

# コストダウンの加速化について (目指すべきコスト水準と入札制)

2018年9月12日  
資源エネルギー庁

# コストダウンの加速化について検討すべき論点

## <前回御議論いただいた論点>

### <コスト動向>

- 日本におけるコスト低減の見通しや諸外国のコスト動向を踏まえると、目指すべきコスト水準についてどう考えるべきか。

### <入札制>

- 諸外国の状況を踏まえると、入札制は具体的にどのように拡大していくべきか。

### <国民負担>

- 引き続き賦課金による国民負担の増大が進み未稼働案件も滞留する中、どのような打開策が必要か。  
電気料金を押し上げる効果の拡大をどう考えるか。

**本日御議論いただきたい論点**

## <前回の主な御意見>

### ○コスト動向について

- 再エネのコストが下がれば、様々なビジネスモデルは自然と生まれるようになる。ガス火力と同水準までコストが低減すれば、変動電源だとしても、競争は可能。コスト削減に向けた努力を最大限実施することが重要。
- 太陽光と陸上風力について、内外価格差が広がっている理由について、切り込んで分析し、対処することが必要。
- 太陽光や陸上風力の工事費が世界と比較して高い理由について、解明して欲しい。
- トップランナー案件について、低コストが実現できる要因を分析していただきたい。

### ○入札制について

- 全ての電源を入札対象にすることや電源種によらない入札制度とする等、更なる踏み込んだ検討もお願いしたい。
- 入札は競争によってコストダウンを図ることに有効。日本においては競争が進まず、諸外国のようにコストが下がっていないため、原因を明確にする必要がある。
- 諸外国では、地域型や農業者に配慮した入札を実施している例もあるため、留意が必要。

