

風力発電・地熱発電・中小水力発電 について

2018年11月
資源エネルギー庁

本日御議論いただく事項

今年度の本委員会で御議論いただく事項

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】	4 0 円	3 6 円	3 2 円	2 9 円 2 7 円※1	2 4 円	入札制移行 (2,000kW以上)					7円 (2025年運転開始(P))	
						2 1 円 (10kW以上2,000kW未満)	1 8 円 (10kW以上2,000kW未満)					
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	4 2 円	3 8 円	3 7 円	3 3 円 3 5 円※2	3 1 円 3 3 円※2	2 8 円 3 0 円※2	2 6 円 2 8 円※2	2 4 円 2 6 円※2			市場価格 (2025年運転開始(P))	
風力 【20年】	2 2 円(20kW以上) ※4					21円 (20kW以上) ※4	2 0 円 ※4	1 9 円 ※4	1 8 円 ※4		8 ~ 9 円 (2030年運転開始(P))	
	5 5 円(20kW未満)※3											
	3 6 円 (洋上風力 (着床式・浮体式))					3 6 円 (着床式) ※5 3 6 円 (浮体式)		3 6 円(浮体式)				
バイオマス 【20年】	2 4 円(バイオマス液体燃料)					2 4 円 (20,000kW以上)	2 1 円 (20,000kW以上)	入札制 移行			FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す	
	2 4 円(一般木材等バイオマス)					2 4 円 (20,000kW未満)	2 1 円 (20,000kW未満)					入札制移行 (10,000kW以上)
	3 2 円(間伐材等由来の木質バイオマス)	4 0 円(2000kW未満)										
		3 2 円(2000kW以上)										
	1 3 円(建設資材廃棄物)											
	1 7 円(一般廃棄物・その他のバイオマス)											
	3 9 円 (メタン発酵ガス)											
地熱 【15年】	2 6 円(15000kW以上) ※4					本日御議論いただく事項						
	4 0 円(15000kW未満) ※4											
水力 【20年】	2 4 円(1000kW以上30000kW未満) ※4					2 4 円	2 0 円(5000kW以上30000kW未満) ※4					
						2 7 円 (1000kW以上5000kW未満) ※4						
	2 9 円(200kW以上1000kW未満) ※4											
	3 4 円(200kW未満) ※4											

※3 小型風力は、真に開発中の案件に限って経過措置を設ける。 ※4 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 一般海域利用ルール適用案件は、ルール開始に合わせて入札制移行。

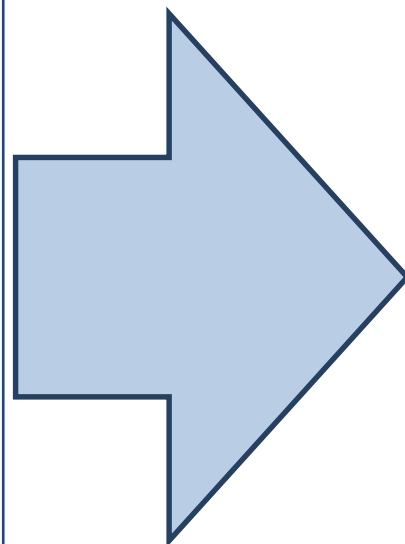
今年度の本委員会の主な論点（全体のフレームワーク）

第38回調達価格等算定委員会
(2018年10月1日) 資料1より作成

- 今年度の調達価格等算定委員会では、**第5次エネルギー基本計画**で2030年に向けて再生可能エネルギーを**主力電源化**していく方向性が示されたことを踏まえ、**コスト低減の加速化をより一層強化する方策**を検討していく。
- その際、第5次エネルギー基本計画で整理した電源の考え方に基づき、①**急速なコストダウンが見込まれる電源**（太陽光発電・風力発電）と②**地域との共生を図りつつ緩やかに自立に向かう電源**（地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電）のそれぞれに対して、国内外のコスト動向を見極めつつ、**電源の性質に沿った適切な方法でコスト低減を促す**という視点で検討することが重要。

第5次
エネルギー基本計画
(7月3日閣議決定)

「主力電源化」
= ①コスト低減 + ②長期安定電源化



◆ 検討方法
・定期報告データ
（＝精緻な国内コスト動向調査）
・定期報告以外のデータ
（＝海外の取組の取入れ等）

急速なコストダウンが
見込まれる電源

太陽光発電
風力発電

地域との共生を図りつつ
緩やかに自立化に向かう電源

地熱発電
中小水力発電
バイオマス発電

電源横断的な論点

本日御議論いただく論点①

第38回調達価格等算定委員会
(2018年10月1日) 資料1より抜粋

<総論（電源横断的な論点）>

● 複数年度価格設定

- 2020年度末にFIT法抜本見直しの期限が到来することも踏まえつつ、2021年度の調達価格等の検討に当たっては、電源の性質に応じて複数年度価格設定の考え方を整理するべきではないか。

● 適正な利潤（IRR）

- 現在のIRR水準の設定から6年が経過している中で、資金調達コストなどの実態を踏まえて、IRRの水準を再検討するべきではないか。（供給量勘案上乗せ措置等）

2016年度の本委員会意見における指摘事項（抜粋）

- （略）来年度以降は全電源のIRRを維持した上で、今後の導入量、FIT認定量等の推移を良く注視して、上乗せ分のIRRの取扱いについて、引き続き検討を行うこととした。

2017年度の本委員会意見における指摘事項（抜粋）

- バイオマス発電については、一般木材等バイオマス区分全体ではFIT認定量が急増していることから、バイオマス発電全体でFIT認定量が急増していると考えて、この措置を廃止するという考え方もある。他方で、一般木材等バイオマス（バイオマス液体燃料以外）の10,000kW未満やメタン発酵ガス・未利用材・建設資材廃棄物・一般廃棄物その他バイオマスの各区分については、認定量の急増は見られないことから、引き続き「供給量勘案上乗せ措置」を継続することとし、今後の導入量やFIT認定量等の推移を良く注視することとした。

本日御議論いただく論点②

第38回調達価格等算定委員会
(2018年10月1日) 資料1より抜粋

＜急速なコストダウンが見込まれる電源（太陽光発電・風力発電）＞

（２）風力発電

● 価格目標（※）

➤ 直近のコスト動向や将来のコスト見通し等を踏まえつつ、コストダウンを加速化するためには、**価格目標を前倒すことが適切か。**

● 入札制の導入（※）

➤ 世界では風力発電のコストが低減している中、**日本でもコスト低減を実現し、リードタイムも踏まえた現状と価格目標のギャップを埋めていくためには、陸上・洋上を問わず、早期に入札制を導入することを検討する**べきではないか。

● 陸上風力発電の2021年度の取扱い

➤ 陸上風力発電については、リードタイムが長いことを踏まえて、これまで3年間の複数年度価格設定を行ってきたが、**急速なコストダウンが見込まれる中で、入札制導入の検討状況や2020年度末にFIT法抜本見直しの期限が到来すること**を考慮しつつ、**2021年度の取扱いを検討する**必要があるのではないかと。

● 洋上風力発電（一般海域の海域利用ルール適用外）の2020年度の取扱い

➤ **一般海域の海域利用ルールの整備状況**も踏まえつつ、その**波及効果**を考慮した取扱いの決定をするべきではないか。

※再エネ大量導入・次世代電力NW小委から具体化を御提案いただいた事項（参考参照）

本日御議論いただく論点③

第38回調達価格等算定委員会
(2018年10月1日) 資料1より抜粋

＜地域との共生を図りつつ緩やかに自立化に向かう電源（地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電）＞

- 地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電（一般木材等・バイオマス液体燃料以外）の2021年度の調達価格
 - **FIT制度以外の支援も含めた緩やかな自立化に向けた方策**や**複数年度価格設定**の考え方とあわせて検討を行う必要があるのではないか。
- 価格設定時に想定している設備を踏まえた各区分の対象の再確認（**新規燃料の取扱い・石炭混焼の取扱い**など）
（電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会から議論を御提案いただいた事項（参考参照））

2017年度の本委員会意見における指摘事項（抜粋）

- （略）まずはバイオマス入札初年度となる来年度（注：2018年度）の入札結果を注視し、例えば落札案件の大半を大規模な混焼案件が占めるといった事態が生じた場合などには、来年度（注：2018年度）の委員会において、石炭混焼案件の取扱いを改めて検討することとする。

○複数年度価格設定

- 特に2020年度及び2021年度の調達価格等については、2020年度末にFIT法の抜本見直しの期限が到来することを踏まえ、制度の複雑化を防ぐ観点も含めつつ、対応を行う必要があるのではないか。陸上風力の2021年度の価格や洋上風力（一般海域の海域利用ルール適用外）の2020年度の価格は、**FIT法抜本見直しの検討を踏まえて大局的に決定するべき**ではないか。
- FIT法の抜本見直しにかかわらず進めていく事項については、できるだけ早期に決定することが重要ではないか。リードタイムの長い電源は予見可能性を確保するために複数年度価格設定を行っており、2021年度の調達価格等の検討に当たっては、こうした電源の導入を阻害しないよう配慮が必要ではないか。「地域との共生を図りつつ緩やかに自立化に向かう電源」の2021年度の調達価格等については、**FIT法の抜本見直し期限の先ではあるが、予見可能性の観点から決定することが適切**ではないか。

○適正な利潤（IRR）

- IRRの水準については、これまでは太陽光発電の利潤配慮期間を見直ただけであったが、「地域との共生を図りつつ緩やかに自立化に向かう電源」に配慮するとしても、**今年度の委員会で太陽光発電以外の電源を議論するべき**ではないか。
- IRRの水準は、設定後6年が経過している中で、送配電事業者の事業報酬率の水準なども踏まえつつ、供給量勘案上乗せ措置の取扱いだけでなく、**適正な利潤そのものの検討が必要**ではないか。

これまでの委員会での主な御意見②（本日御議論いただく論点の関係事項） 7

○風力発電について

- **価格目標**は当該年度に運転開始する案件の平均値であるため、**認定から運転開始までのタイムラグを考慮して決定**する必要があるのではないか。
- **コスト低減の重要なファクターが事業環境整備**であり、具体的な制度として反映していくのは別の委員会や政府であるとしても、本委員会でも何がコストダウンに必要なかといった観点から、一歩踏み込んだ議論を行うべきではないか。

○地熱発電について

- 地熱発電は15,000kWを境に区分を設定していることにより、20,000～30,000kWの規模の案件にインセンティブが働かなくなっており、**規模で区分を設定する弊害**を検討する必要があるのではないか。
- 地熱発電の区分設定については、弊害をなくすために区分を増やしたとしても、張付きが発生する箇所が増えてしまう。小規模案件の導入が止まらないよう慎重な検討が必要ではあるが、**小規模案件の優遇をやめるということも一つの選択肢**ではないか。
- 地熱発電は探査費用が高いため、国が探査を行う方法や、**調達期間当初は高い調達価格を設定したうえで調達期間の経過とともに調達価格が低減する欧州の価格設定方式などを検討する余地がある**のではないかと。
- 地熱発電の調達価格を高くしても、その恩恵を受けるのは地熱開発に成功した者であり、**初期投資が失敗するリスクに対する支援策としては適当ではない**のではないかと。国が自ら実施するかどうかは別として、探査のコストを下げることは重要であり、別の委員会などで重点的に議論することが必要ではないかと。

業界ヒアリングでの主な御意見①（本日御議論いただく論点の関係事項）

○風力発電の価格目標

- 8～9円/kWhという価格目標の水準で実現可能な案件はどの程度存在するのか。
- 発電コストに占める工事費の割合が多いが、価格目標を達成するためにどのように取り組んでいくのか。

○風力発電のコスト低減に向けた取組

- 国内の風力発電事業への海外事業者の参入は、コスト低減に寄与するのではないか。
- 接続費の一般負担化は買取価格にも影響する。一般海域の海域利用ルール適用される洋上風力など、ポテンシャルが存在しコスト低減が可能である電源については、他の委員会で戦略的な費用負担の在り方を検討いただきたい。
- 接続費の一般負担化は、一般論として、発電コストと系統コストのトータルコストの最小化に繋がらない。業界団体からの要望は、有望な地点を選定して支援することによりコストが低減し、全体最適として効率的な事業が促進されることを念頭に置いたものと思うが、地点の選定方法などに課題があり、自明に効率的な事業を促進する制度となるわけではないため、他の委員会で慎重な検討が必要ではないか。
- 送電線については、使用する事業者を特定しうるものは事業者が負担することが原則と考えるが、欧州で見られるような海上の共用ハブ変電所などの取扱い他委員会で検討が必要ではないか。
- 業界団体から現行のIRRを維持してほしいという要望があったが、ESG投資の拡大などにより投資環境が整いつつある中で、その水準は変わっているのではないかと。FIT制度開始前の導入量と現在のFIT認定量の合計は、2030年のエネルギーミックスに迫る水準となっており、大きなポテンシャルが存在すること踏まえると、国民負担の抑制の観点から、制度開始当初に想定していた高いIRRを一段下げるべき時期に来ているのではないかと。

○洋上風力発電（一般海域の海域利用ルール適用外）の2020年度の取扱い

- 一般海域の海域利用ルール適用外となる洋上風力の調達価格は、感覚として高いが、実績のデータが存在しないため議論が難しい。
- 一般海域の海域利用ルール適用外となる着床式洋上風力の価格について、2020年度まで36円/kWhを据え置いてほしいとの要望が業界団体からあったが、2030年の価格目標に向けたコスト低減の道筋はどのようにになっているか。

