規模発電については、導入件数は増えているが、発電量としては限定的。また、地熱資源量調査が着実に行われているものの、リードタイムの長さもあり、FIT制度開始後に運転を開始した出力1,000kW以上の案件（中～大規模発電）は、4件に留まっている。
- 買取価格は、EU諸国と比較して高い水準となっているが、EU諸国についても、一部の国を除いて導入量は限定的である。さらに、我が国の地熱ポテンシャルの高い地域は山間部が多いため、海外と比較して、開発コストがかかる傾向にある。価格目標で掲げたFITからの自立化に向け、いかなる政策措置が必要か検討することが求められる。

＜認定量・導入量・買取価格の状況＞



＜海外の買取価格の推移＞

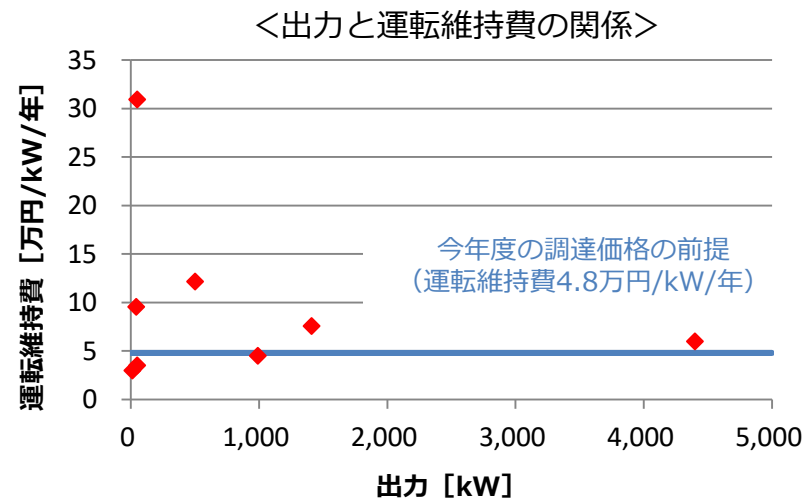
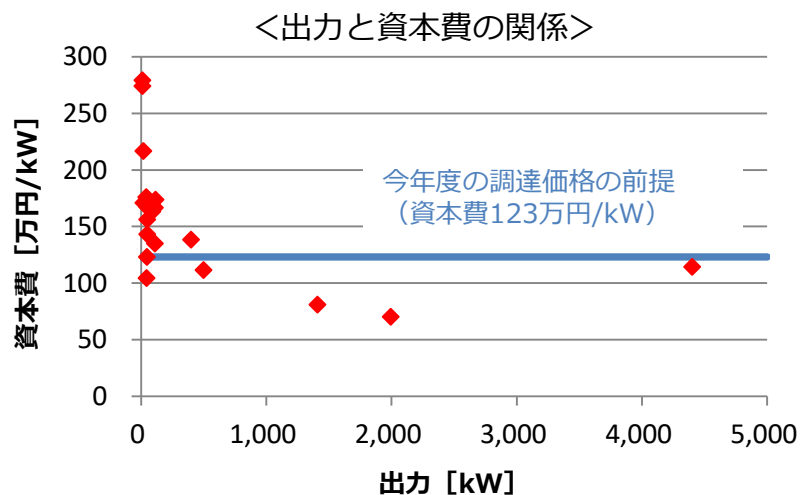


注) ドイツ：導入が想定どおりに進んでいないと評価されたため、2012年以降、2015年末までに稼働開始した設備を対象として、ボーナスを内包する形で買取価格を大幅に引き上げ。

＜価格目標＞

当面は、FITに加え、地元理解促進や環境影響評価手続の迅速化等により、大規模案件の開発を円滑化。中長期的には、技術開発等により開発リスク・コストを低減し、FITからの自立化を図る。