# 1. 総論

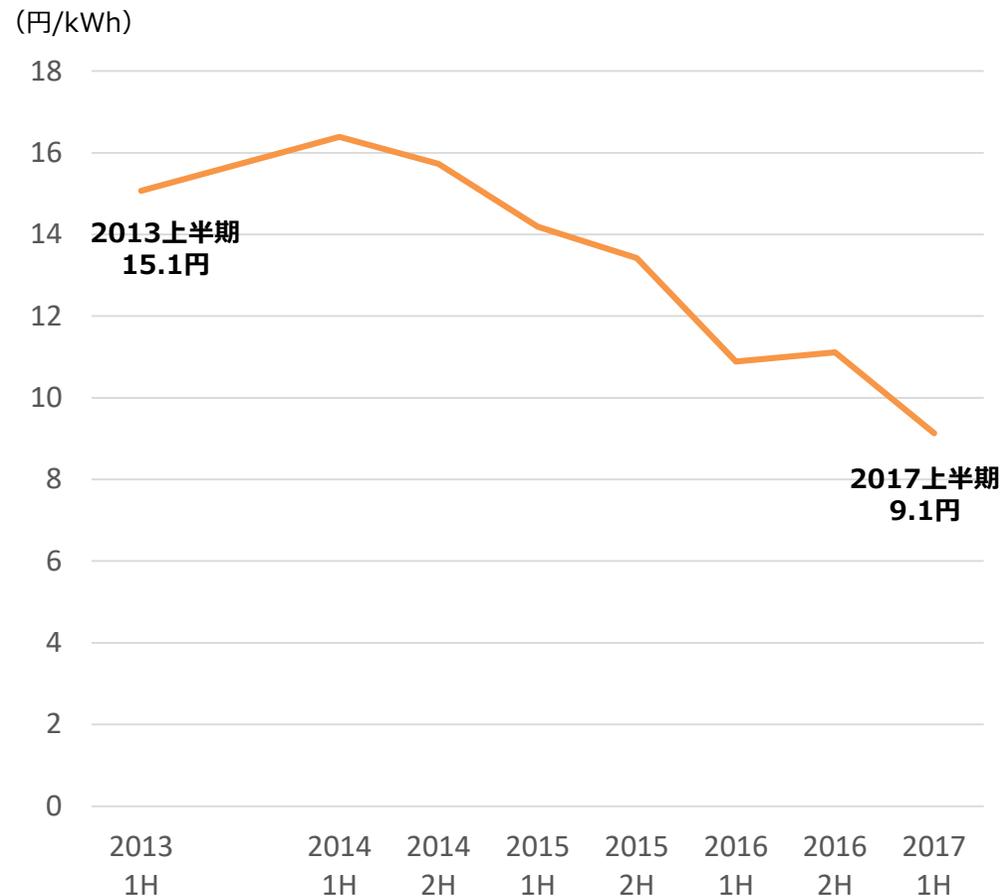
2. 目指すべきコスト水準について

3. 入札制について

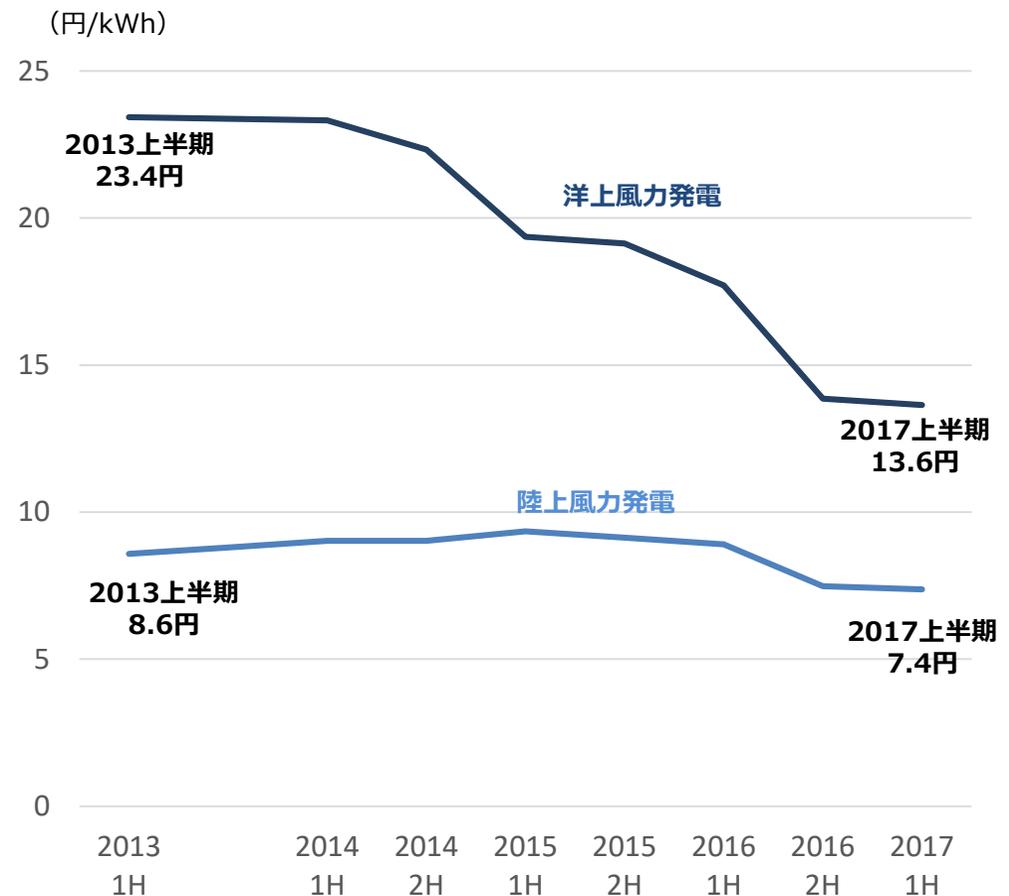
# 世界の太陽光発電・風力発電のコスト推移

- 世界では、太陽光発電・風力発電ともに2013年以降、コストが大きく低減。特に洋上風力発電はコストが半減した。  
(※) 着床式。以下同じ。
- 最新（2017年上半期）の世界の発電コストは、太陽光発電が9.1円/kWh、洋上風力発電が13.6円/kWh、陸上風力発電が7.4円/kWh程度となっている。

＜世界の太陽光発電のコスト推移＞

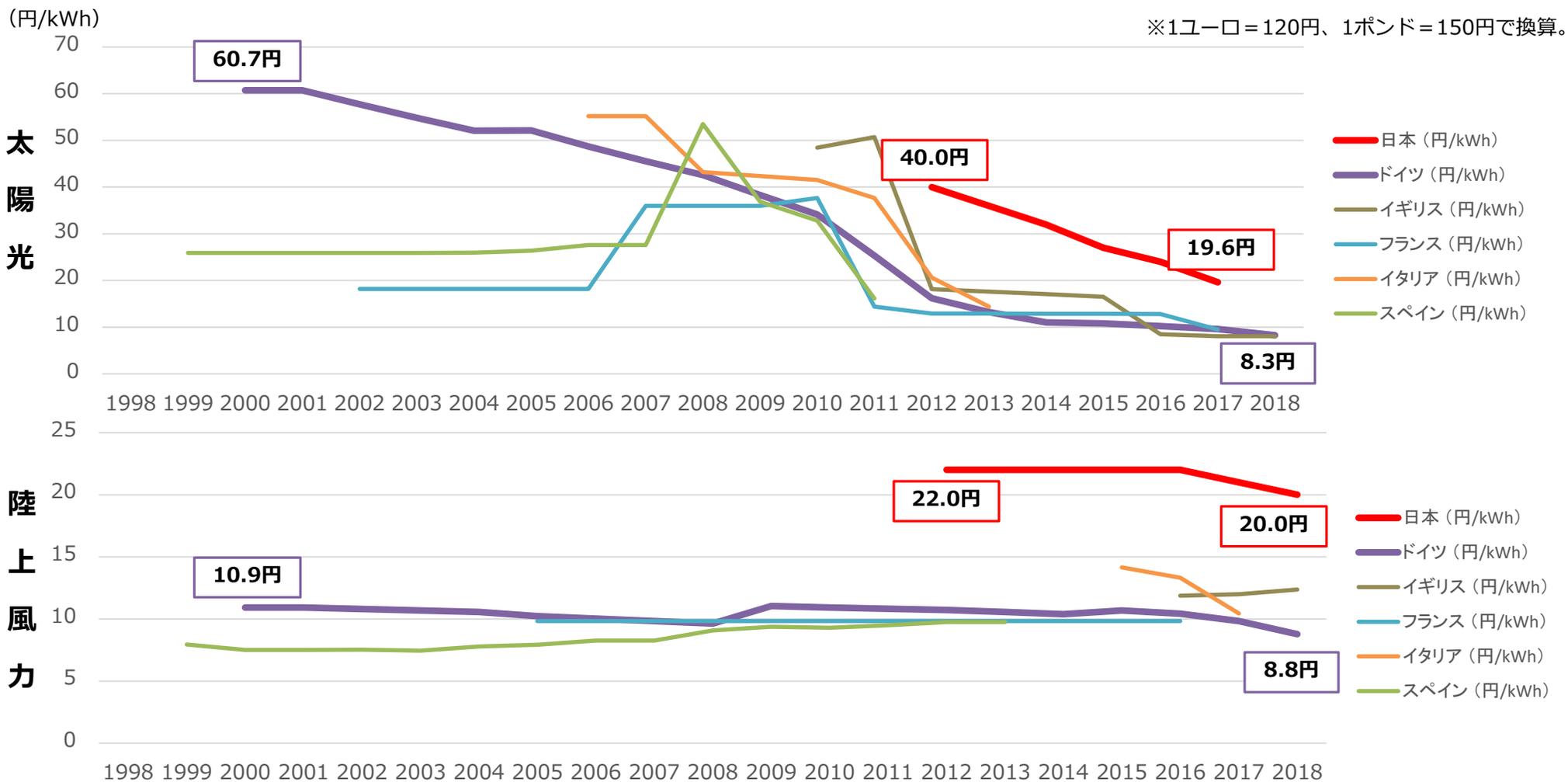


＜世界の風力発電のコスト推移＞



# 日本と世界の調達価格の比較

- 太陽光発電については、日本でも調達価格が一定程度低減した（2012年度40円/kWh⇒2017年度19.6円/kWh）ものの、**世界の調達価格はさらに低い**。（例：ドイツ2018年8.3円/kWh）
- 陸上風力発電については、日本の調達価格は低減し始めた（2016年22円/kWh⇒2018年20円/kWh）が、**世界の調達価格はさらに低い**。（例：ドイツ2018年8.8円/kWh）



※資源エネルギー庁作成。太陽光は2,000kW、風力は20,000kWの初年度価格。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。