○地熱発電について

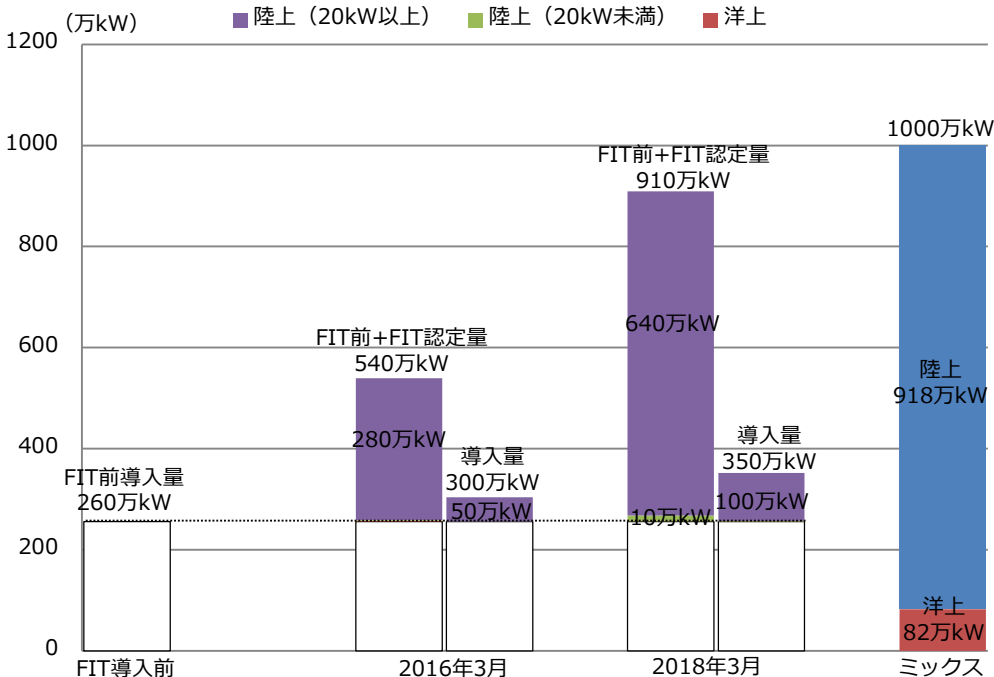
- 地熱発電は電源の特性を踏まえると推進すべき電源である。FIT制度は時限的な措置であり、最終的にはFIT制度から自立するとしても、そのタイミングは最後となるのではないか。
- 個々のプロジェクトでFIT制度の調達期間終了後に政策的補助なしで稼働可能であるから卒FITであると業界団体からの説明があったが、**FIT制度がなくても新規開発が行われるという意味でのFIT制度からの自立の絵も描いていただきたい。**
- FIT法の抜本見直しに当たっては、開発リスクの大きい地熱発電は、**FIT制度による高いIRRの支援は開発に成功した場合にしか与えられず、開発が失敗した場合にはFIT制度による支援が受けられない**という点も踏まえ、支援の方策としてFIT制度が合理的か検討すべきではないか。様々な規制によって開発コストが押し上げられている側面があり、更なる国の努力が必要ではないか。
- 地域型案件への配慮も必要ではあるものの、発電コストを下げるための一つの解は**大規模化**と理解する。**地下探査、規制、系統接続に係るリスクを低減**させた上で、これらを除いた部分でコスト競争を行っていくことが重要ではないか。
- FIT制度の国民負担を増大させないようにしつつ、事業リスクを低減していくためにはどのような方法が適切か。例えば、**調達期間の初期は高い調達価格を設定し、調達期間の途中から調達価格を低減させる**といった**価格設定方法**であれば、トータルの国民負担の水準は変わらないと考えるが、こうした価格設定方法をどのように評価するか。
- 他の電源では小規模案件に対してもコスト効率的な事業の実施を求めるという流れがあるが、区分の新設はこうした流れに反するおそれがある。規模の大きい案件ほどコストが低いとすれば、大規模案件に国の支援を集中することで導入量を増やすことも検討すべきではないか。小規模案件にも意義はあるため、別の施策で支援を行うことは考えられるが、**FIT制度の区分としては大規模区分の価格に統一することも一つの選択肢**ではないか。
- **15,000kW未満の区分は7,000kWの発電所を想定して設定された調達価格等である。この規模のコストデータが現時点では十分でないが、間もなく運転が開始され、データが提出される案件があるため、これを踏まえて検討を行うべきではないか。**

○中小水力発電について

- **案件によって発電コストに差があることや、小規模案件ほど発電コストが高いこと**が課題ではないか。**効率的な案件を横展開し、**発電コストを低減させることが重要と考えるが、具体的にどのような方策があるか。

- 風力発電については、**エネルギーミックス(1,000万kW)**の水準に対して、現時点のFIT前導入量+FIT認定量は**910万kW**、導入量は**350万kW**。洋上風力(着床式・浮体式)発電については、現時点では導入案件は少ないものの、**今後の導入拡大が見込まれる**。
- 最新の買取価格は、陸上風力の2020年度の調達価格が**18円/kWh**、洋上風力の2019年度(着床式)・2020年度(浮体式)の調達価格が**36円/kWh**であるが、**海外の買取価格と比べて高い**。**一般海域の海域利用ルール**の適用案件は、**ルール開始とあわせて入札制に移行すること**となっている。

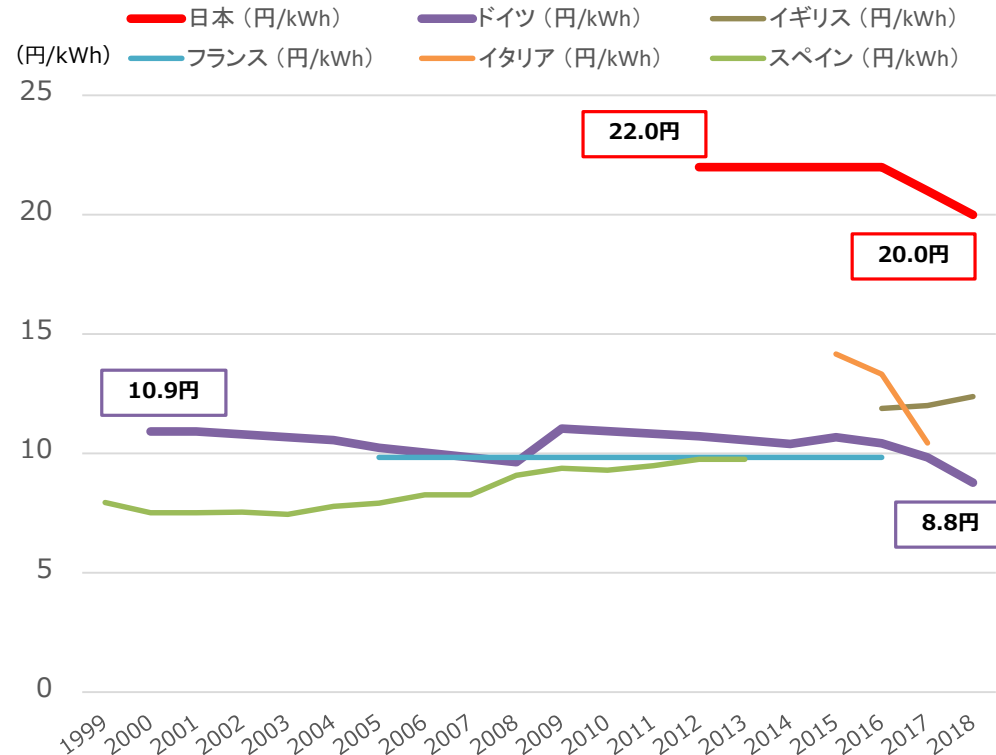
<風力発電のFIT認定量・導入量>



※改正FIT法による失効分を反映済。

※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された2017年度価格案件は含まない。

<風力発電(20,000kW)の各国の買取価格>

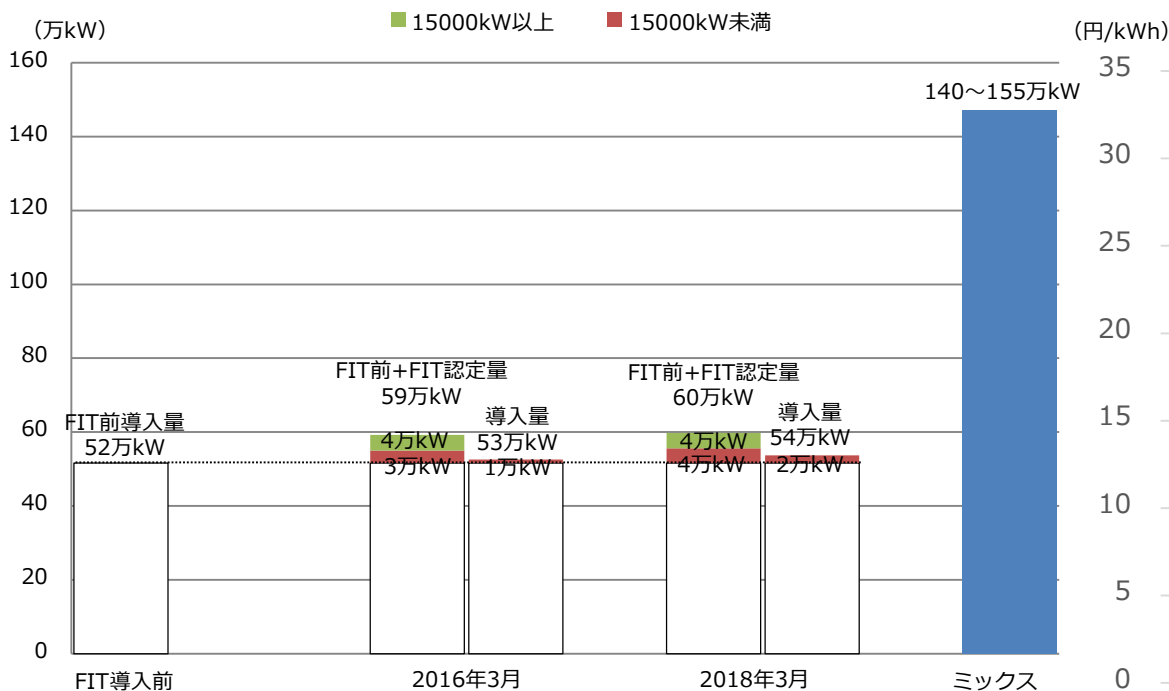


※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。

欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

- 地熱発電については、エネルギーミックス（140～155万kW）の水準に対して、現時点のFIT前導入量 + FIT認定量は60万kW、導入量は54万kW。
- 最新の買取価格は、2020年度の調達価格が15,000kW以上で26円/kWh、15,000kW未満で40円/kWhとなっている。

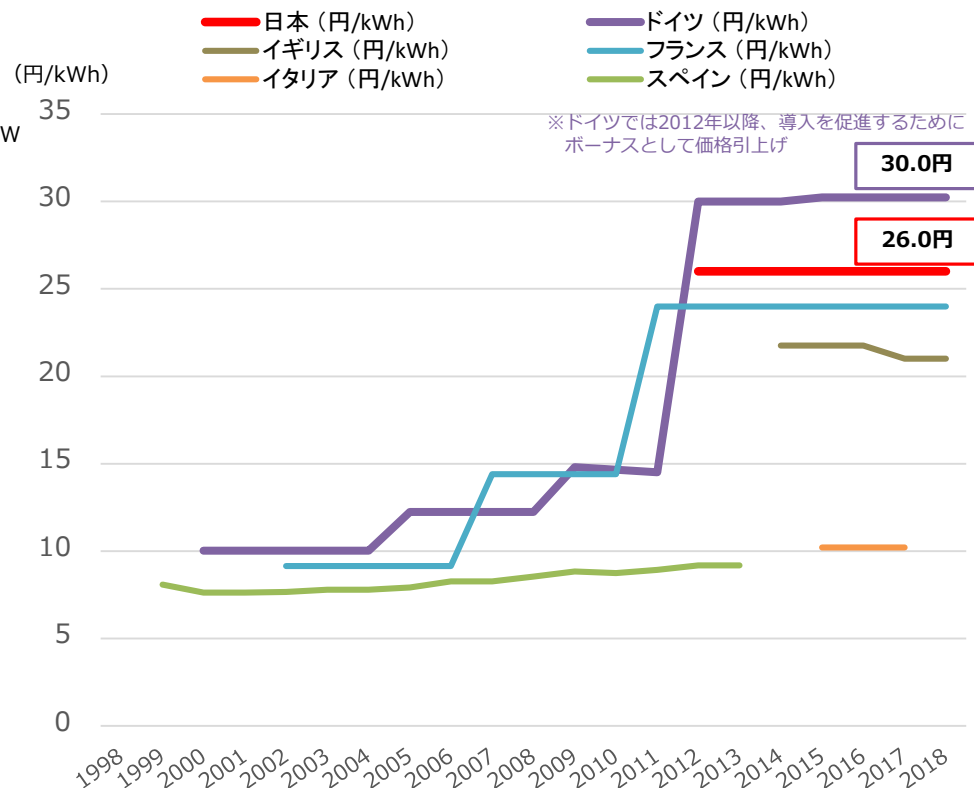
<地熱発電のFIT認定量・導入量>



※改正FIT法による失効分を反映済。

※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された2017年度価格案件は含まない。

<地熱発電（30,000kW）の各国の買取価格>



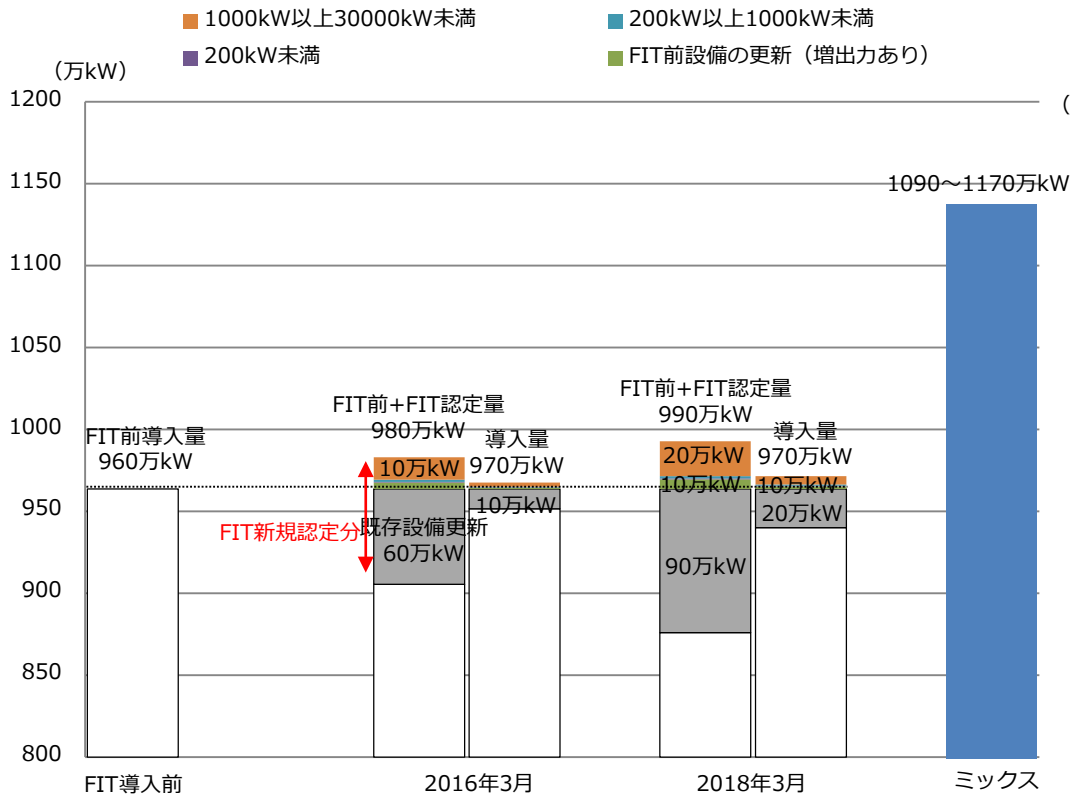
※ドイツでは2012年以降、導入を促進するためにボーナスとして価格引上げ

※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。

欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。ただし、イギリスは落札者なしのため入札上限価格。また、イタリアは落札価格非公表のため、入札上限価格。フランスは12,000kW以上は支援対象外のため、12,000kW設備の価格。