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは、15,000kW未満で19件。**平均値、中央値ともに156万円/kWであり、想定値(123万円/kW)を上回る**。高額な案件は、それぞれ10.2kWと11kWと19kWの小規模な案件で平均値を引き上げており、この3件を除くと平均値は137万円/kWとなる。また、**120kW未満の小規模な案件を除く5件の平均値は、103万円/kW**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8件。**平均値9.7万円/kW/年は、想定値(4.8万円/kW/年)を上回る**。30.9万円/kW/年の案件が平均値を引き上げており、この案件を除くと平均値6.6万円/kW/年、中央値6.0万円/kW/年となり、想定値より高い水準となるが、少ないコストデータの中で大規模改修を行った案件が1件含まれている。
- 15,000kW未満については、資本費・運転維持費とも、まだ得られているコストデータも少なく、5,000kW以上についてはコストデータが得られていない。また、15,000kW以上の導入事例はない。なお、現時点では、リプレース案件のコストデータは得られていない。
- このため、**引き続きコスト動向を注視する必要があるため、2020年度は想定値を据え置くこととして**はどうか。



1. 風力発電について

2. 地熱発電について

3. 中小水力発電について

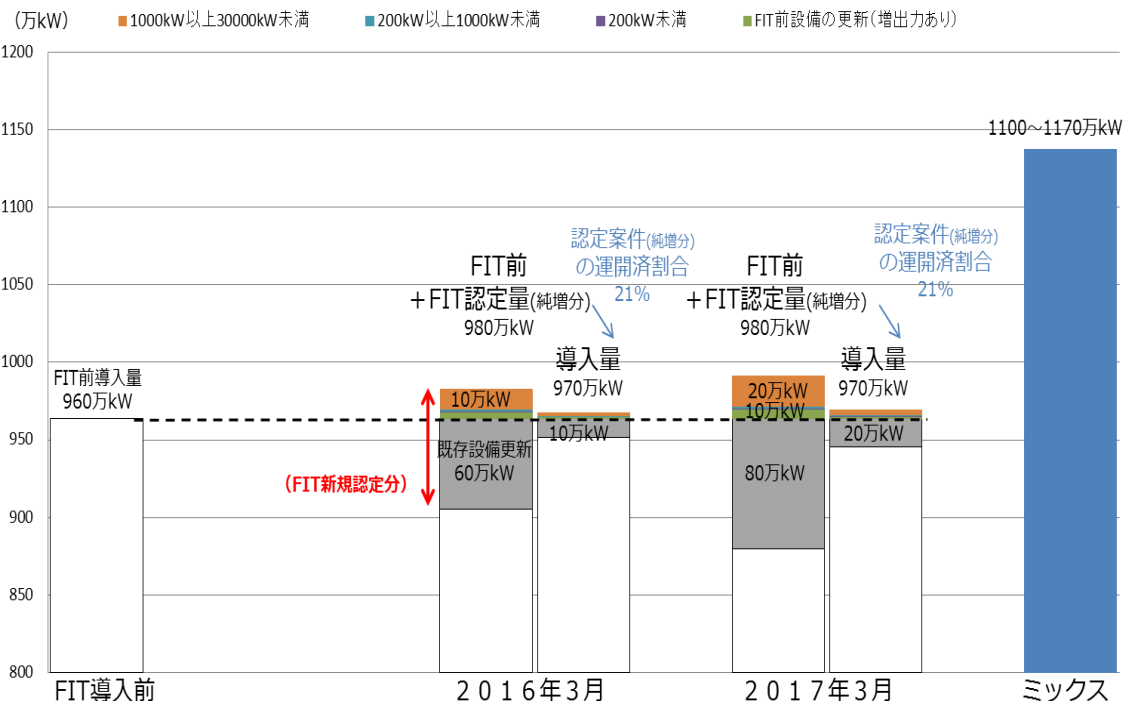
(1) 現状と価格目標

(2) コストデータ

- FIT制度開始後、**認定量は徐々に増加**してきているが、初期リスクや建設コスト等の課題から、**新規地点の開発が十分進んでいるとはいえない状況**。
- 諸外国と比べて全体的に高コストであり、**買取価格も高止まっている**状況。価格目標で掲げたFITからの自立化に向け、いかなる政策措置が必要か検討することが求められる。