# (参考) 日本の調達価格の推移

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	2030年 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	入札制移行 (2,000kW以上)				7円		
				※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		市場価格 (2020年以降の目標)		
風力 【20年】	22円(20kW以上)					※4	21円 (20kW以上) ※4	20円	19円	18円	8~9円	
	55円(20kW未満)						※3	※4	※4		8~9円	
	36円 (洋上風力)							36円 (着床式) ※5				
								36円 (浮体式)	36円(浮体式)			
地熱 【15年】	26円(15000kW以上)								※4	26円	FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す	
	40円(15000kW未満)								※4	40円		
水力 【20年】	24円(1000kW以上30000kW未満)					※4	24円	20円(5000kW以上30000kW未満)		20円	FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す	
								27円 (1000kW以上5000kW未満)	※4	27円		
	29円(200kW以上1000kW未満)								※4	29円		
	34円(200kW未満)								※4	34円		
バイオマス 【20年】	39円 (メタン発酵ガス)									39円	FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す	
	32円(間伐材等由来の木質バイオマス)			40円(2000kW未満)						40円		
				32円(2000kW以上)						32円		
	24円(一般木材等バイオマス)						24円 (20,000kW未満)	21円 (20,000kW以上)		入札制移行 (10,000kW以上)		24円 (10,000kW未満)
	24円(バイオマス液体燃料)						24円 (20,000kW未満)	21円 (20,000kW以上)		入札制移行		
	13円(建設資材廃棄物)											13円
17円(一般廃棄物・その他のバイオマス)										17円		

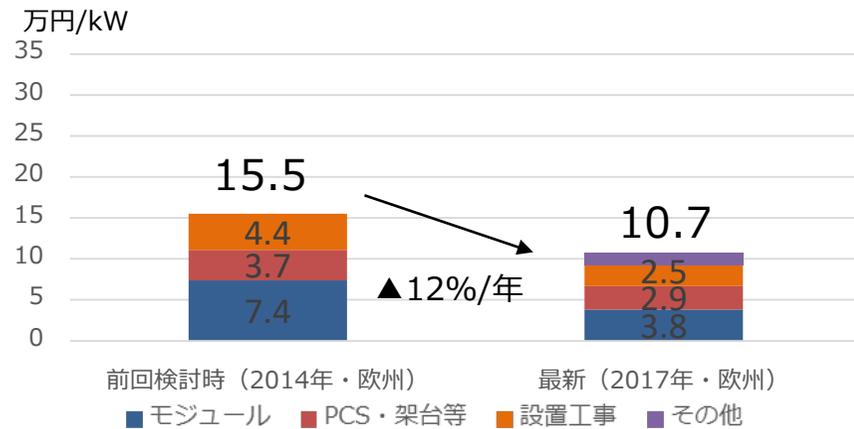
※3 小型風力は、真に開発中の案件に限って経過措置を設ける。 ※4 風力・地熱・水力のリプレースについては、別途、新規認定より低い買取価格を適用。  
 ※5 一般海域利用ルール適用案件は、ルール開始に合わせて入札制移行。

# 国内外の資本費構造比較

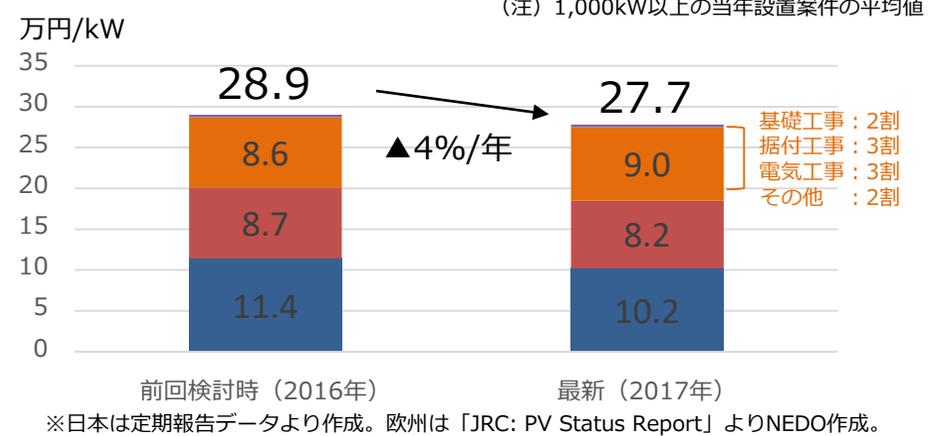
- 欧州の事業用太陽光発電のシステム費用は、2014年～2017年の3年間で大きく低減。他方、日本では2016年～2017年で微減にとどまっており、**国内外の差は拡大**している。
- 世界の陸上風力発電の資本費は、2016年～2017年の1年間で大きく低減。他方、日本では2016年～2017年で増減はなく、**国内外の差は拡大**している。

世界

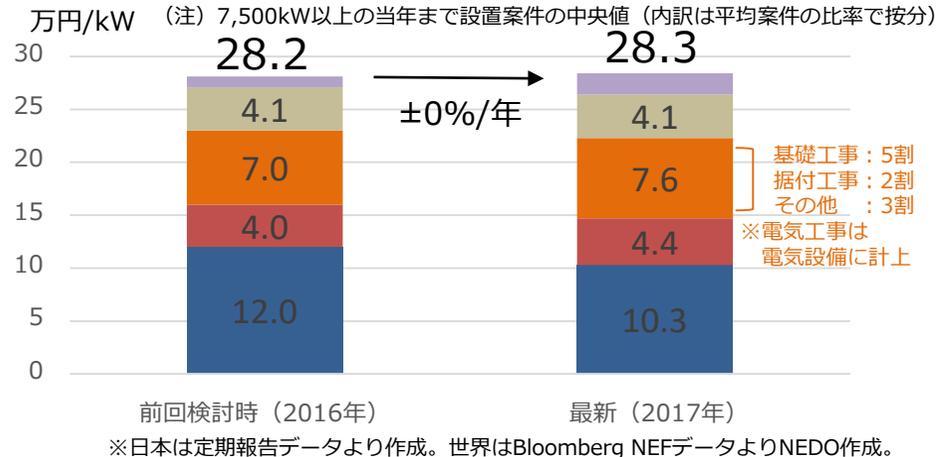
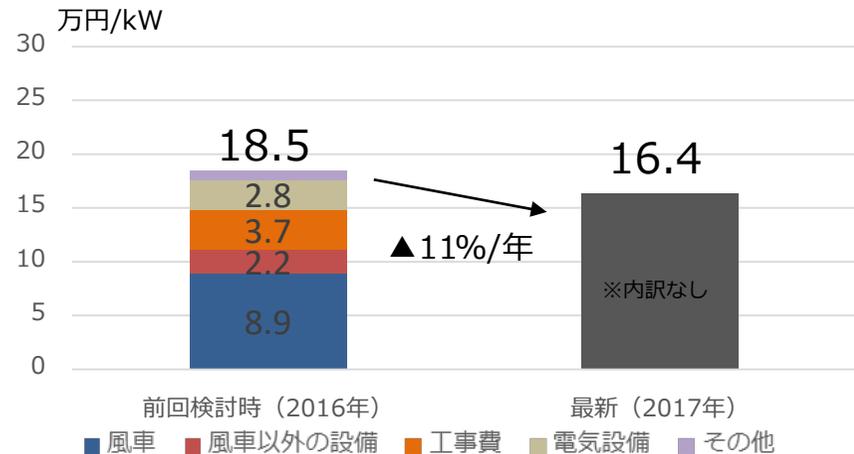
事業用太陽光