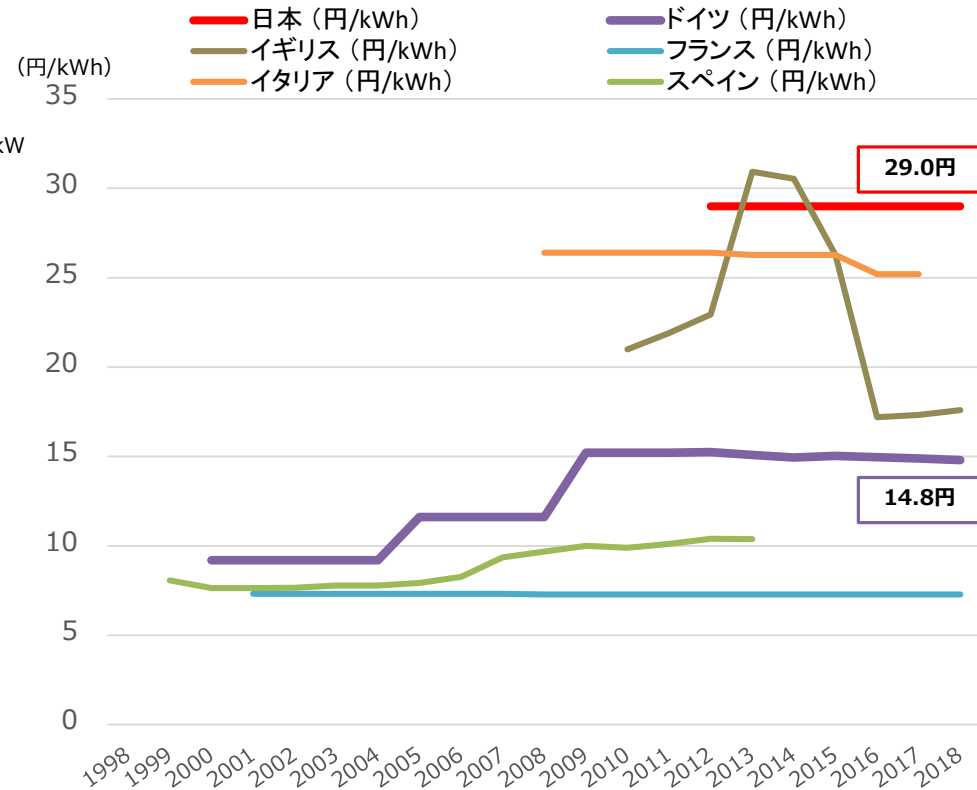
- 中小水力発電については、**エネルギーミックス（1,090～1,170万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量＋FIT認定量は**990万kW**、導入量は**970万kW**。
- 最新の買取価格は、2020年度の調達価格が200kW以上1,000kW未満で**29円/kWh**などであるが、**海外の買取価格と比べて高い**。

＜中小水力発電のFIT認定量・導入量＞



※改正FIT法による失効分を反映済。
 ※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された2017年度価格案件は含まない。
 ※新規認定案件の75%は既存設備の更新（増出力なし）、5%は既存設備の更新（増出力あり）と仮定している。

＜中小水力発電（200kW）の各国の買取価格＞



※資源エネルギー庁作成。1ユーロ＝120円、1ポンド＝150円で換算。
 欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。
 フランスは発電効率等により価格が異なるが、最も安い場合の価格を採用した。

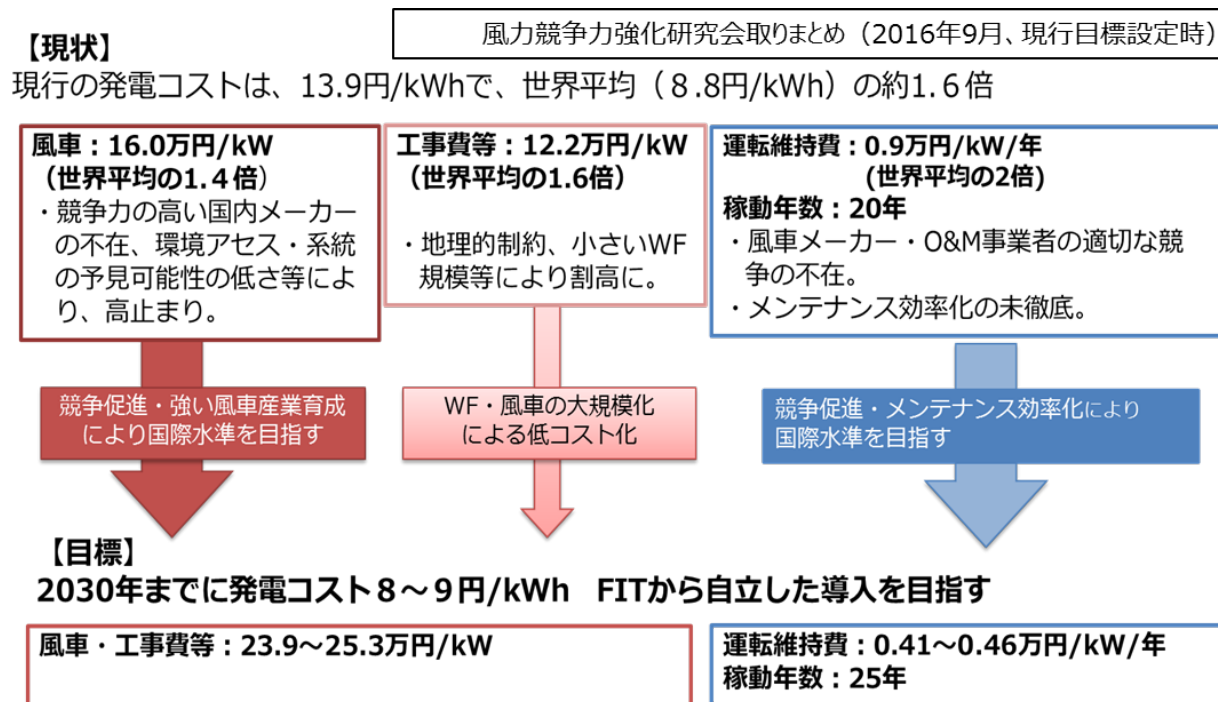
1. 風力発電について

2. 地熱発電について

3. 中小水力発電について

①価格目標 現行の目標

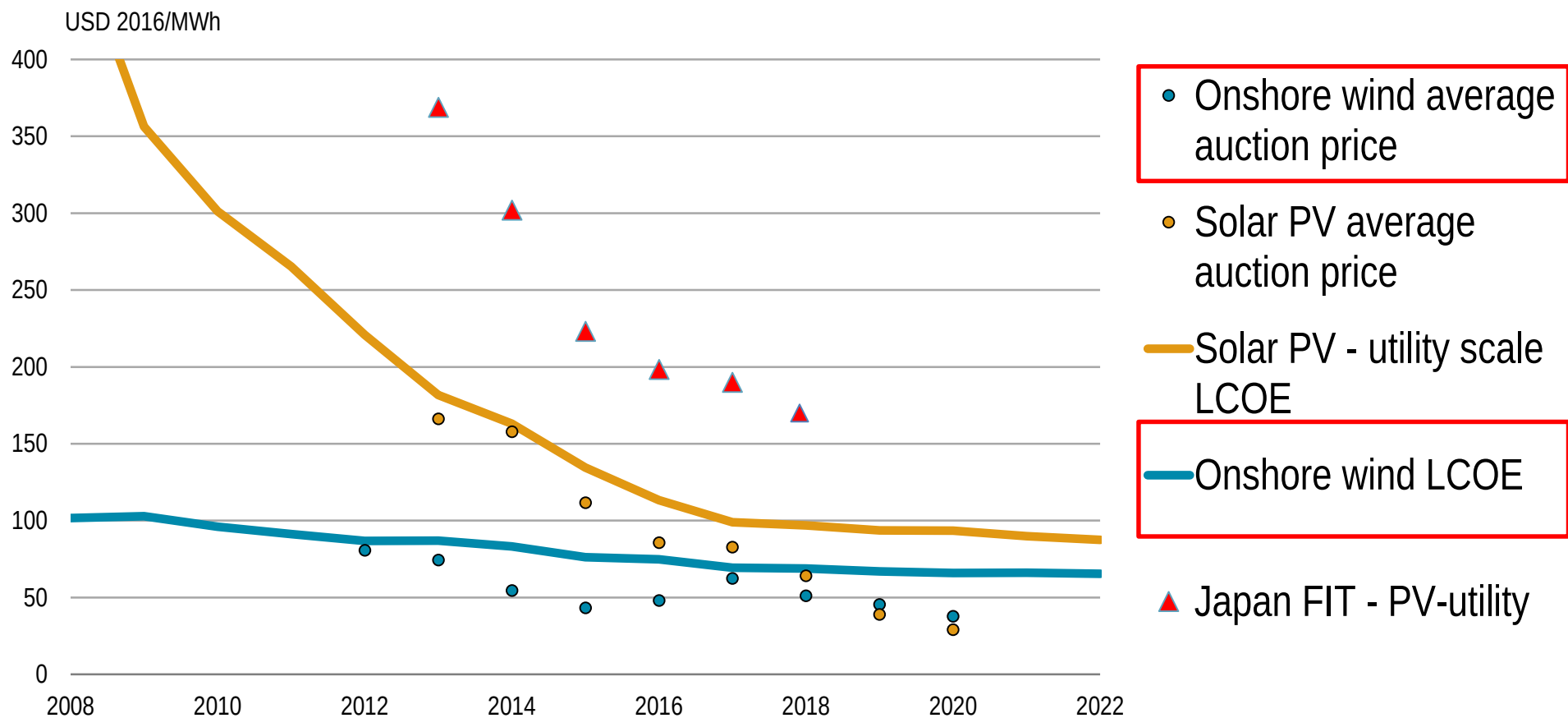
- 価格目標は、FIT法第3条第12項に基づき、**発電事業者・メーカー等の努力やイノベーションによるコスト低減を促す**ため、2017年4月のFIT法改正に伴って決定されたもの。同法第3条第4項において、**調達価格の設定に当たっては価格目標を勘案すること**とされている。
- 風力発電の現行の価格目標は、洋上風力発電（着床式）も含め、**2030年発電コスト8～9円/kWh**となっている。
- なお、ここでいう「発電コスト」とは、資金調達コストのみを念頭に置いた割引率（3%）を付加したもの。現時点で調達価格等算定委員会が想定する適正利潤（IRR=8%）とは異なる。
 - **発電コスト（割引率3%）8～9円/kWh**は
 - **調達価格に換算（割引率8%）すると、12.1～12.9円/kWh**に相当。



※目標の数値はJWPA WIND VISION（2030年）より

① 価格目標 世界のコスト動向

- 世界では、直近の10年間で風力発電のコストが低下しており、既に平均的な案件の発電コストが10円/kWh以下の水準となっている。



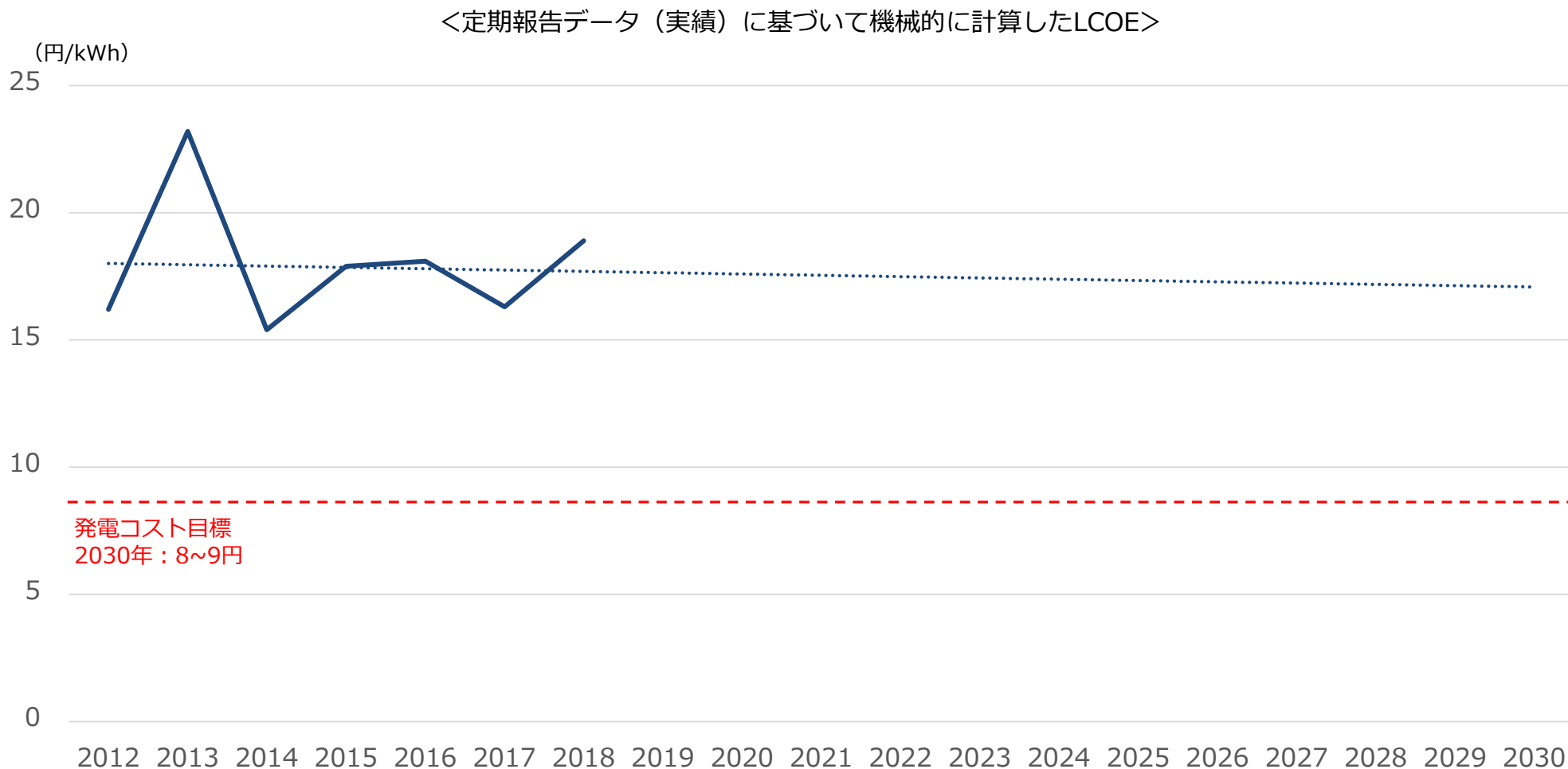
※IEA Renewables 2017をもとに資源エネルギー庁作成。

- 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	プロジェクト名	規模	価格 (1€=130円/1£=150円)
2015.2	デンマーク	Horns Reef 3 (Vattenfall)	406 MW	104 EUR/MWh (13.5円/kWh)
2016.2	オランダ	Borssele 1+2 (DONG 現Orsted)	752MW	72.7 EUR/MWh (9.5円/kWh)
2016.9	デンマーク	Danish Nearshore (Vattenfall)	350MW	63.7 EUR/MWh (8.2円/kWh)
2016.11	デンマーク	Kriegers Flak (Vattenfall)	600MW	49.9 EUR/MWh (6.5円/kWh)
2016.12	オランダ	Borssele 3+4 (Shell, Van Oord, Eneco, 三菱商事)	731.5MW	54.5 EUR/MWh (7.1円/kWh)
2017.4	ドイツ	Gode Wind III (DONG 現Orsted)	110MW	60.0 EUR/MWh (7.8円/kWh)
	ドイツ	Borkum Riffgrund West II + OWP West (DONG 現Orsted)	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 Offshore Wind Firm (Innogy, Statkraft)	860MW	74.75 £/MWh (11.2円/kWh)
	イギリス	Hornsea Project 2 (DONG 現Orsted)	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)
2018.3	オランダ	Hollandse Kust Zuid 1+2 (Nuon, Vattenfall)	740MW	市場価格 (補助金ゼロ)
2018.4	ドイツ	Baltic Eagle (Iberdrola)	476MW	64.6 EUR/MWh (8.4円/kWh)
	ドイツ	Wikinger Sud (Iberdrola)	10MW	市場価格 (補助金ゼロ)
	ドイツ	Gode Wind IV (Orsted)	131.75MW	98.3 EUR/MWh (12.8円/kWh)
	ドイツ	Borkum Riffgrund West I (Orsted)	420MW	市場価格 (補助金ゼロ)