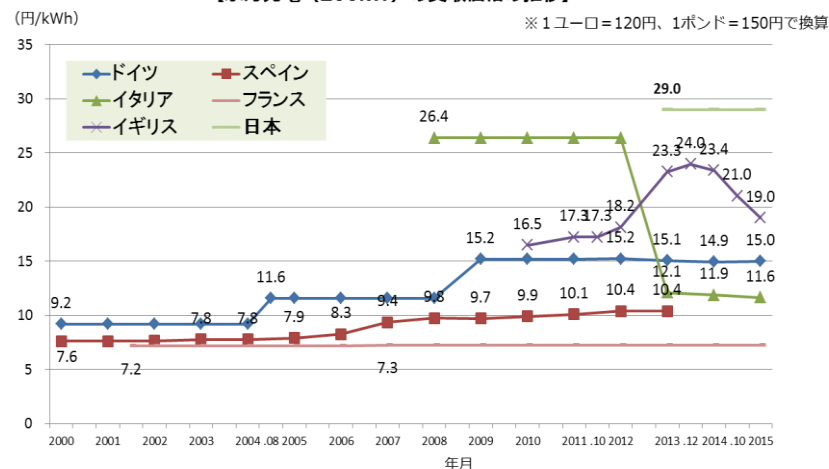
＜認定量・導入量・買取価格の状況＞

＜海外の買取価格の推移＞



※資源エネルギー庁調査をもとにFIT新規定設備のうち、
・新設案件…20%
・FIT前設備の更新(増出力あり)…5%
・FIT前設備の更新(増出力なし)…75%と仮定して試算した。

【水力発電(200kW)の買取価格の推移】



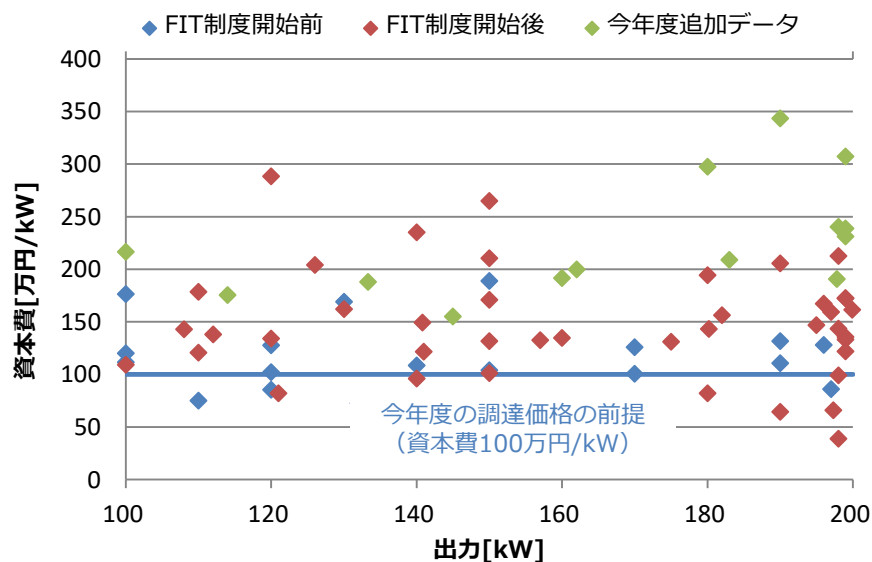
注) ドイツ : 2004年8月: 500kW以下の小規模水力発電設備を優遇する形で買取価格を引き上げ。
2009年: 買取期間を30年間から20年間に短縮したために買取価格を引き上げ。
イタリア: 2013年以降は200kW以下の水力発電を対象としたFIT制度から、10MW以下の設備に単一の買取価格を適用する新たなFIT制度に移行。
イギリス: 2013年に100~500kWの買取価格の出力区分を新設し、当該区分の買取価格を引き上げ。