日本



陸上風力



# 日本のトップランナーの動向

- 定期報告データを活用して、機械的に簡易的に国内の事業用太陽光発電・陸上風力発電のLCOEを計算すると、**既に国内にも10円/kWh未満で事業が実施できている案件が存在する。**
- 具体的には、10円/kWh未満で事業が実施できている案件は、以下のとおり。
  - **事業用太陽光発電**では、定期報告が提出された153,060件のうち**119件 (0.1%)**
  - **陸上風力発電**では、定期報告が提出された50件のうち**7件 (14%)**

＜事業用太陽光発電のコスト動向＞

機械的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	1件
7円/kWh～8円/kWh	4件
8円/kWh～9円/kWh	26件
9円/kWh～10円/kWh	88件
10円/kWh～11円/kWh	119件
11円/kWh～12円/kWh	384件
12円/kWh～13円/kWh	922件
13円/kWh～14円/kWh	2,004件
14円/kWh～15円/kWh	3,571件
15円/kWh～16円/kWh	5,410件
16円/kWh～17円/kWh	7,422件
17円/kWh～18円/kWh	8,797件
18円/kWh～19円/kWh	10,212件
19円/kWh～20円/kWh	11,887件
20円/kWh以上	102,213件
<b>合計</b>	<b>153,060件</b>

＜陸上風力発電のコスト動向＞

機械的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	1件
7円/kWh～8円/kWh	0件
8円/kWh～9円/kWh	2件
9円/kWh～10円/kWh	4件
10円/kWh～11円/kWh	8件
11円/kWh～12円/kWh	6件
12円/kWh～13円/kWh	5件
13円/kWh～14円/kWh	3件
14円/kWh～15円/kWh	2件
15円/kWh～16円/kWh	5件
16円/kWh～17円/kWh	6件
17円/kWh～18円/kWh	2件
18円/kWh～19円/kWh	0件
19円/kWh～20円/kWh	1件
20円/kWh以上	5件
<b>合計</b>	<b>50件</b>

1. 総論

2. 目指すべきコスト水準について

3. 入札制について

# 太陽光発電① 現行の価格目標

- FIT制度において目指すべきコスト水準として掲げている価格目標は、FIT法に基づき、調達価格等算定委員会の意見を聴いて、経済産業大臣が決定しているもの。
- 太陽光発電については、現行では、以下の価格目標を掲げているところ。
  - 事業用：2020年発電コスト14円/kWh・2030年発電コスト7円/kWh
  - 住宅用：2019年売電価格24円/kWh・できるだけ早期に売電価格11円/kWh
- 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=5%）と異なる。
  - 発電コスト（割引率3%）7円/kWhは
  - 調達価格に換算（割引率5%）すると、8.5円/kWhに相当。

太陽光競争力強化研究会取りまとめ（2016年9月、現行目標設定時）

## 【現状】

現行のシステム費用は、約30万円/kWで欧州の2倍

### モジュール・PCS：1.7倍

- ・国際流通商品でも内外価格差が存在。
- ・住宅用は過剰な流通構造で3倍の価格差。

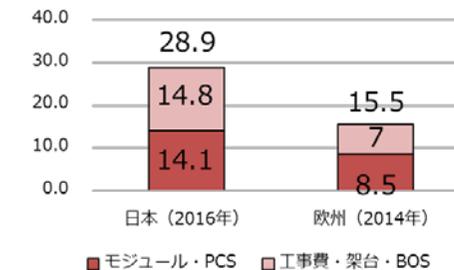
競争促進と  
技術開発により  
国際価格に収斂

### 工事費・架台等：2.1倍

- ・太陽光専門の施工事業者も少なく、工法等が最適化されていない。
- ・日本特有の災害対応や土地環境による工事・架台費増。

工法等の最適化、  
技術開発等により低減

万円/kW 日欧のシステム費用比較(非住宅)



出典：太陽光発電競争力強化研究会報告書

## 【目標】

### <事業用太陽光>

- ・2020年 20万円/kW  
(発電コスト14円/kWh※に相当)
- ・2030年 10万円/kW  
(発電コスト7円/kWh※に相当)

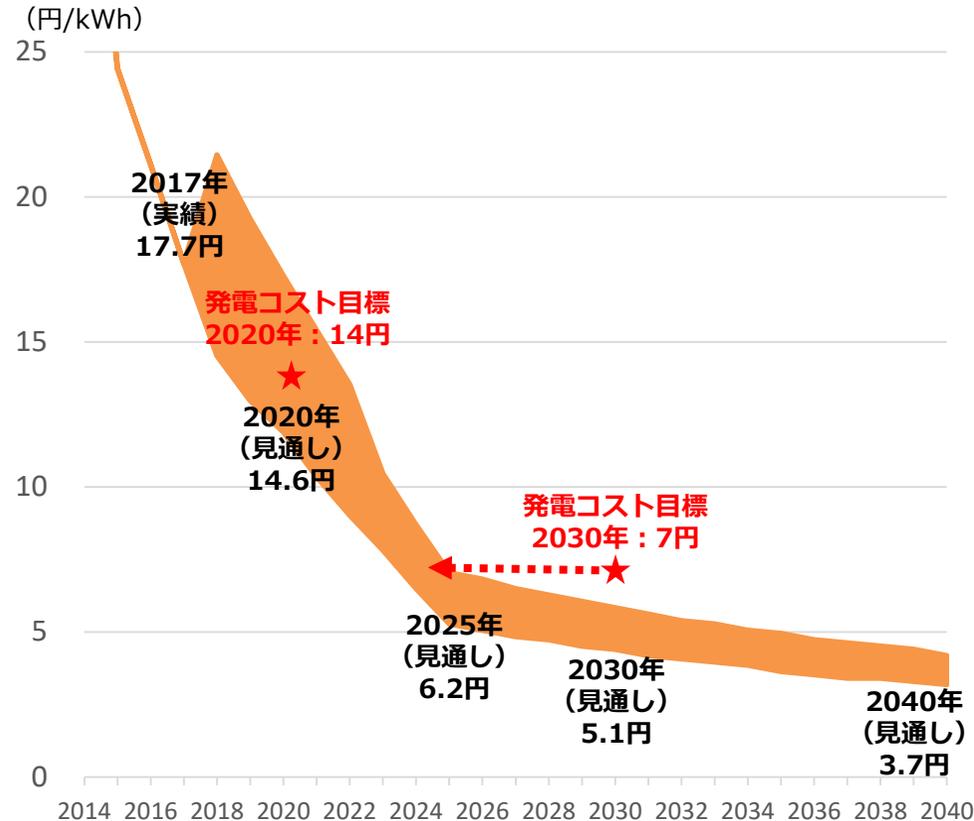
### <住宅用太陽光>

- ・2019年 30万円/kW  
(売電価格が家庭用電力料金24円/kWh並み)
- ・出来るだけ早期に 20万円/kW  
(売電価格が電力市場価格11円/kWh並み)