①価格目標 日本のコスト動向（実績）

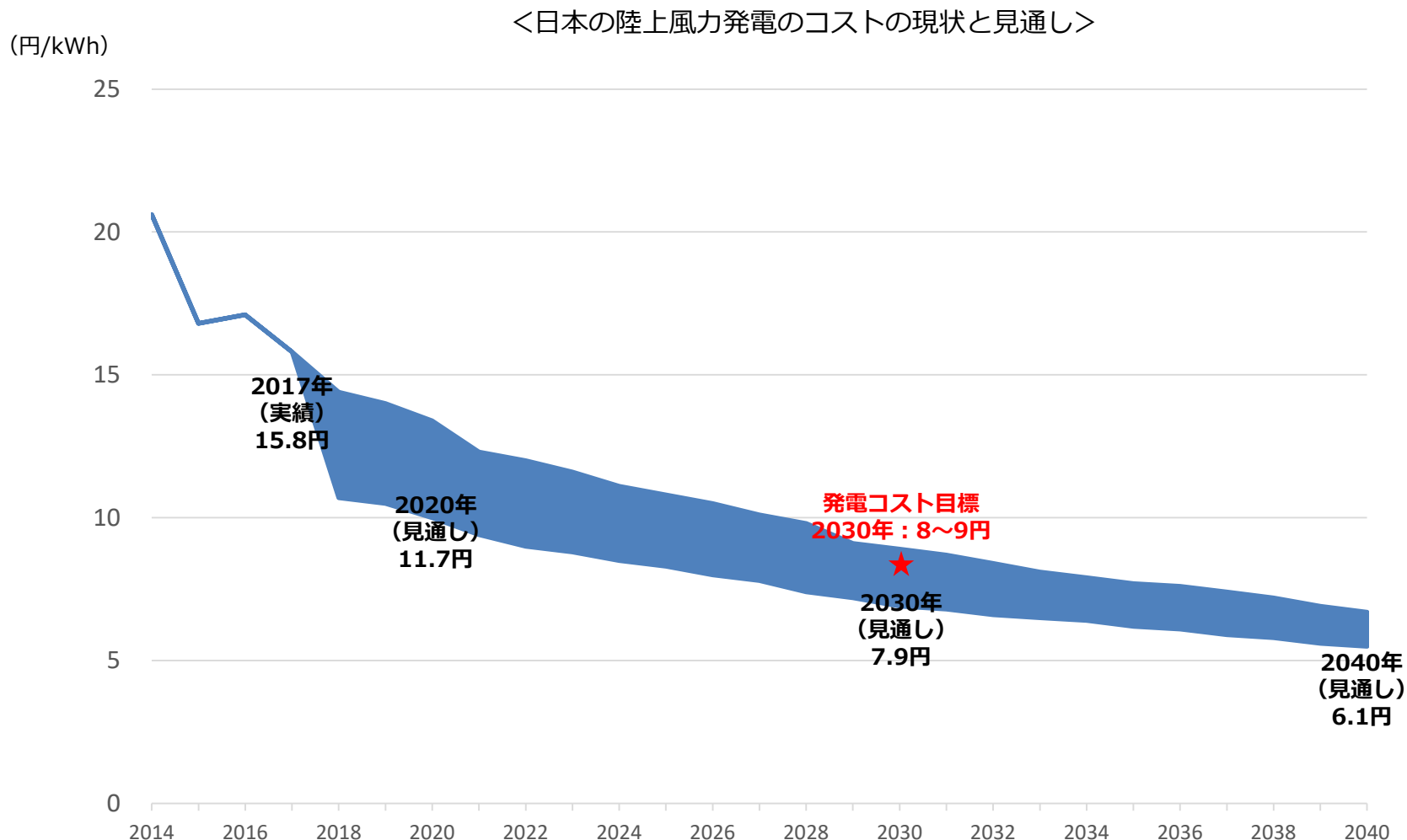
- 定期報告データ（実績値）に基づいて機械的にLCOEを分析すると、**FIT制度開始以降若干低減しているものの、価格目標である8～9円/kWhの水準を実現するためには、より一層のコストダウンを図っていく必要がある。**



※調達価格等算定委員会で示されている各年の資本費等を基に、割引率3%で機械的に試算。
点線部分は、2012年度から2018年度の実績に基づく指数近似。

①価格目標 日本のコスト動向（民間調査機関の見通し）

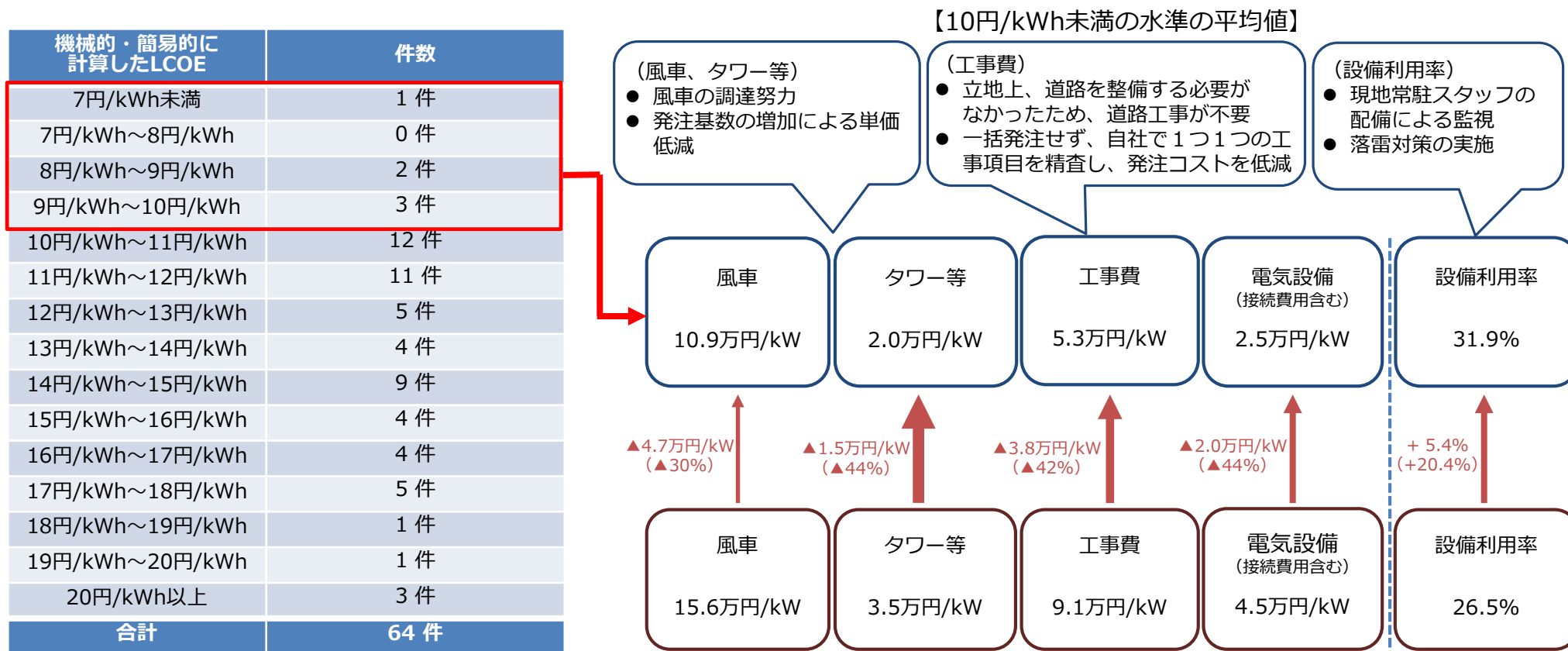
- 民間調査機関が公表したデータでは、日本の陸上風力発電のコストについて、**2030年に7.9円/kWh程度まで低減**することが見通されている。



※Bloomberg NEFデータより資源エネルギー庁作成。2018年以降は見通し。資金調達コストを踏まえた割引率は4%程度で計算。1\$=110円換算で計算。
 なお、Bloomberg NEFの推計は、日本の2020年度までは現行のFIT制度、2020年度以降はFIT制度からの自立化を前提としている。見通しのコストの値は、上位ケースと下位ケースの中央値。

①価格目標 日本のコスト動向（トップランナー分析）

- 陸上風力発電については、定期報告データの提出があった事業者（64件）のうち、**6件（全体の9%）**が10円/kWh未満で事業を実施できている。10円/kWh未満の事業者は、平均的な案件と比較して、**風車、風車以外の設備、工事費がそれぞれ3～4割程度低い**。設備利用率については、**平均的な案件よりも2割程度高い**。
- 10円/kWh以下で事業を実施できている事業者にヒアリングを行ったところ、①**風車等の調達努力**、②**道路工事の不要な立地の選定**、③**現地常駐スタッフ配備による監視による設備利用率向上**などが低コストの要因であった。



※一般負担の上限見直し等によって対応

（資本費＋運転維持費）／発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。
割引率は3%と仮定。最新の調達価格等の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機械的・簡易的に計算した。

【全案件の平均値】

目指すべきコスト水準に関する今後の方向性②

第8回再エネ大量導入・次世代電力NW小委
(2018年9月12日) 資料2より抜粋

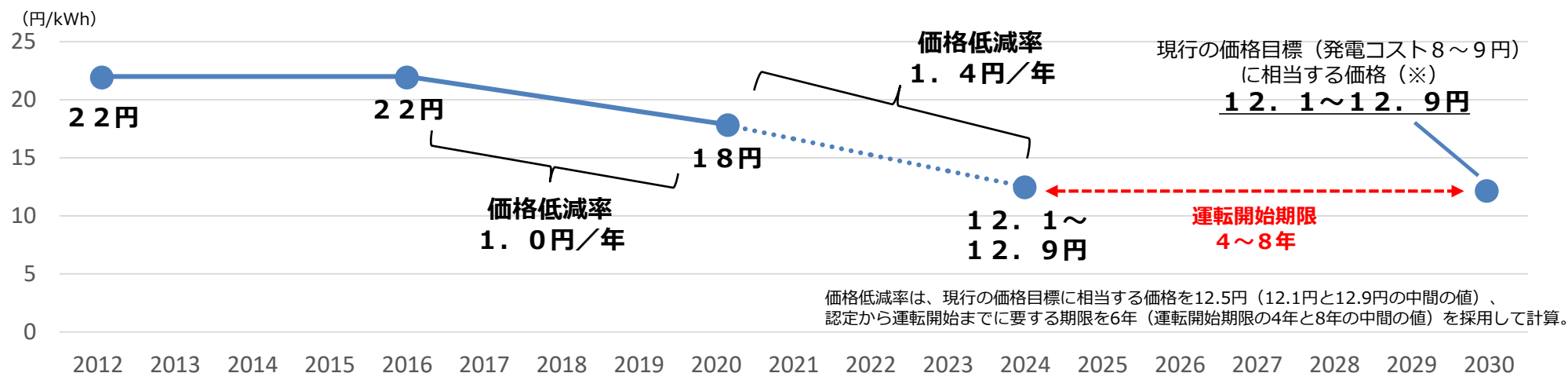
(3) 風力発電について

- 風力発電については、国際的な動向、国内の発電コストの見通し及び国内のトップランナーの動向を踏まえ、現行の2030年発電コスト8～9円/kWhという価格目標は、現時点では適正な水準と言えるのではないか。
- しかしながら、一般的に風力発電は太陽光発電と比べてリードタイムが長く(※)、かつ価格目標は対象年度(2030年度)に運転開始する案件の平均発電コストを指すことを明確にすることを前提とすれば、現在のコスト低減スピードでは目標の実現が難しく、コスト低減に向けた取組をより深掘りする必要があるのではないかと。

(※) 特に、認定から運転開始までのリードタイム(例：運転開始期限＝4年(環境アセス適用案件は8年))を考慮して、この目標を実現するためにより効率的な価格を検討する(例：対象年度(2030年度)の4～8年前に相当する2022～2026年度に認定する平均調達価格12.1～12.9円/kWhを目指す)必要があるのではないかと。

① 価格目標 まとめ

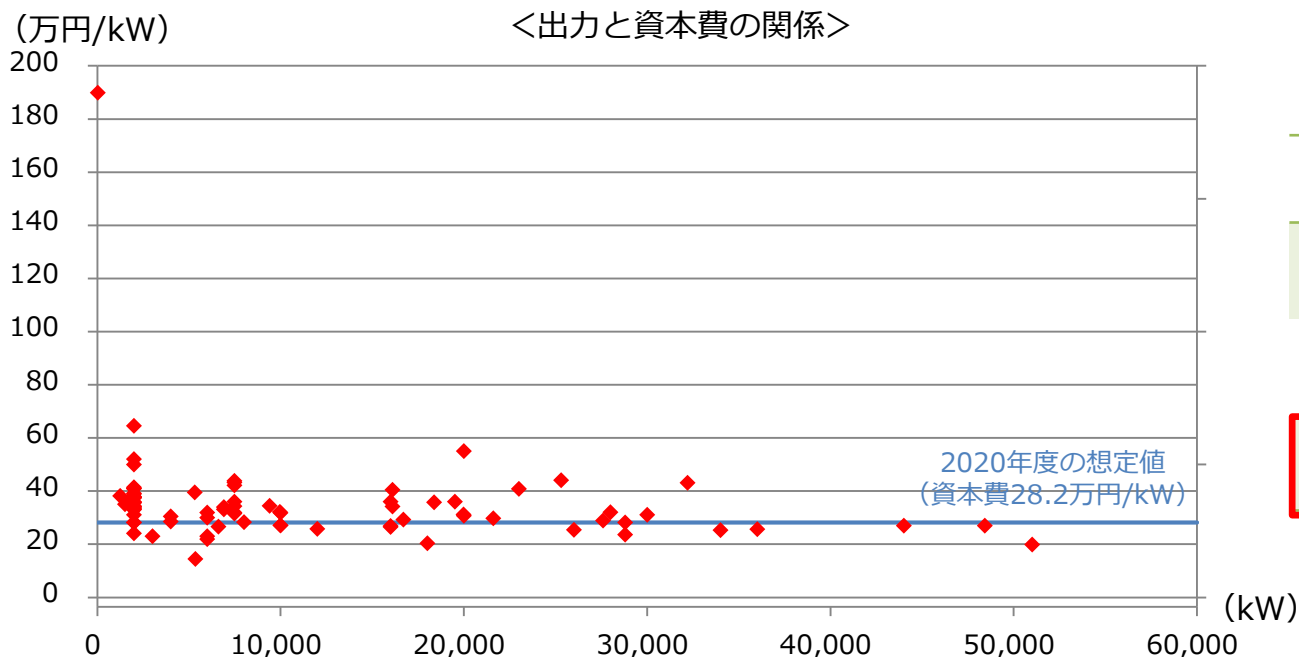
- 第5次エネルギー基本計画において再生可能エネルギーの主力電源化が掲げられ、**他の電源と比較して競争力ある水準までのコスト低減とFIT制度からの自立化**を目指していく中で、「**急速なコストダウンが見込まれる電源**」である風力発電については、**コストダウンの更なる加速化**が必要である。
- こうした中、世界では、**陸上・洋上ともに急速なコストダウンが実現**している。日本の平均的な案件の発電コストはまだ高いが、**現時点でも10円/kWh未満で事業を実施できている事業者が一定程度存在**している。また、民間調査機関からは、**日本でも2030年頃には8円/kWh程度まで発電コストが低減する見通し**が示されているが、**FIT制度開始時点から現時点までの平均的な案件のコスト低減スピードでは、2030年の価格目標達成が困難である可能性**がある。
- こうした中、本委員会のヒアリングでは、**業界団体からも、陸上・洋上ともに、「2030年発電コスト8～9円/kWh」という価格目標の実現を引き続き目指していく**ことが示されたところ。
- 以上の点を踏まえ、風力発電の価格目標は、**引き続き「2030年発電コスト8～9円/kWh」という水準を据え置く**こととし、この目標の実現に向けて、**コスト低減の取組をより深掘りしていく**こととしてはどうか。
- この場合、現在のFIT制度では、認定から運転開始までの期間として**最大で運転開始期限の4年間（環境影響評価法に基づく環境アセスメントが必要な場合は8年間）を要**することに留意する必要がある。