＜価格目標＞

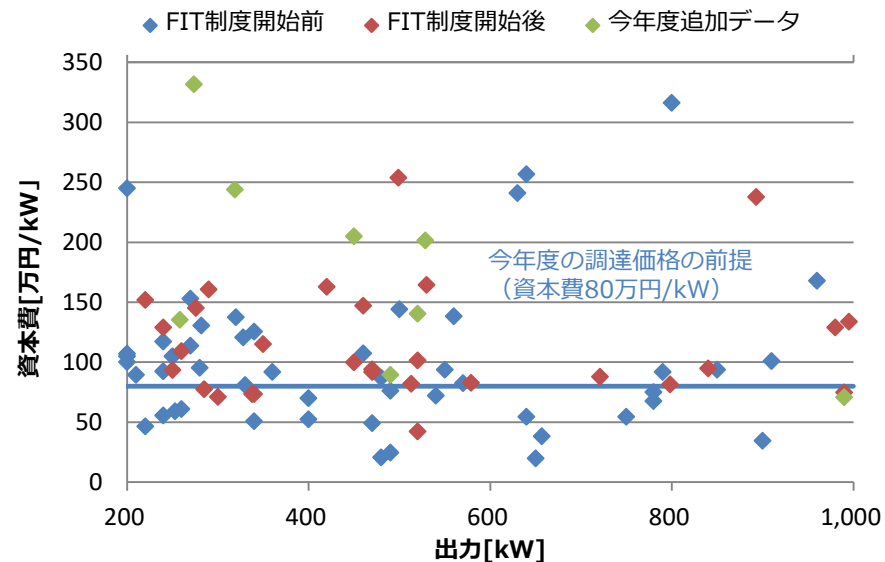
当面は、FITに加え、流量調査等によるリスク低減を進め、新規地点開発を促進。新規地点開発後は低コストで発電可能であることも踏まえ、技術開発によるコスト低減等を進め、FITからの中長期的な自立化を図る。

- 法令に基づくコストデータの報告は、FIT制度開始後に運転開始した案件に限られるため、中小水力発電については、FIT制度開始前から運転開始している案件が多数存在することから、これらの案件に対して資本費のコストデータの調査を行い、分析対象として加えている。
- 200kW未満についてのコストデータは241件。既存の水路等の活用で低額で実施できている既設導水路活用型に相当する案件を除くと（232件）、**平均値304万円/kW、中央値205万円/kW**。そのうち補助金案件が多く含まれる100kW未満及び300万円/kW以上の高額案件を除くと**平均値151万円/kW、中央値143万円/kWとなり、想定値（100万円/kW）に近い水準となるが、分散が大きい。**
- 200kW以上1,000kW未満のコストデータは107件。既存の水路等の活用で低額で実施できている既設導水路活用型に相当する案件を除くと（87件）、**平均値127万円/kW、中央値95万円/kW**。そのうち300万円/kW以上の高額案件を除外すると、**平均値108万円/kW、中央値94万円/kWとなり、想定値（80万円/kW）に近い水準となるが、分散が大きい。**