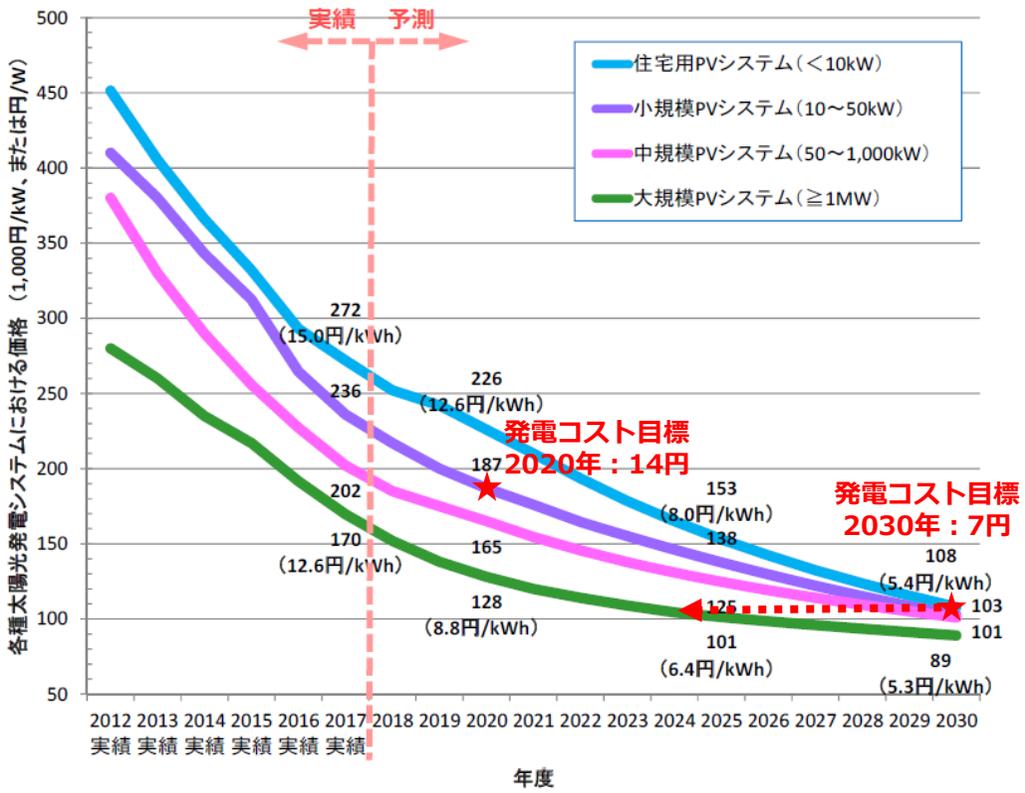
※2020年14円/kWh、2030年7円/kWhはNEDO技術開発戦略目標

# 太陽光発電② 民間調査機関による将来の発電コストの見通し

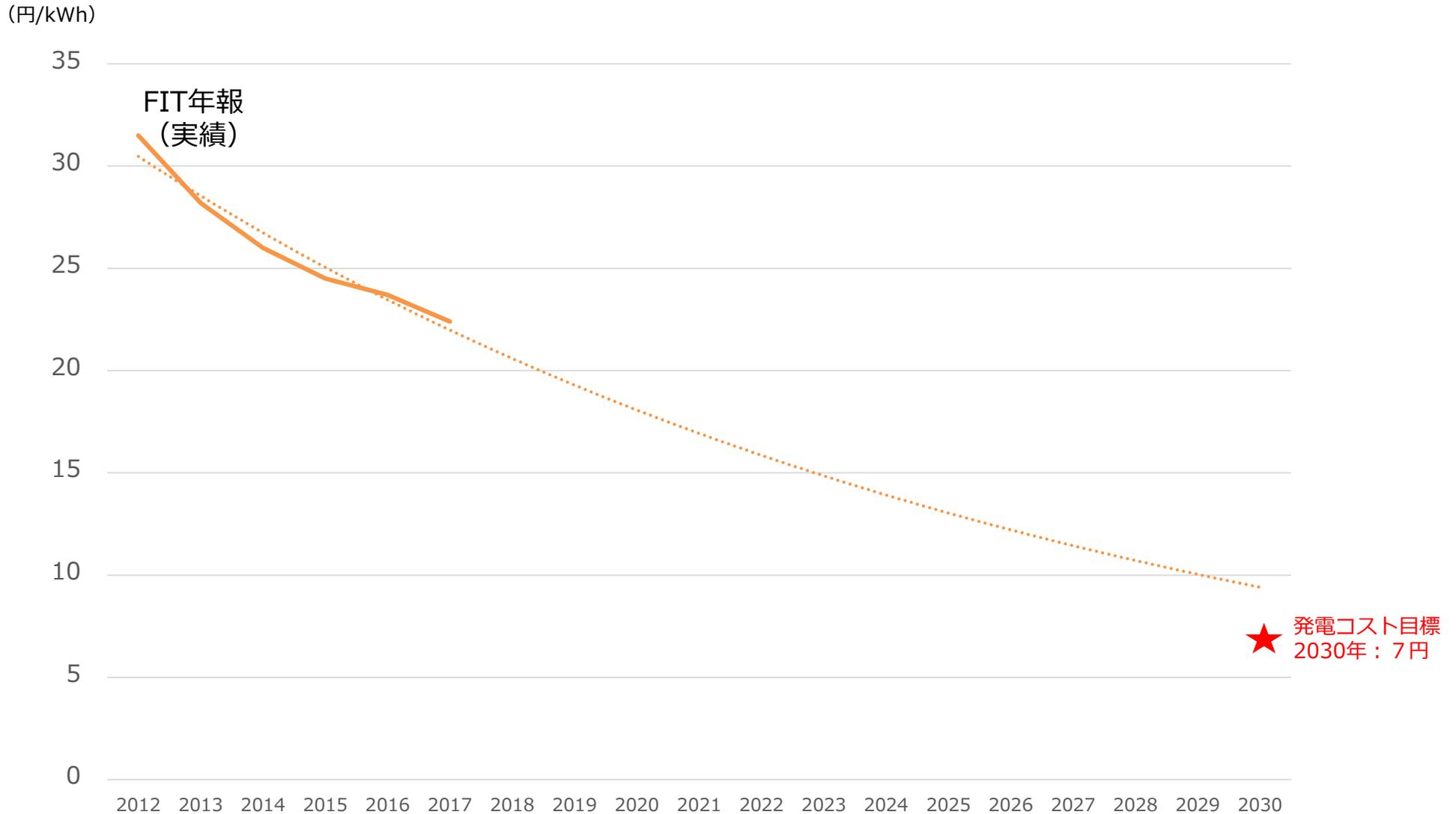
- 民間調査機関が今年6月に公表したデータでは、日本の太陽光発電の発電コストについて、**2030年に5.1円/kWh程度まで低減**することが見通されている。
- また、別の民間調査機関の推計によると、日本の太陽光発電の発電コストについては、**大規模案件では5円/kWh台の水準**が実現できる見込みとなっている。