（※）割引率（IRR）は現在の調達価格等の想定（8%）を用いており、この水準が変動する場合、価格目標を達成するための価格は変わりうる。

②陸上風力 資本費（全体像）

- 陸上風力発電については、2018年度より、20kW以上の区分と20kW未満の区分が統合されている。これは、20kW未満の案件について、20kW以上と同区分でコスト効率的に事業を実施できる案件をFIT制度の対象とすることとしたためである。この趣旨を踏まえ、今年度の陸上風力発電区分の想定値を算定するためのコスト分析は**20kW以上を対象として実施**した上で、**20kW未満の区分については別途コスト分析**を行った。
- 資本費の定期報告データは86件で、**平均値は35.4万円/kW**、**中央値は33.5万円/kW**であった。
- 2020年度の調達価格等の想定値は、7,500kW以上の案件の中央値を採用し、**28.2万円/kWを想定**している。7,500kW以上の案件のみを抽出して分析すると、**中央値は29.6万円/kW**となっており、**2020年度の想定値とほぼ同水準**だった。
- 本委員会のヒアリングにおいて、大規模化によりコスト低減が可能との見解が業界団体から示されたことを踏まえ、さらに大規模な案件の資本費を分析すると、**30,000kW以上の案件の71%が2020年度の調達価格等の想定値（28.2万円/kW）より低い資本費で事業を実施できている**ことが分かった。



＜大規模案件の資本費＞

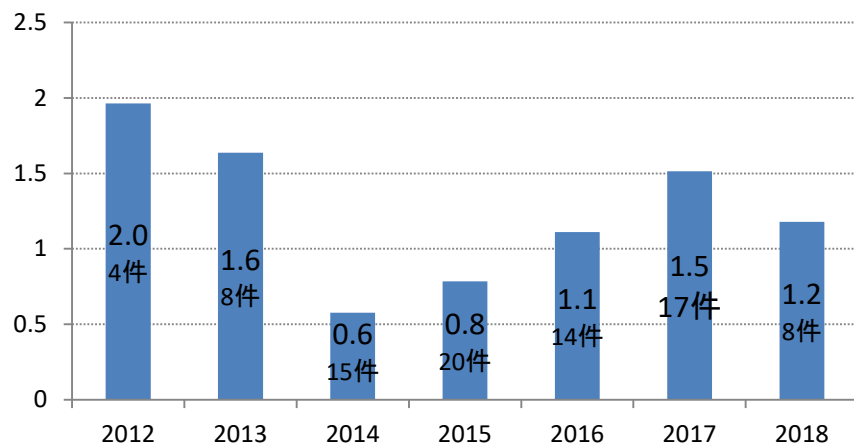
規模	想定値より資本費が低い事業者の割合（件数ベース）
-10,000kW （55件）	13%
10,000-30,000kW （24件）	33%
30,000kW- （7件）	71%

②陸上風力 資本金費（接続費（定期報告データ））

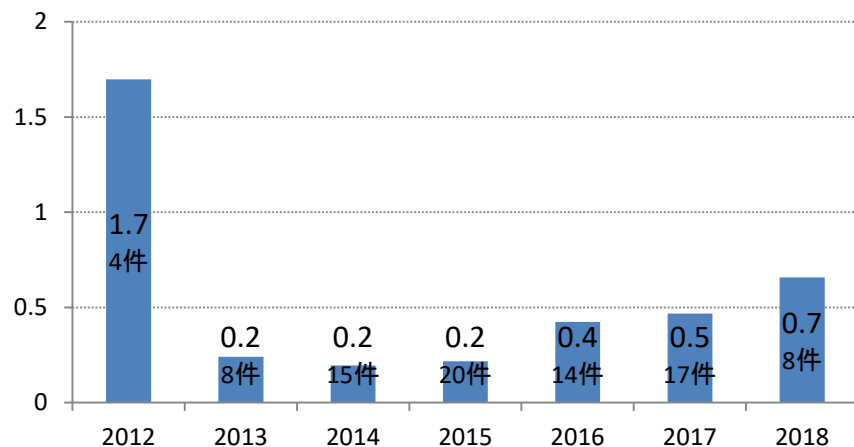
- 定期報告データを用いて接続費の分析を行ったところ、**20kW以上全体の平均値は1.1万円/kWとなり、想定値（1.0万円/kW）と同水準であったが、中央値は0.3万円/kWとなり、想定値を下回った。**
7,500kW以上の案件に限定して分析を行った場合についても、同様の傾向であった。

【20kW以上全体】

平均値：1.1万円/kW

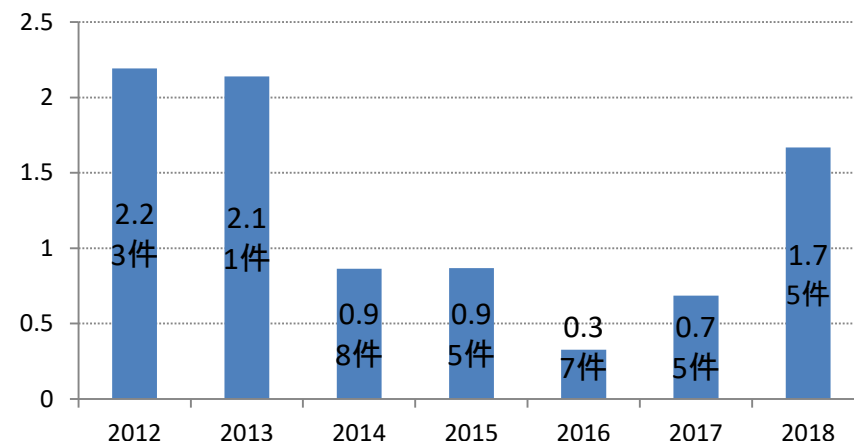


中央値：0.3万円/kW

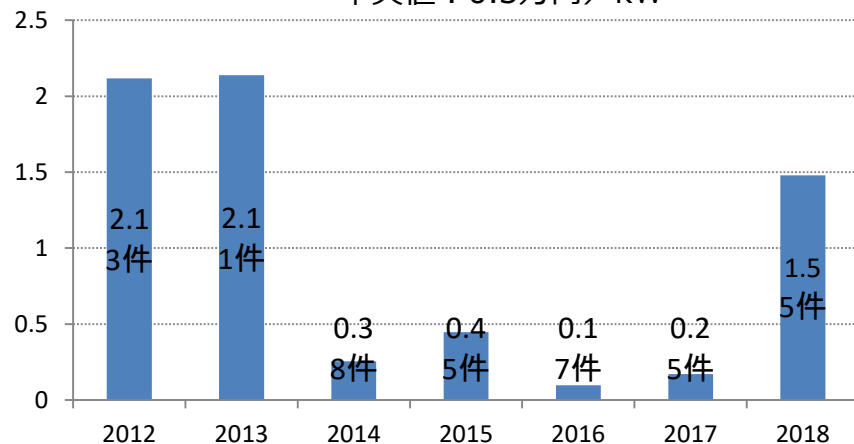


【7,500kW以上】

平均値：1.0万円/kW



中央値：0.3万円/kW

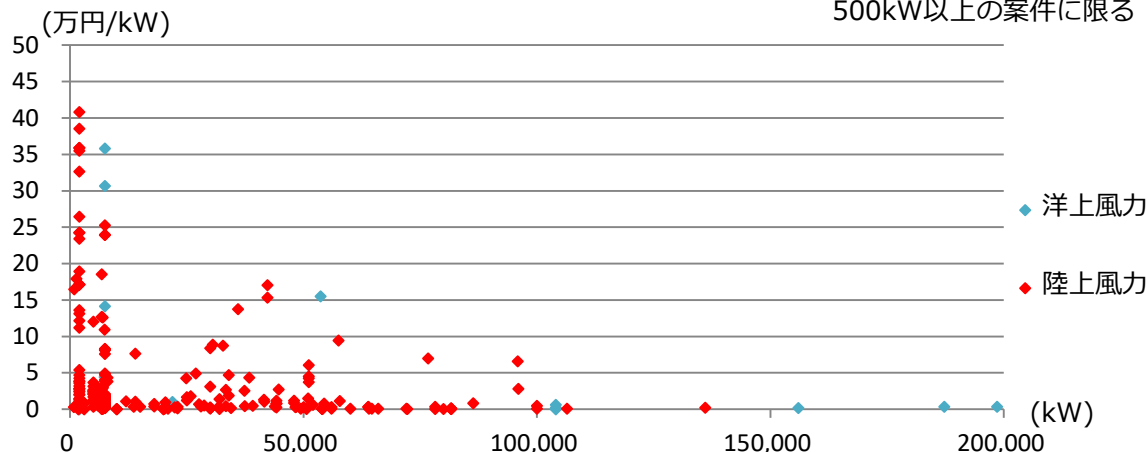
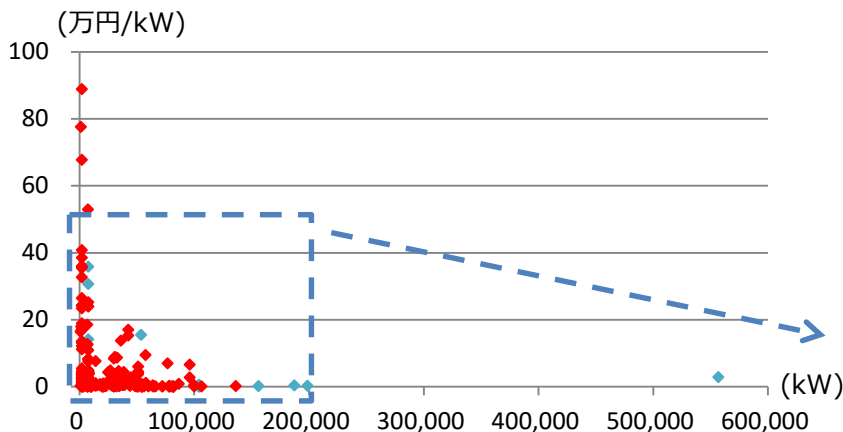


②陸上風力 資本金費（接続費（電力会社の接続検討回答結果））

- 本委員会のヒアリングにおいて業界団体が示したアンケート結果の中には、風力発電設備の接続費が引き続き増加傾向にあるとの声があった。そこで、今年度も昨年度と同様に、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費用のデータ（256件）の分析を行った結果、**平均値は5.5万円/kW、中央値は1.2万円/kW**であった。20万円/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、接続検討回答結果データ、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。

＜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＞

※2017年4月～2018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

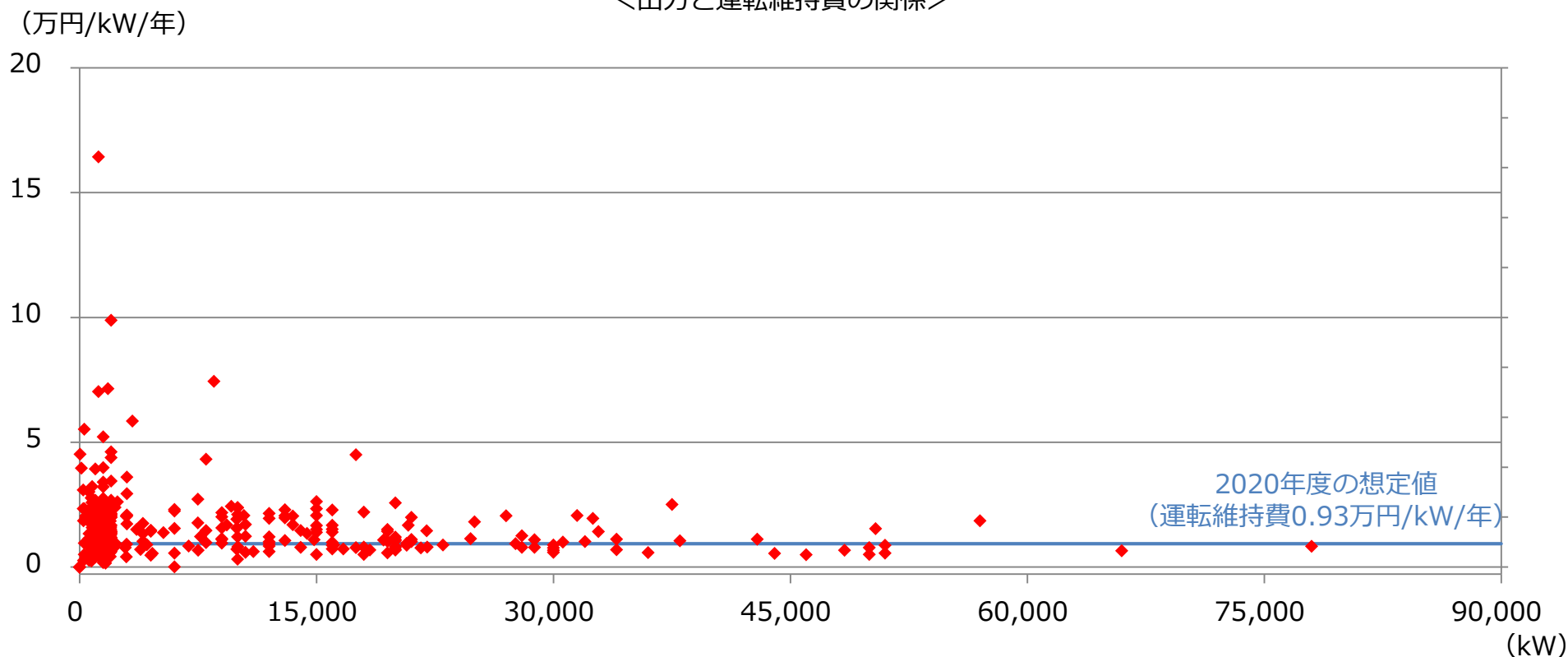


	定期報告データ	接続検討回答結果データ	事業者団体アンケート
対象案件の事業熟度	運転開始済案件のみ	接続検討回答の時点	計画中案件
比較時に考慮すべき事項	・受変電設備（1.2～1.5万円/kW程度）を除く。 （設備費として計上）	・事業者が自営線として敷設する場合、これに要する費用を除く。 ・受変電設備は電力会社が設置を求めた場合のみ含む。	－