＜200kW未満の出力と資本費の関係＞



＜200kW以上1,000kW未満の出力と資本費の関係＞

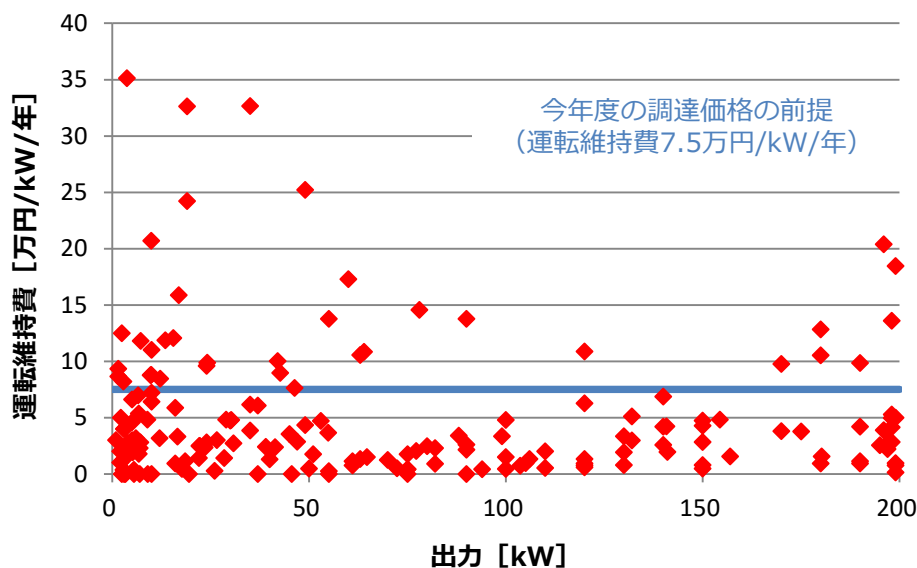


- 200kW未満のコストデータは173件。平均値が5.4万円/kW/年、中央値が2.9万円/kW/年となり、想定値（7.5万円/kW/年）を下回るが、分散が大きい。
- 200kW以上1,000kW未満のコストデータは95件。平均値が2.9万円/kW/年、中央値が1.8万円/kW/年となり、想定値（6.9万円/kW/年）を下回るが、分散が大きい。

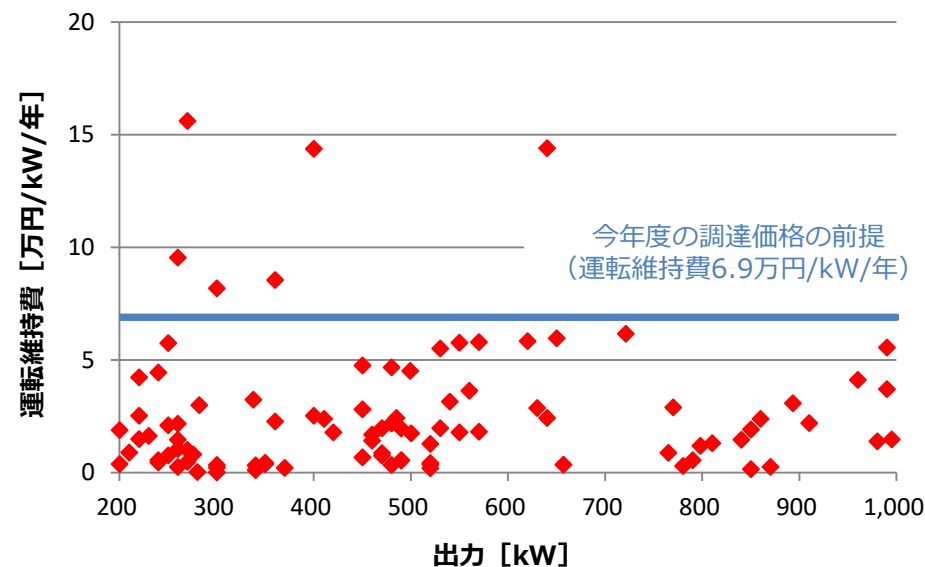
（まとめ）

- 以上のことから、1,000kW未満の各区分については、資本費・運転維持費とも、案件による分散が大きいことから、まずは現行の想定値の範囲で効率的な地点・案件を推進しながら導入を進めていくという観点から、2020年度は想定値を据え置くこととしてはどうか。