※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3%、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。



※資源総合システム社調査。割引率は3%を想定。(導入・技術開発加速ケース)

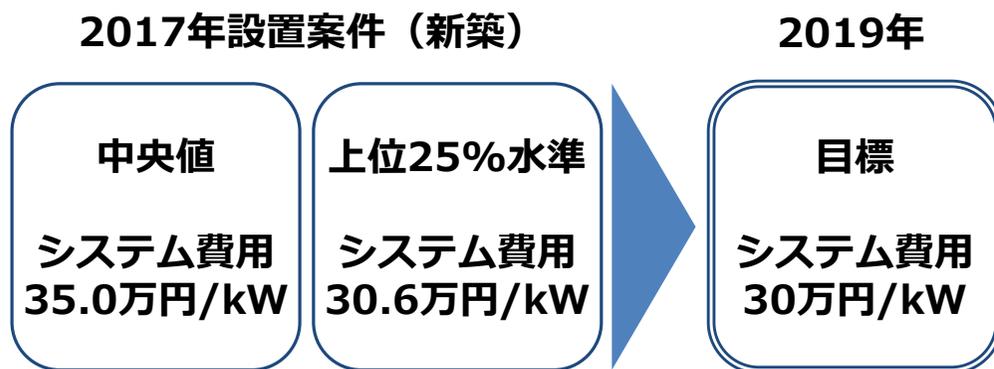


※調達価格等算定委員会で示されている各年の資本費等を基に、割引率3%で機械的に試算。  
延長を含む点線部分は、2012年度から2017年度の実績を基に指数近似。

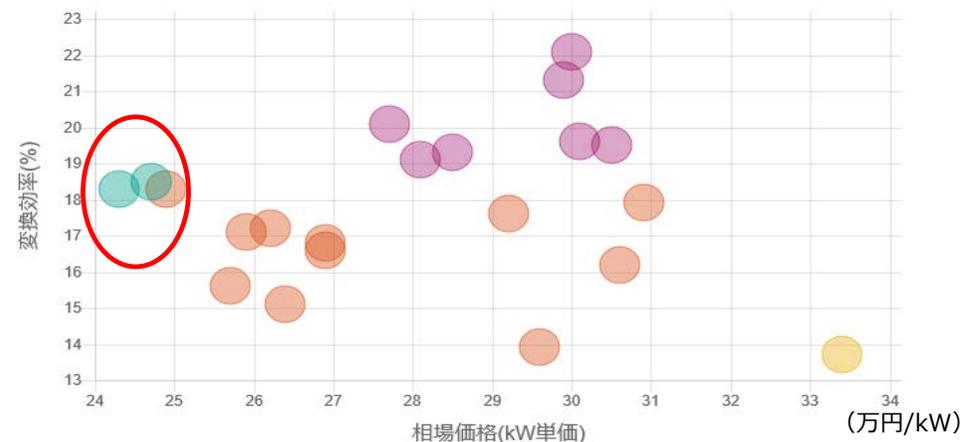
# 太陽光発電③ 住宅用太陽光発電の発電コストの状況

- 住宅用太陽光発電については、以下の価格目標を掲げているところ。
  - **2019年に家庭用電力料金**（24円/kWh）並みの売電価格（2019年度調達価格として設定済）  
⇒ システム費用**30万円/kW**相当
  - **できるだけ早期に卸電力取引市場**（11円/kWh）並みの売電価格  
⇒ システム費用**20万円/kW**相当
- システム費用については、FIT制度の定期報告データにおいては、**2017年設置案件の上位25%水準が約30万円/kW**であり、これを**2019年度調達価格の想定値**としている。その一方で、**市場では既に20万円/kW台前半で取引されている事例も見られる。**