②陸上風力 運転維持費

- 運転維持費の定期報告データは334件で、平均値は1.64万円/kW/年、中央値は1.35万円/kW/年であった。
- 2020年度の調達価格等の運転維持費は、7,500kW以上の案件の中央値を採用し、0.93万円/kW/年を想定している。7,500kW以上の案件のみを抽出して分析すると、中央値は1.11万円/kW/年となっており、2020年度の想定値とほぼ同水準だった。

＜出力と運転維持費の関係＞



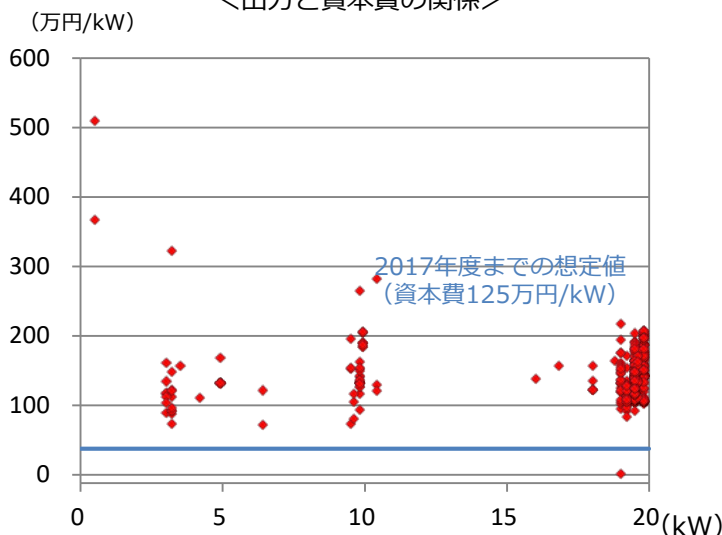
②陸上風力 設備利用率

- 昨年度の委員会では、近年の設備利用率の上昇を踏まえ、2020年度の調達価格等の想定値として、**2011年以降に設置された案件の中央値**について、**過去3年間の平均値**を採用し、**25.6%**とした。
- 今年度も同様に2011年以降に設置された案件の中央値を分析すると、**27.2%**となり、**昨年度のデータよりも0.4%上昇**した。**今年度から過去3年間の平均値を採用した場合は26.3%となり、2020年度の想定値を上回る。**

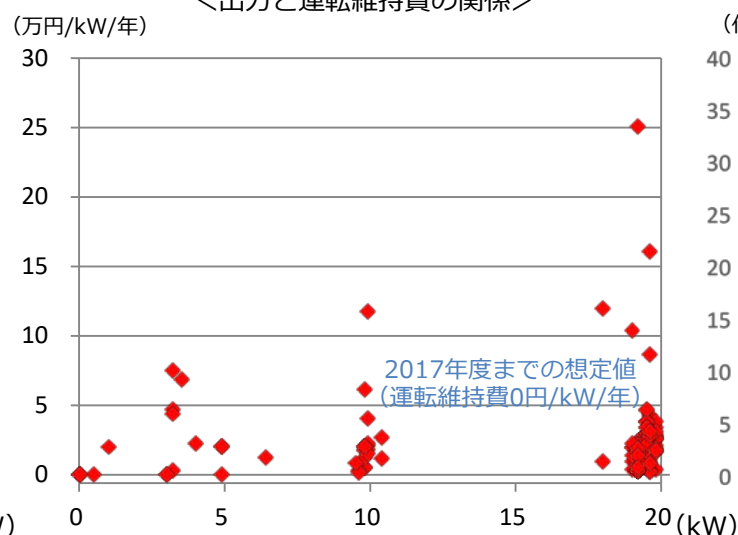
20kW以上全体		設備利用率（中央値）			
		今年度のデータ (2017年6月～2018年5月)	昨年度のデータ (2016年6月～2017年5月)	2年前のデータ (2015年7月～2016年6月)	3年前のデータ (2014年10月～2015年9月)
全体		20.2%	19.4%	18.7%	18.6%
設置年	～2000年	17.9%	18.1%	17.7%	15.7%
	2001～2005年	18.8%	17.3%	17.3%	17.9%
	2006～2010年	19.3%	18.9%	18.7%	18.5%
	2011年～	27.2%	26.8%	24.8%	25.1%
2020年度の 想定値		25.6%			

- 20kW未満の小型風力発電について、資本費の定期報告データは599件。**平均値は139万円/kW、中央値は133万円/kW**であり、昨年度の委員会で検討したデータ（平均値137万円/kW、中央値128万円/kW）から**大きな変化はなかった**。
（【参考】2017年度までの調達価格等の想定値：125万円/kW）
- 運転維持費の定期報告データは135件。**平均値は2.5万円/kW/年、中央値は2.0万円/kW/年**であり、昨年度の委員会で検討したデータ（平均値2.7万円/kW/年、中央値1.8万円/kW/年）から**大きな変化はなかった**。（【参考】2017年度までの調達価格等の想定値：0円/kW/年）
- 直近（2017年6月～2018年5月）の設備利用率を分析すると、**平均値は11.1%、中央値は10.0%**であり、昨年度の委員会で検討したデータ（平均値9.1%、中央値7.6%）からやや増加した。昨年度の委員会では、2015年以降に運転開始した案件の設備利用率（昨年度時点の中央値9.9%）も参照しつつ、実績の設備利用率を想定した場合の調達価格が高額になる点を確認したことを踏まえると、この設備利用率の増加は、**昨年度の委員会の検討時に想定されていた範囲のもの**と考えられる。
（【参考】2017年度までの調達価格等の想定値：16.7%）

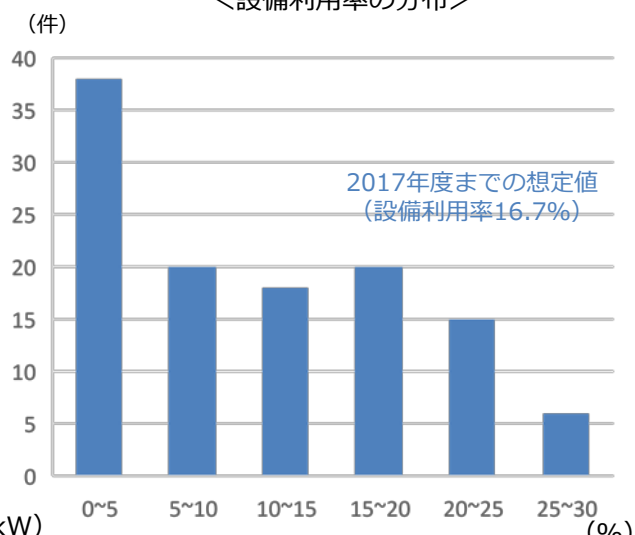
<出力と資本費の関係>



<出力と運転維持費の関係>



<設備利用率の分布>



②陸上風力 2021年度の取扱い

- FIT法第3条第2項においては、事業者の予見可能性を高めるため、予め複数年度の調達価格等の設定を行うことができるとされている。この規定に基づき、陸上風力発電の調達価格等については、地元調整や関係法令の手続等に要する期間を勘案しつつ、事業者が事業化の決定を行ってからFIT認定を取得するまでの期間を基準として、3年間の複数年度価格設定を行ってきた。
- 第5次エネルギー基本計画において再生可能エネルギーの主力電源化が掲げられる中で、風力発電は「急速なコストダウンが見込まれる電源」に位置付けられており、実際に世界では入札制の活用を通じてコスト低減が進展している。日本でも、大規模案件は資本費が低い傾向にあり、直近に設置された案件を中心に設備利用率の上昇傾向も見られるが、今後、価格目標の実現に向け、海外の知見を取り入れつつ、さらなるコスト低減を実現することが期待されている。
- このため早期に入札制を導入してコストダウンを加速化させる必要があるといった意見もあるが、2020年度末にはFIT法の抜本見直し期限が到来することから、2021年度の開始前までにはFIT制度の抜本的な見直しが行われることとなる。
- 今後のコスト動向に大きな変化が見込まれる中で、FIT法抜本見直し後の制度との整合性に配慮するという観点や、制度の複雑化を防ぐという観点から、本委員会のヒアリングにおける業界団体からの要望も踏まえ、今年度の委員会では2021年度の陸上風力発電の取扱いを決定しないこととしてはどうか。

③洋上風力

- 洋上風力発電については、資本費の定期報告データは1件、201万円/kW（想定値は56.5万円/kW）であり、運転維持費の定期報告データはまだ得られていない。
- 昨年度の委員会において、着床式洋上風力発電（一般海域の海域利用ルール適用外案件）の2020年度の取扱いは、一般海域の海域利用ルールの整備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、改めて議論することとされた。
- 一般海域の海域利用ルールについては、2018年11月6日に「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律案」（参考参照）を政府として閣議決定し、国会に提出したところ。同法案が成立すれば、同法に基づく一般海域の海域利用ルールが整備されることとなる。
- また、現在の洋上風力発電のFIT認定量は4,390kW（2件）、導入量は1,990kW（1件）であるが、一般海域を中心に500万kW程度の計画中案件が存在（参考参照）する。
- 一般海域の海域利用ルールに基づき大量の計画中の案件が導入される場合、その競争環境がルール適用外の案件にも波及し、コスト低減が進む可能性がある。したがって、同法に基づく一般海域の海域利用ルールが具体化し、現在よりも競争環境の波及状況が予見できるようになる可能性が高い来年度の委員会で、入札制への移行可能性も含め、着床式洋上風力発電（一般海域の海域利用ルール適用外案件）の2020年度の取扱いを改めて議論することとし、今年度の委員会では決定しないこととしてはどうか。
- また、浮体式洋上風力発電については、現在では世界的にまだ実証段階にあるものの、世界でも急速にコストダウンが進む可能性がある。また、風車やタワーには着床式洋上風力発電と共通の箇所も一定程度ある中で、国内でも、一般海域の海域利用ルールの整備が進む中で、着床式洋上風力発電の競争環境が浮体式洋上風力発電にも波及し、コスト低減が進む可能性があるため、今年度の委員会では2021年度の取扱いを決定しないこととしてはどうか。

- 欧州の洋上風力発電に関する取組も参考にしつつ、海域利用のルール整備や系統制約への対応・関連手続の迅速化と、価格入札も組み合わせた洋上風力発電の導入促進策（いわゆる「セントラル方式」）を講じていくべきである。このため、内閣府を中心に検討し、**2018年11月6日に「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律案」を政府として閣議決定し、国会に提出。**
- 我が国よりも大きく先行する欧州の経験・知見を官民一体となって活用し、**洋上風力発電を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において、重要な位置を占める電源としていく。**

【課題】

課題① 占用に関する統一的なルールがない

- ・ 海域の大半を占める一般海域は海域利用（占用）の統一ルールなし
（都道府県の占用許可は通常3～5年と短期）
- ・ 中長期的な事業予見可能性が低く、資金調達が困難

課題② 先行利用者との調整ルールが不明確

- ・ 海運や漁業等、先行利用者が存在するが、洋上風力導入に係る調整のルールが不明確。意見調整の仕組みがない

課題③ 高コスト

- ・ FIT価格が欧州と比べ36円/kWhと高額
- ・ 国内に経験ある事業者が不在

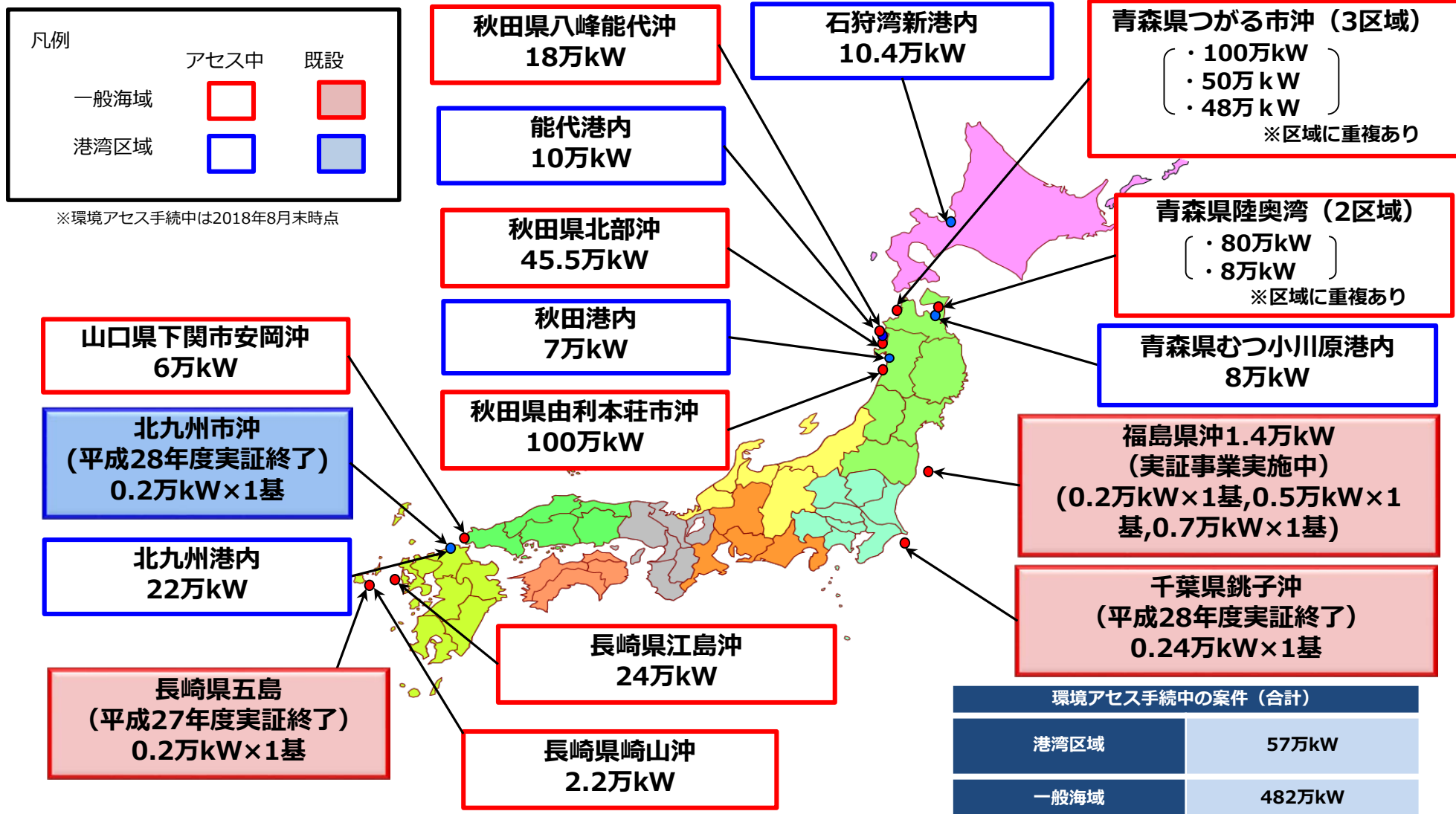
【対応】

- ・ 国が、洋上風力発電事業を実施可能な促進区域を指定し、公募を行って事業者を選定、長期占用を可能とする制度を創設。
→ FIT期間とその前後に必要な工事期間を合わせ、十分な占用期間（30年間）を担保し、事業の安定性を確保