<200kW未満の出力と運転維持費の関係>

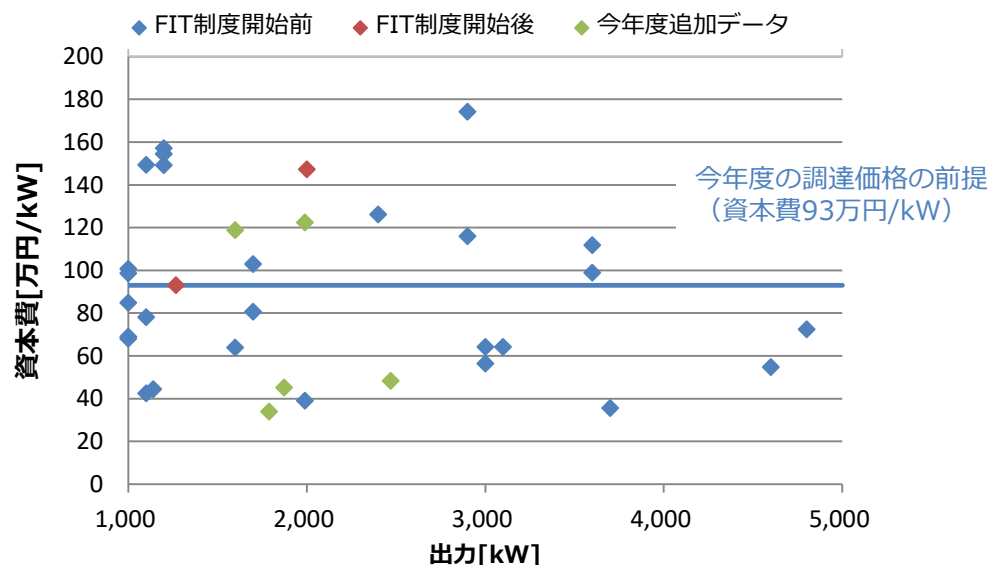


<200kW以上1,000kW未満の出力と運転維持費の関係>

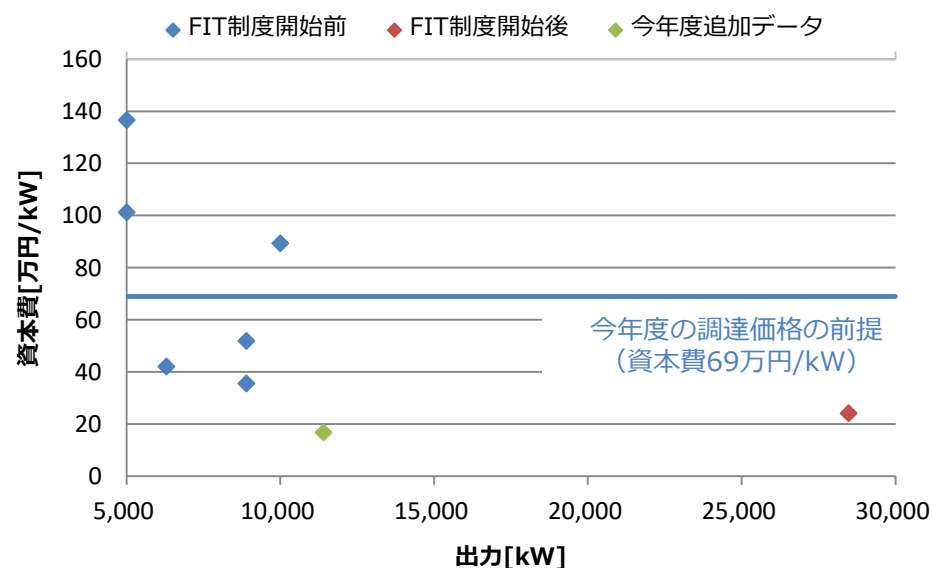


- 1,000kW以上5,000kW未満についてのコストデータは53件。既存の水路等の活用で低額で実施できており、既設導水路活用型に相当する案件を除くと（35件）、平均値237万円/kW、中央値85万円/kW。そのうち300万円/kW以上の高額案件を除外すると、**平均値90万円/kW、中央値83万円/kWとなり、想定値（93万円/kW）と同水準**となる。
- 5,000kW以上30,000kW未満のコストデータは22件。既存の水路等の活用で低額で実施できており、既設導水路活用型に相当する案件を除くと（9件）、平均値173万円/kW、中央値52万円/kW。そのうち300万円/kW以上の高額案件を除外すると、**平均値62万円/kW、中央値47万円/kWとなり、想定値（69万円/kW）と同水準**となる。