＜定期報告データ＞



＜市場における取引価格の例＞



(出典) (株)ソーラーパートナーズHPより引用  
※6kW台のパネル設置時のシステム費用

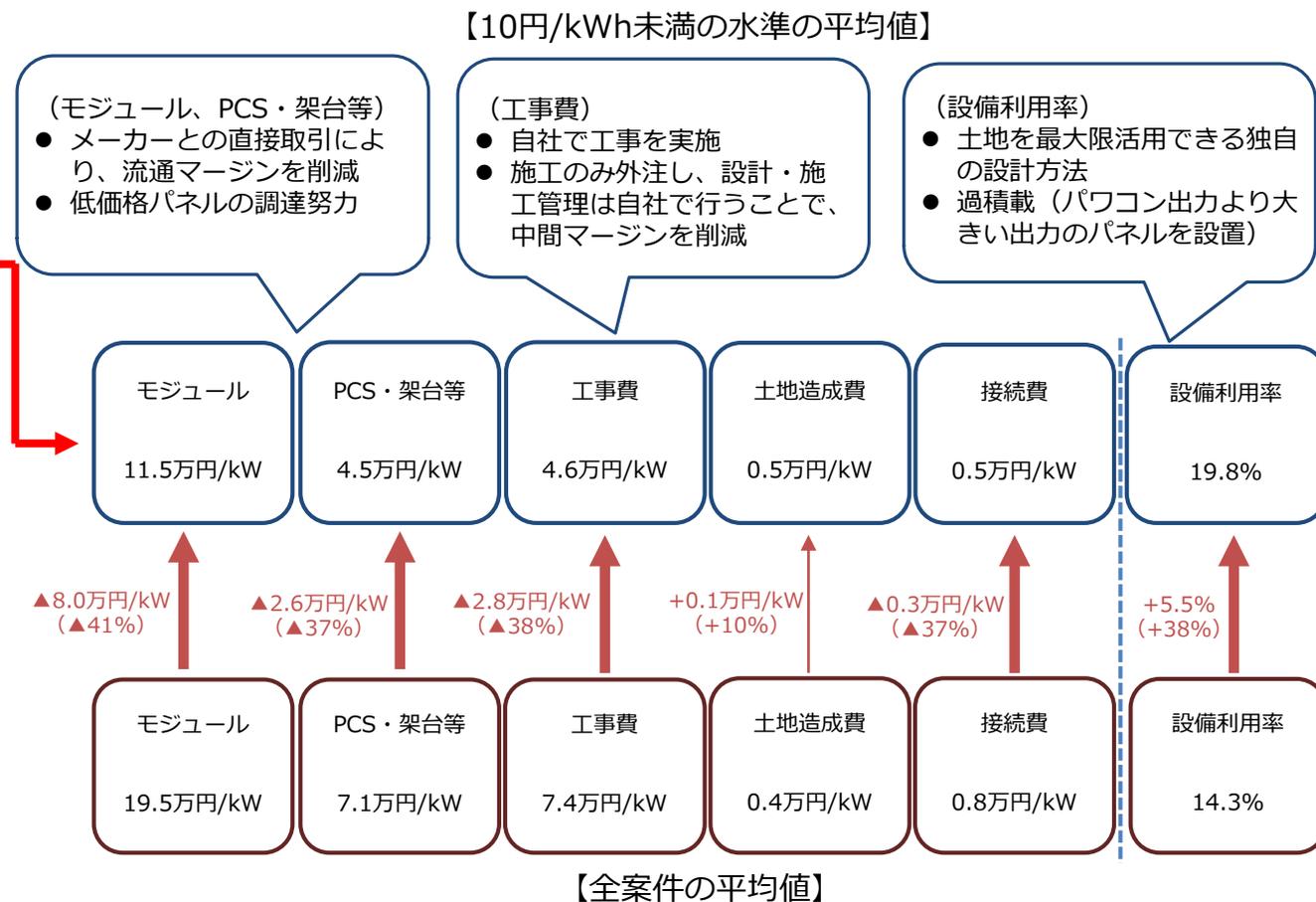
電源 【調達期間】	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	できるだけ 早期に
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※2	31円 33円※2	28円 30円※2	26円 28円※2	24円 26円※2		市場価格

※2 出力制御対応機器設置義務あり

# 太陽光発電④ 事業用太陽光発電のトップランナーの動向

- 10円/kWh未満で事業を実施できている事業者については、モジュール、PCS・架台等・工事費が平均的な案件よりも4割減程度となっている。
- 設備利用率については、平均的な案件よりも4割増程度となっており、約20%程度となっている。

機械的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	1件
7円/kWh～8円/kWh	4件
8円/kWh～9円/kWh	26件
9円/kWh～10円/kWh	88件
10円/kWh～11円/kWh	119件
11円/kWh～12円/kWh	384件
12円/kWh～13円/kWh	922件
13円/kWh～14円/kWh	2,004件
14円/kWh～15円/kWh	3,571件
15円/kWh～16円/kWh	5,410件
16円/kWh～17円/kWh	7,422件
17円/kWh～18円/kWh	8,797件
18円/kWh～19円/kWh	10,212件
19円/kWh～20円/kWh	11,887件
20円/kWh以上	102,213件
<b>合計</b>	<b>153,060件</b>



# 目指すべきコスト水準に関する今後の方向性（案）①

- 目指すべきコスト水準としての価格目標については、調達価格等算定委員会の意見を聴いて、経済産業大臣が定めることとなっている（※）。このため、以下の方向性を踏まえて調達価格等算定委員会で検討し、具体化いただくことが適当ではないか。

## （１）事業用太陽光発電について

- 事業用太陽光発電については、世界の市場における急速なコスト低減、複数の調査機関から日本でも現行の目標を下回る水準の見通しが示されていること及び国内のトップランナーの動向を踏まえると、コストダウンをより加速化していく必要があるのではないか。このため、価格目標については、「2030年発電コスト7円/kWh」という価格目標を3～5年程度前倒すことを検討してはどうか。
- 価格目標は、対象年度（前倒した場合：2025～2027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し、この着実な達成に向けて調達価格を検討していくべきではないか。
- 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＝3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（2025～2027年度）の3年前に相当する2022～2024年度に認定する平均調達価格8.5円/kWhを目指す）必要があるのではないか。