- ・ 関係者間の協議の場である協議会を設置。地元調整を円滑化。
- ・ 区域指定の際、関係省庁とも協議。他の公益との整合性を確認。
→ 事業者の予見可能性を向上、負担を軽減

- ・ 価格入札制を採用。
→ 競争を促してコストを低減

- 現在の我が国における導入状況及び環境アセスメント手続中の計画は以下のとおり。
- 現時点の導入量は約2万kWであるが、一般海域を中心に500万kW程度の計画中案件が存在する。



※ 一般海域は一部区域が重複しているものあり

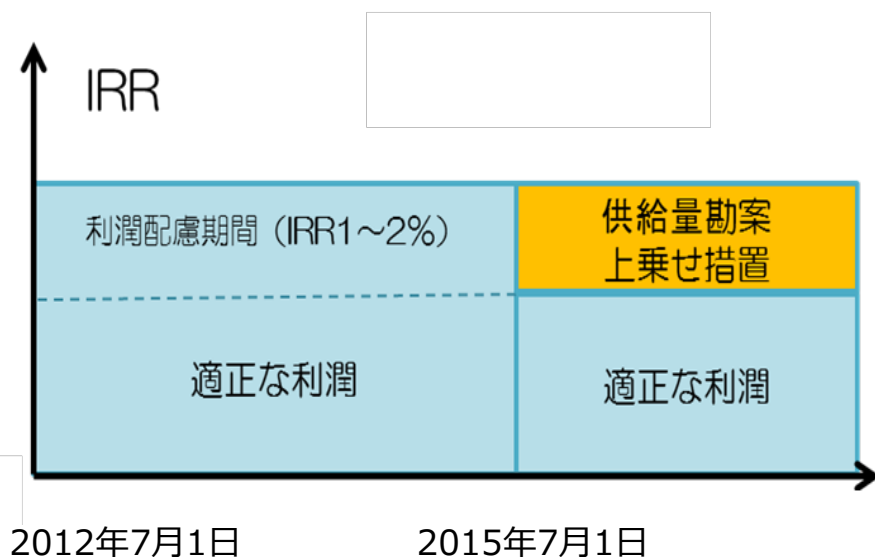
※ 他に港湾区域において港湾管理者が事業者を決定したものあり (22万kW)

④リブレース

- リブレース区分については、現時点までに定期報告データは得られていない。
- リブレース区分の調達価格等については、
 - ・ 資本費は、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、同年度の陸上風力発電（新設）の想定値から接続費を差し引いた値を採用しており、
 - ・ 運転維持費及び設備利用率は、新設の場合と特段別異に取り扱う理由がないことから、同年度の陸上風力発電（新設）の想定値と同じ値を採用している。
- このため、**2021年度のリブレース区分の取扱いについては、陸上風力発電（新設）の2021年度の取扱いと合わせて検討**することとしてはどうか。なお、今後具体的な案件の定期報告データが収集されれば、コストの実態を検証していく必要がある。

- 現在、風力発電の調達価格等の設定に当たっては、**供給量勘案上乗せ措置として1～2%のIRR上乗せ**を維持し、IRRを陸上風力発電は8%、洋上風力発電は10%、リプレイス区分は6%と想定している。その上で、今後この措置をどれだけ継続するかについては、**今後の導入量、FIT認定量等の推移を注視すること**とされている。
- 風力発電については、**FIT制度開始前の導入量と現時点のFIT認定量を合わせた容量が既にエネルギーミックスに迫る水準**となっている。このため、**今後調達価格等を設定する際には、供給量勘案上乗せ措置の維持の適否も含め、適正なIRRの水準の検討を行う必要**がある。

＜供給量勘案上乗せ措置のイメージ＞



平成29年度以降の調達価格等に関する意見（2016年12月13日）

4. 利潤配慮期間終了後のIRRの扱いについて

- 平成27年6月末に、法の規定（法附則第7条）に基づく3年間の「利潤配慮期間」が終了したが、各再生可能エネルギーの供給の量を勘案し、平成28年度の調達価格の決定に当たっては、十分なFIT認定・導入が進んでいる太陽光についてのみIRRを6%から5%に引き下げた。それ以外の電源については、十分に導入が進んでいないことから、IRRの水準を維持することとした。
- 新法では、FIT認定時点で調達価格が確定することとなるため、FIT認定量の動向とエネルギーミックスの見通しとの関係を踏まえ、FIT認定が着実に増加しているものについては、IRRの引き下げを検討する必要がある。
- 直近の導入量・FIT認定量については、10kW以上の太陽光発電は大幅に導入が拡大している。風力発電については、FIT認定量は、FIT導入前の累積導入量と比較すると倍増している。また、平成28年6月末時点で、環境影響評価手続中でFIT認定前のものは約750万kWあると推定され、直近数年間で大きく導入が進む見込みである。（略）
- 一方で、風力発電については、環境影響評価手続を実施中の案件は多いものの、FIT認定に至っている案件は限られており、また、バイオマス発電を含め、まだ導入に至っている案件は少ない。
- そのため、**来年度以降は全電源のIRRを維持した上で、今後の導入量、FIT認定量等の推移を良く注視して、上乗せ分のIRRの取扱いについて、引き続き検討を行うこと**とした。

1. 風力発電について

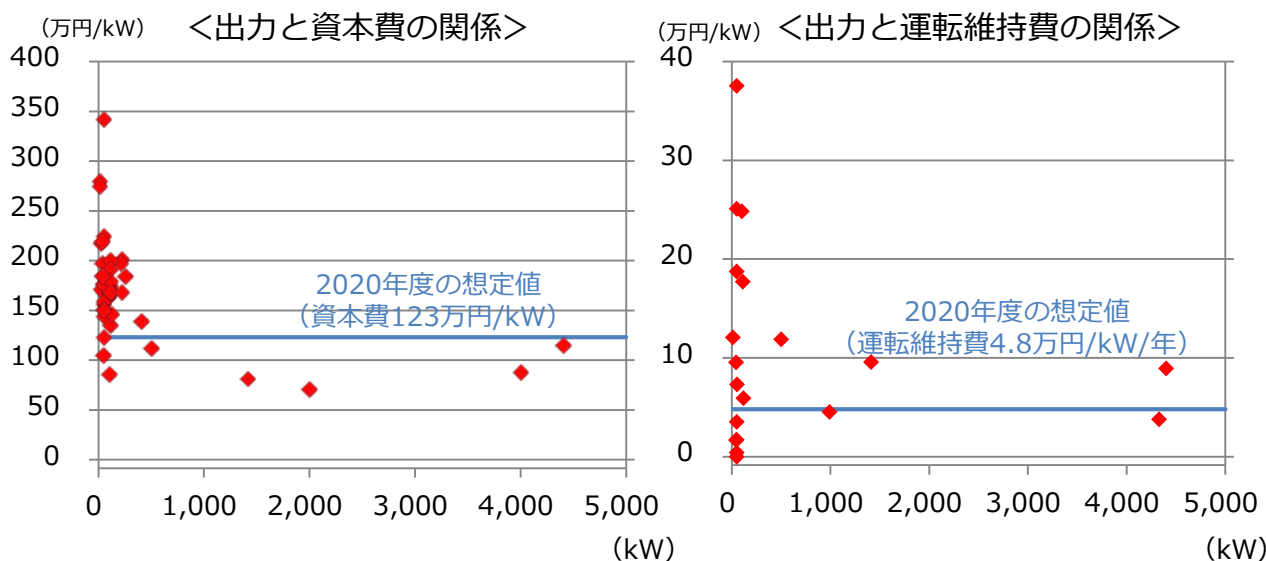
2. 地熱発電について

3. 中小水力発電について

- FIT法第3条第2項においては、事業者の予見可能性を高めるため、予め複数年度の調達価格等の設定を行うことができるとされている。この規定に基づき、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電（一般木材等バイオマス発電及びバイオマス液体燃料以外）の調達価格等については、地元調整や関係法令の手續等に要する期間を勘案しつつ、事業者が事業化の決定を行ってからFIT認定を取得するまでの期間を基準として、3年間の複数年度価格設定を行ってきた。
 - こうした中、**FIT法の抜本見直し期限が2020年度末**に到来するため、2021年度の開始前までにFIT制度の抜本的な見直しが行われることとなる。このため、FIT法抜本見直し後の制度との整合性に配慮するという観点や、制度の複雑化を防ぐという観点から、今年度の委員会では2021年度以降の取扱いは決定しないという考え方もありうる。
 - しかしながら、「地域との共生を図りつつ緩やかに自立化を図る電源」については、
 - ①中長期的なFIT制度からの自立化が求められるものの、**向こう3年間で急速なコスト構造の変化が見通せないこと**、
 - ②リードタイムが長い中で、特に地熱発電や中小水力発電については、本委員会での業界団体ヒアリングにおいて、**複数年度価格設定を維持するよう業界団体からの要望**があったことや、**エネルギーミックスの達成に向けて導入スピードを加速化させていく必要**があることを踏まえると、**事業者の予見可能性に配慮する必要性が高いこと**、に鑑み、**今年度の委員会において2021年度の取扱いを原則決定すること**としてはどうか。
- （※）上記の考え方は、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電（一般木材等バイオマス発電及びバイオマス液体燃料以外）に共通の考え方としてはどうか。

地熱発電のコスト動向

- 15,000kW未満の資本費の定期報告データは45件、運転維持費の定期報告データは19件。いずれも現時点で提出されている定期報告データは全て7,500kW未満の案件であった。資本費の平均値は**170万円/kW**、中央値は**168万円/kW**となり、**想定値（123万円/kW）を上回った**。また、運転維持費の平均値は**10.8万円/kW/年**、中央値は**8.9万円/kW/年**となり、**想定値（4.8万円/kW/年）を上回った**。このうち、中規模（1,000-7,500kW）案件の平均値では、資本費は88万円/kWで想定値（123万円/kW）を大きく下回り、設備利用率は81%で想定値（75%）を上回っており、**効率的に事業が実施できていることが確認された**。
- また、15,000kW以上及びリプレース区分については、**現時点で定期報告データが得られていない**。
- 本委員会での業界団体ヒアリングを踏まえると、**向こう1年間で調達価格等の設定時に想定していた規模（15,000kW未満区分＝7,000kW、15,000kW以上区分＝30,000kW）の発電所が運転開始する見込み**であることから、これらの発電所のコストデータ等も踏まえつつ、**国民負担の抑制に配慮しつつ導入拡大を図るための地熱発電全体の調達価格等の設定の在り方**について、FIT制度外での事業環境整備と合わせて検討していくことが必要である。
- 以上の点を踏まえた上で、事業者の予見可能性に配慮し、**地熱発電の全区分で2021年度の想定値は据え置くこととしてはどうか**。



	-100kW	100-1,000kW	1,000-7,500kW	7,500-15,000kW
認定件数	31件	38件	8件	1件
導入件数	24件	22件	5件	0件
資本費 平均値 (万円/kW)	190	164	88	—
運転維持費 平均値 (万円/kW/年)	10.7	13.0	7.4	—
設備利用率 平均値 (%)	48.2	54.9	81.1	—

1. 風力発電について

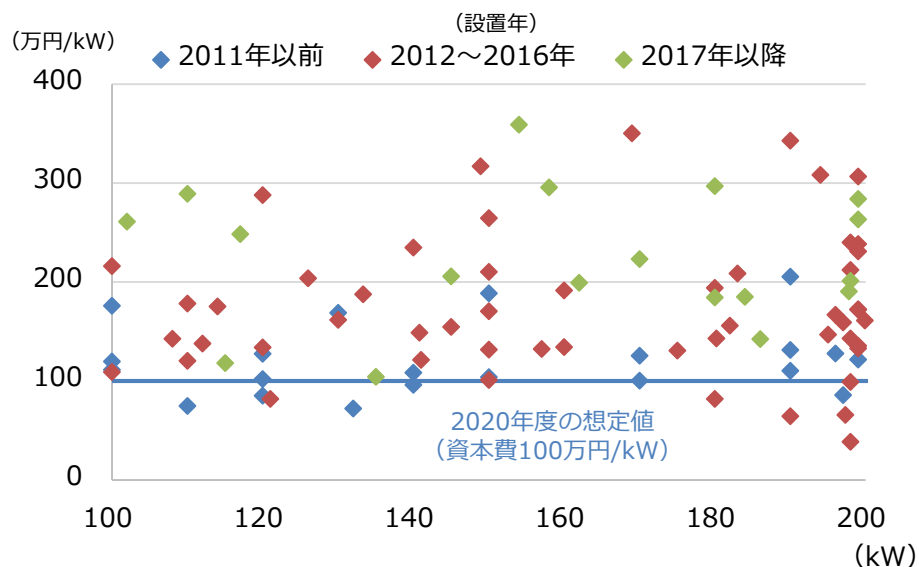
2. 地熱発電について

3. 中小水力発電について

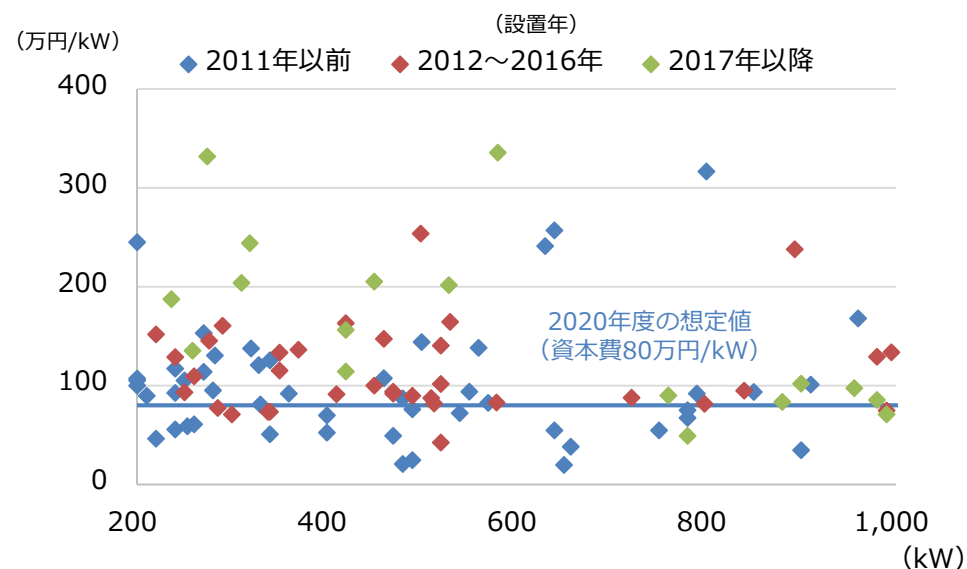
①1,000kW未満新設 資本費

- 資本費の定期報告データはFIT制度開始後に運転開始した案件に限られるが、中小水力発電はFIT制度開始前から運転している案件が多数存在することから、例年通り、FIT制度開始前に運転開始した案件に対して別途コストデータの調査を行った結果を加えて分析を行っている。
- 200kW未満の資本費の定期報告データは307件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと（294件）、平均値300万円/kW、中央値228万円/kW。100kW未満及び300万円/kW以上の高額案件を除くと、平均値161万円/kW、中央値152万円/kWとなるが、想定値（100万円/kW）を上回っており、分散が大きい。
- 200kW以上1,000kW未満の定期報告データは131件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと（102件）、平均値127万円/kW、中央値96万円。そのうち300万円/kW以上の高額案件を除外すると、平均値109万円/kW、中央値94万円/kWとなるが、想定値（80万円/kW）を上回っており、分散が大きい。