<1,000kW以上5,000kW未満の出力と資本費の関係>



<5,000kW以上30,000kW未満の出力と資本費の関係>

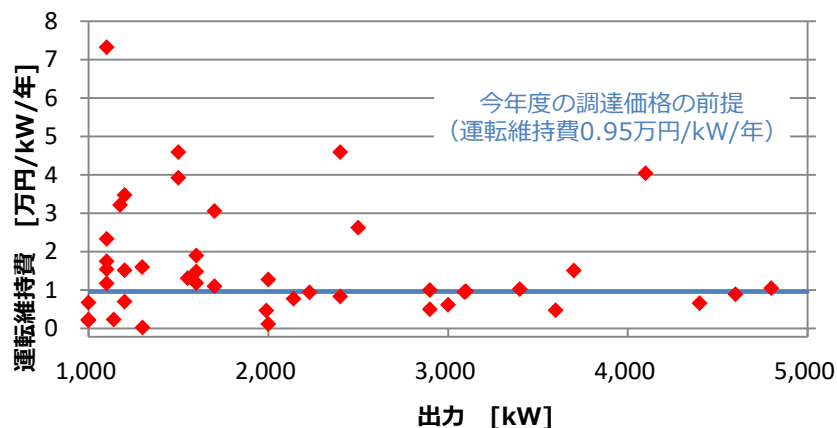


- 1,000kW以上5,000kW未満のコストデータは43件。平均値が1.6万円/kW/年、中央値が1.1万円/kW/年となり、想定値（0.95万円/kW/年）を上回る。
- 5,000kW以上30,000kW未満のコストデータは20件。平均値が1.2万円/kW/年、中央値が1.1万円/kW/年となり、想定値（0.95万円/kW/年）を上回る。

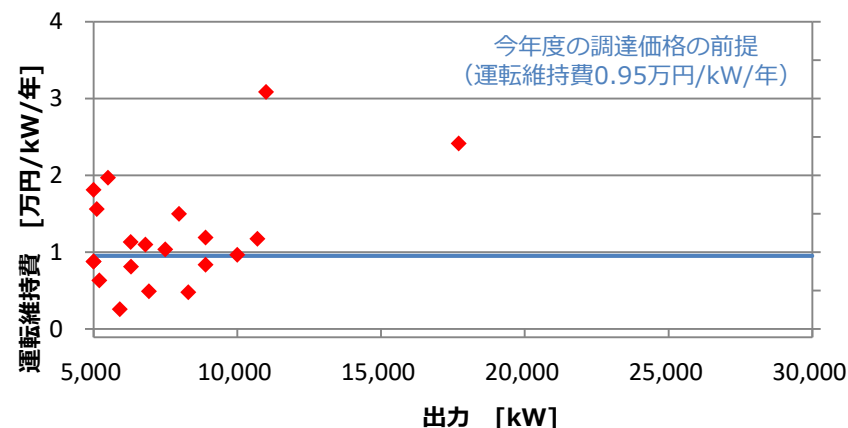
（まとめ）

- 以上のことから、1,000kW以上の各区分については、資本費・運転維持費とも、得られているコストデータが少ないため、引き続きコスト動向を注視する必要がある。したがって、2020年度は想定値を据え置くこととしてはどうか。
- なお、FIT制度開始前よりFIT制度開始後、とりわけ今年度追加されたコストデータは想定値よりも低い。年を経るごとに低くなる傾向にあり、この傾向が継続するものであるか、その動向を注視する必要がある。

<1,000kW以上5,000kW未満の出力と運転維持費の関係>

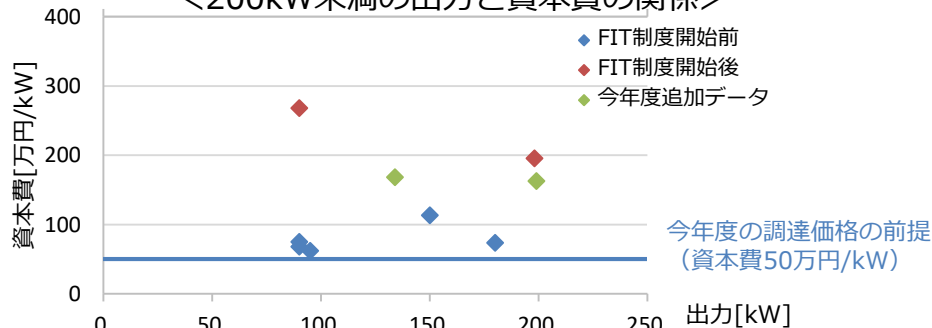


<5,000kW以上30,000kW未満の出力と運転維持費の関係>

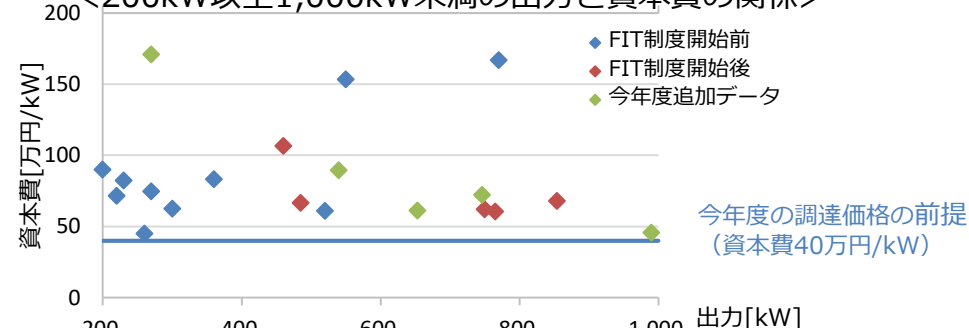


- 200kW未満のコストデータは9件。平均値が132万円/kW、中央値が113万円/kWとなり、想定値（50万円/kW）を上回る。
- 200kW以上1,000kW未満のコストデータは20件。平均値が85万円/kW、中央値が72万円/kWとなり、想定値（40万円/kW）を上回る。
- 1,000kW以上5,000kW未満のコストデータは19件。そのうち300万円/kW以上の高額案件を除くと（18件）、平均値が33万円/kW、中央値が32万円/kWとなり、想定値（46.5万円/kW）を下回る。
- 5,000kW以上30,000kW未満のコストデータは14件。そのうち300万円/kW以上の高額案件を除くと（13件）、平均値が26万円/kW、中央値が22万円/kWとなり、想定値（34.5万円/kW）を下回る。
- 既設導水路型の区分の資本費については、まだ得られているコストデータが少ないため、引き続きコスト動向を注視する必要がある。したがって、2020年度は想定値を据え置くこととしてはどうか。

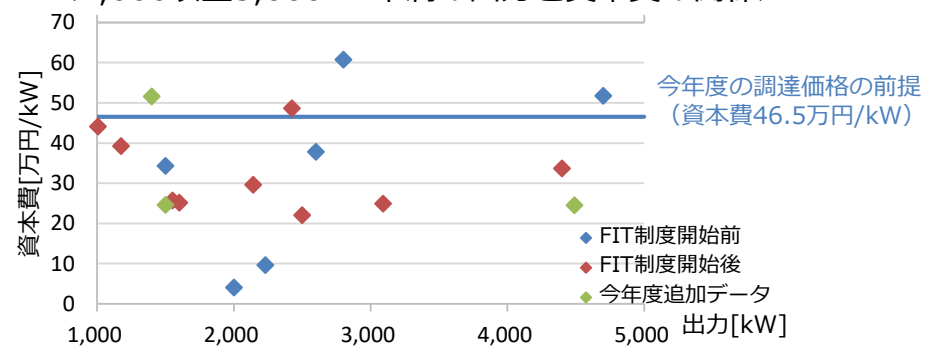
<200kW未満の出力と資本費の関係>



<200kW以上1,000kW未満の出力と資本費の関係>



<1,000以上5,000kW未満の出力と資本費の関係>



<5,000kW以上30,000kW未満の出力と資本費の関係>