<出力と資本費の関係【200kW未満】>



<出力と資本費の関係【200-1,000kW】>



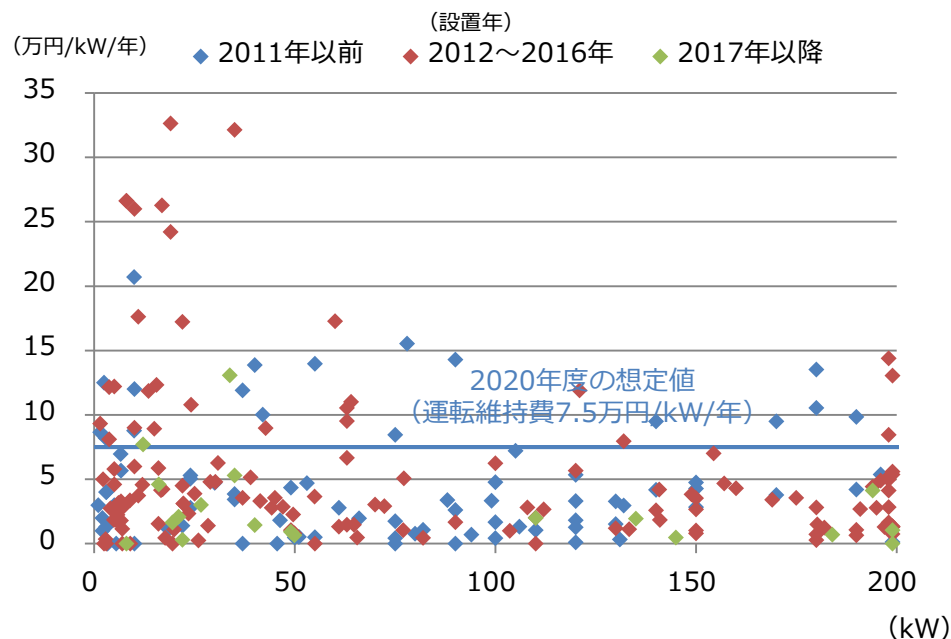
① 1,000kW未満新設 運転維持費

- 200kW未満の運転維持費の定期報告データは234件。平均値4.9万円/kW/年、中央値3.1万円/kW/年となり、想定値（7.5万円/kW/年）を下回るが、想定値より高い案件も一定数存在する。
- 200kW以上1,000kW未満の運転維持費の定期報告データは120件。平均値2.3万円/kW/年、中央値1.7万円/kW/年となり、想定値（6.9万円/kW/年）を下回るが、想定値より高い案件も一定数存在する。

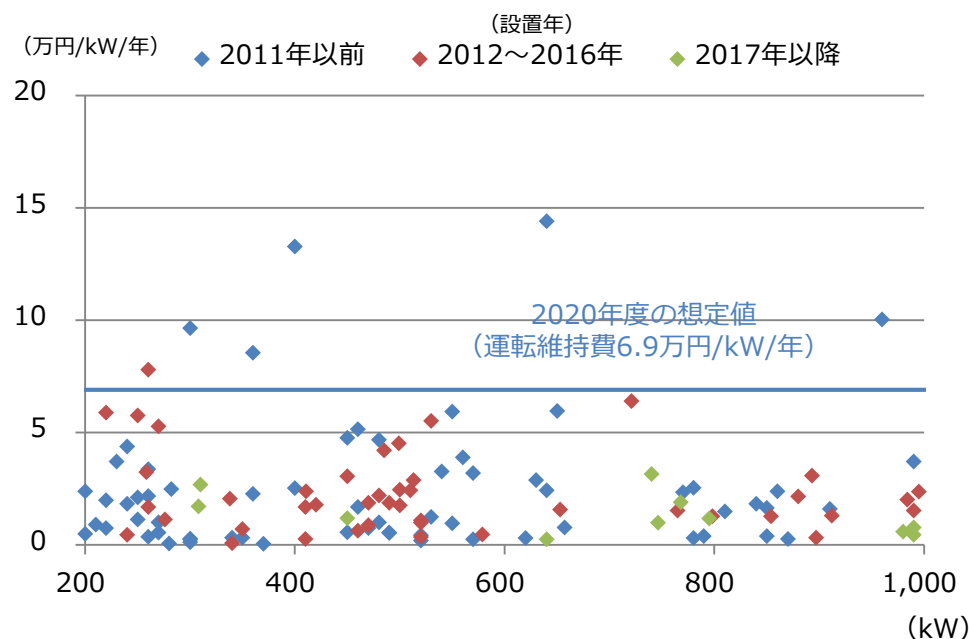
(まとめ)

- 200kW未満、200kW以上1,000kW未満のいずれの区分についても、資本費は想定値を上回るが、運転維持費用は想定値を下回るといった傾向を踏まえ、2021年度は資本費と運転維持費の想定値を据え置くこととしてはどうか。その上で、コストデータの分散が大きいことから、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に留意しつつ、今後のコスト動向を注視する必要があるのではないか。

<出力と運転維持費の関係【200kW未満】>

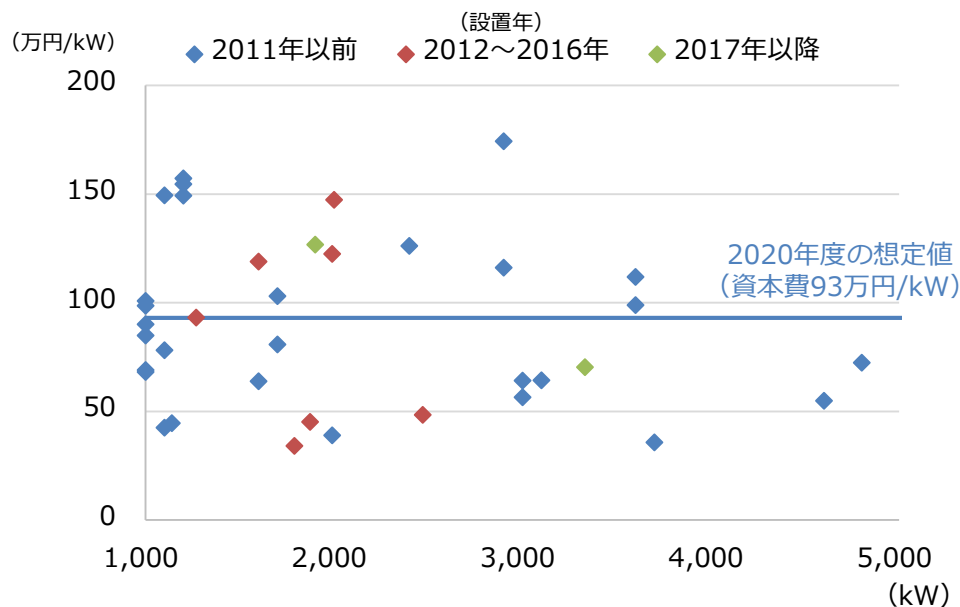


<出力と運転維持費の関係【200-1,000kW】>

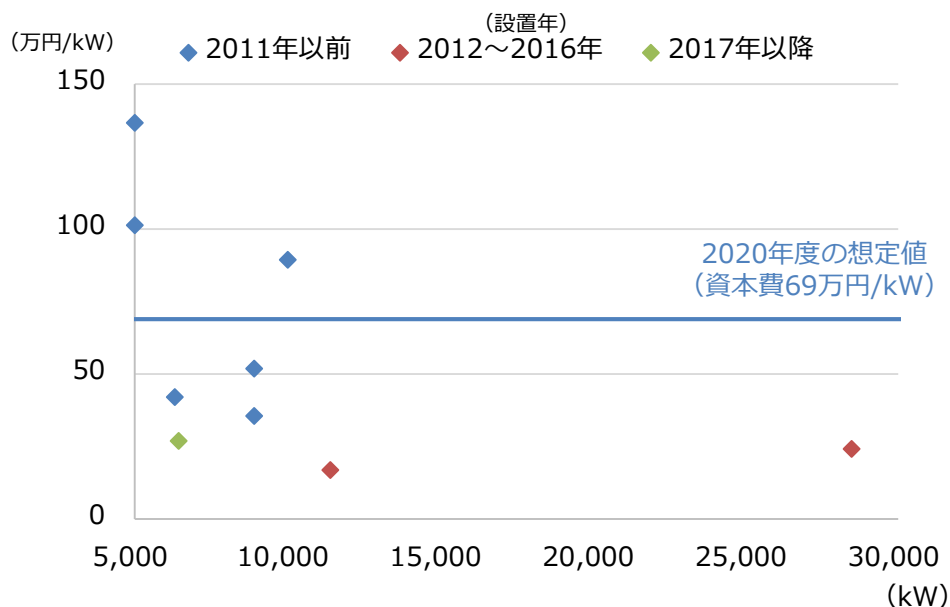


- 1,000kW以上5,000kW未満の資本費のデータは64件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと（38件）、平均値226万円/kW、中央値87万円/kW。300万円/kW以上の高額案件を除外すると、**平均値91万円/kW、中央値85万円/kWとなり、想定値（93万円/kW）と同水準**となる。
- 5,000kW以上30,000kW未満の資本費のデータは26件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと（10件）、平均値159万円/kW、中央値47万円/kW。300万円/kW以上の高額案件を除外すると、**平均値58万円/kW、中央値42万円/kWとなり、想定値（69万円/kW）と同水準**となる。

＜出力と資本費の関係【1,000-5,000kW】＞



＜出力と資本費の関係【5,000-30,000kW】＞



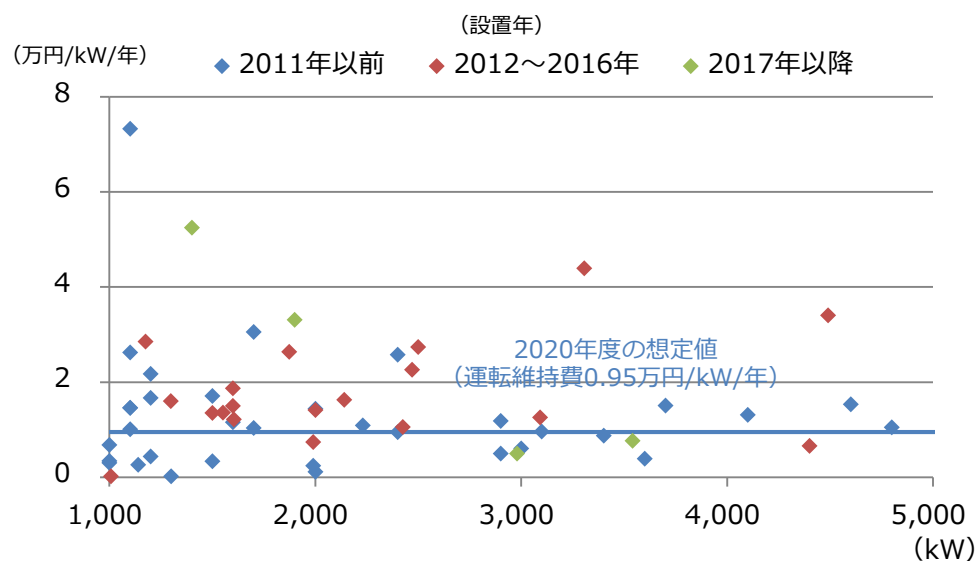
②1,000kW以上新設 運転維持費

- 1,000kW以上5,000kW未満の運転維持費のデータは57件。平均値1.5万円/kW/年、中央値1.3万円/kW/年となり、想定値（0.95万円/kW/年）をやや上回るが、分散が大きい。
- 5,000kW以上30,000kW未満の運転維持費のデータは22件。平均値1.0万円/kW/年、中央値0.9万円/kW/年となり、想定値（0.95万円/kW/年）と同水準となる。

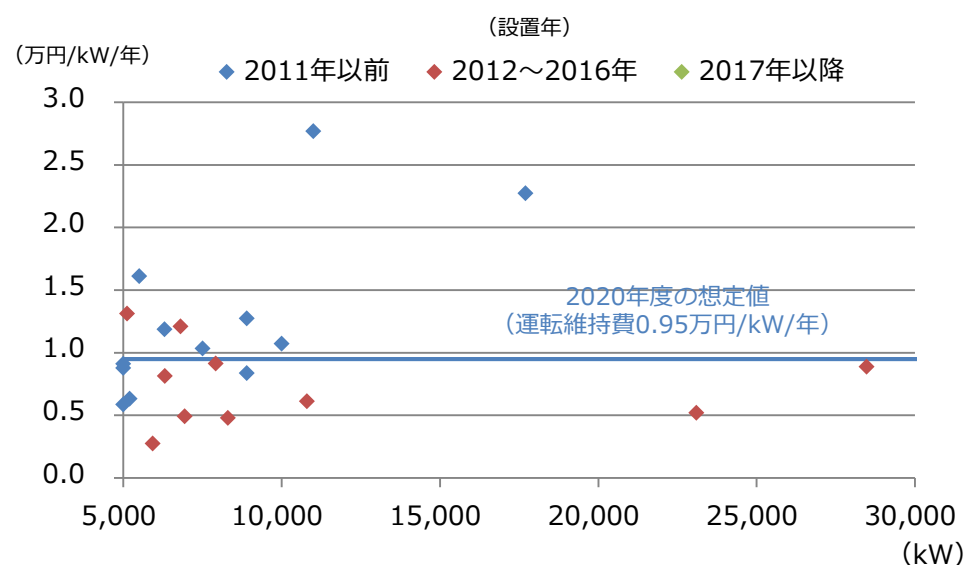
(まとめ)

- 以上のコストデータを踏まえ、1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満のいずれの区分についても、**2021年度は資本費と運転維持費の想定値を据え置くこと**としてはどうか。その上で、1,000kW以上5,000kW未満の運転維持費については、実績が想定値をやや上回っているが、コストデータの分散が大きいことから、**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**という観点に留意しつつ、**今後のコスト動向を注視する必要がある**のではないかと。

<出力と運転維持費の関係【1,000-5,000kW】>



<出力と運転維持費の関係【5,000-30,000kW】>



③既設導水路活用型

- 200kW未満（12件）の**平均値は148万円/kW、中央値は166万円/kWとなり、想定値（50万円/kW）を上回る**。200kW以上1,000kW未満（29件）の**平均値は80万円/kW、中央値は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（26件）の**平均値は35万円/kW、中央値は36万円/kWとなり、想定値（46.5万円/kW）を下回る**。5,000kW以上30,000kW未満（16件）の**平均値は25万円/kW、中央値22万円/kWとなり、想定値（34.5万円/kW）を下回る**。なお、これらは300万円/kW以上の高額案件を除いたデータである。
- 既設導水路活用型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ことから、引き続きコスト動向を注視することとしつつ、2021年度の想定値は据え置く**こととしてはどうか。