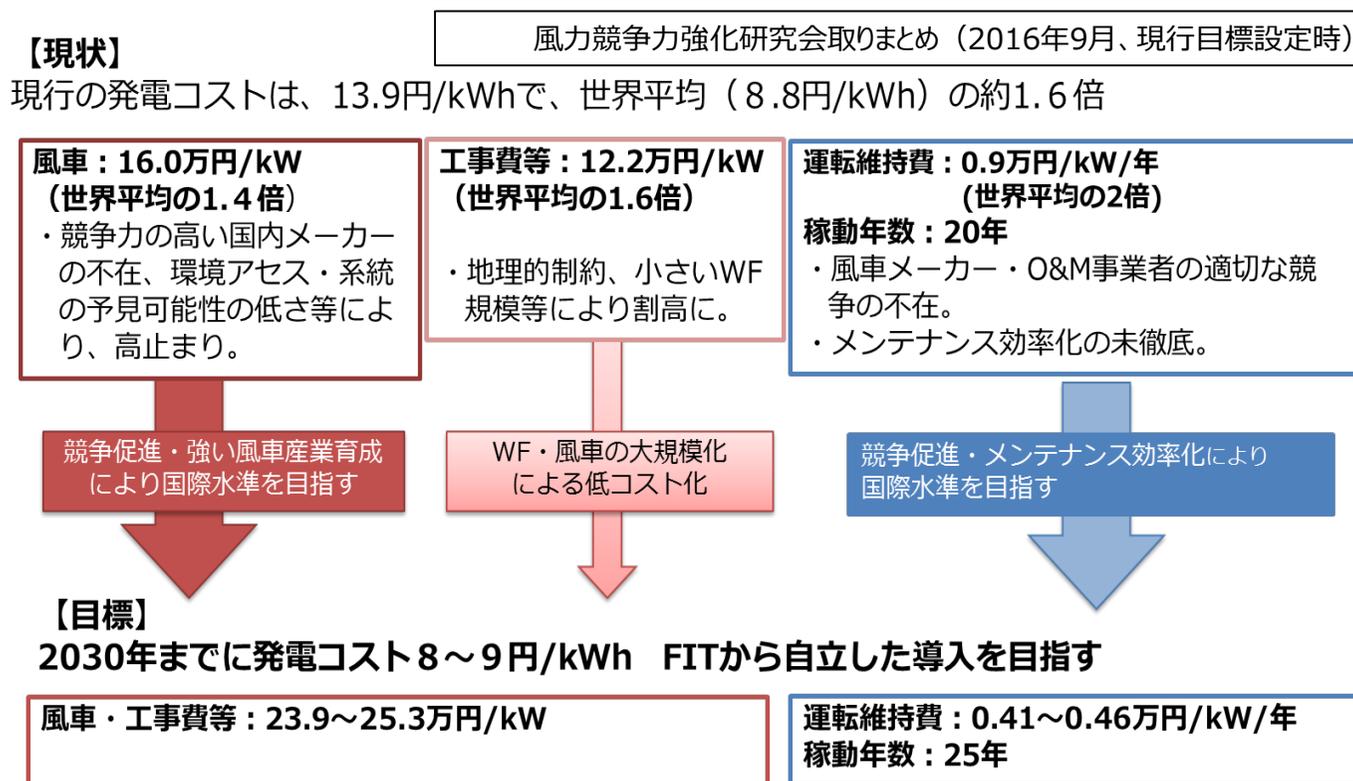
## （２）住宅用太陽光発電について

- 住宅用太陽光発電については、中間整理で示したとおり、蓄電池等と組み合わせながら、自家消費モデルを促進しつつ、FIT制度からの自立化を図っていくことが重要ではないか。価格目標については、事業用太陽光発電のコスト低減スピードと歩調を合わせつつ、自立化を一層促していくため、「できるだけ早期に」という卸電力市場並み（11円/kWh）の調達価格を実現する時期を、事業用太陽光と同時期（2025～2027年度）と明確化することについて、自家消費も含めた「FIT制度から自立したモデルの在り方」と併せて検討していくべきではないか。

（※）FIT法第3条第13項において、経済産業大臣が価格目標を変更するときは、調達価格等算定委員会の意見を聴くこととされている。

# 風力発電① 現行の価格目標

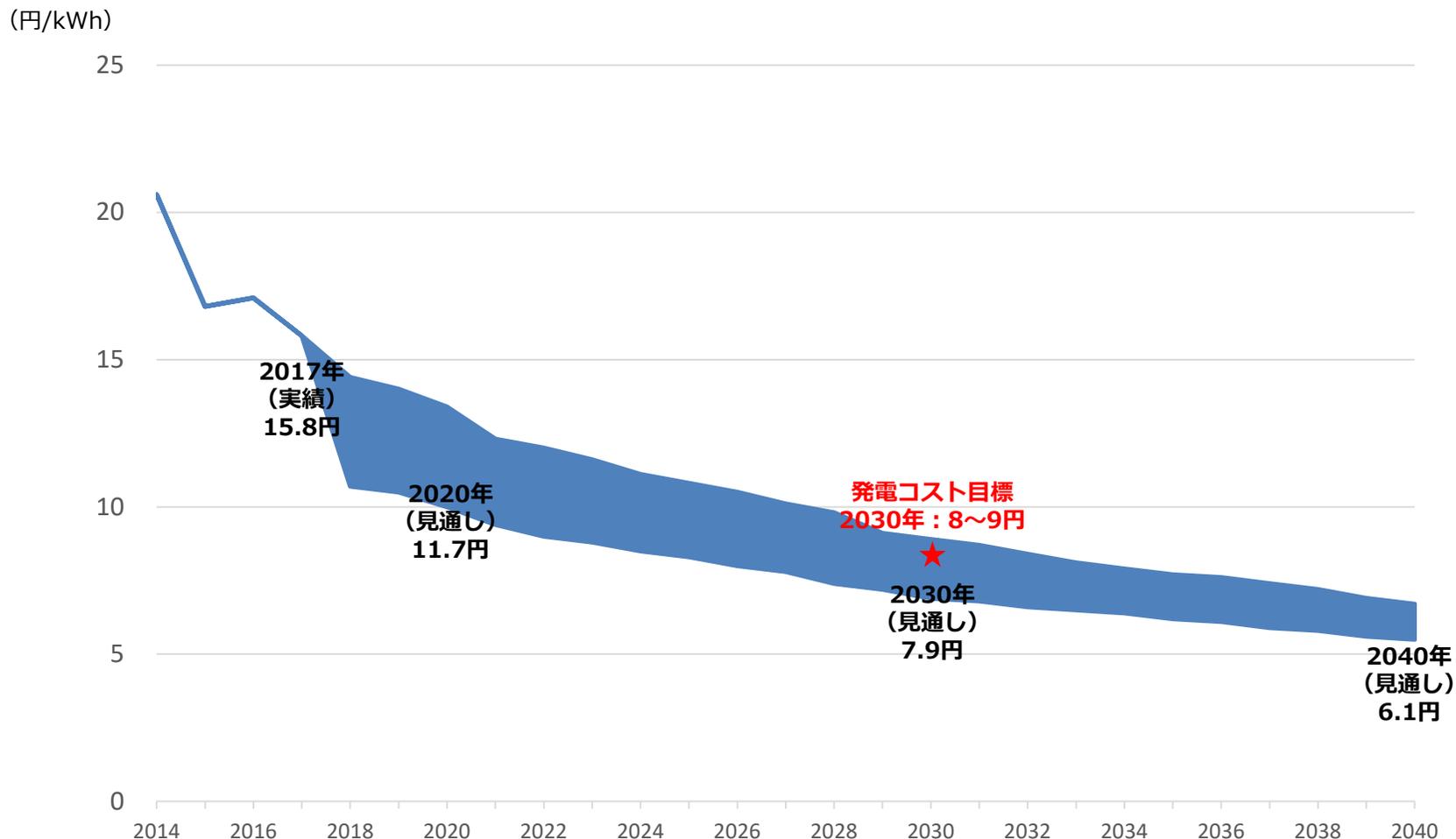
- 風力発電については、現行では、洋上風力発電（着床式）も含め、**2030年発電コスト8～9円/kWh**となっている。
- なお、ここでいう「発電コスト」とは、資金調達コストのみを念頭に置いた割引率（3%）を付加したものである。現時点で調達価格等算定委員会が想定する適正利潤（IRR=8%）と異なる。
  - **発電コスト（割引率3%）8～9円/kWh**は
  - **調達価格に換算（割引率8%）すると、12.1～12.9円/kWh**に相当。



※目標の数値はJWPA WIND VISION（2030年）より

## 風力発電② 民間調査機関による将来の発電コストの見通し

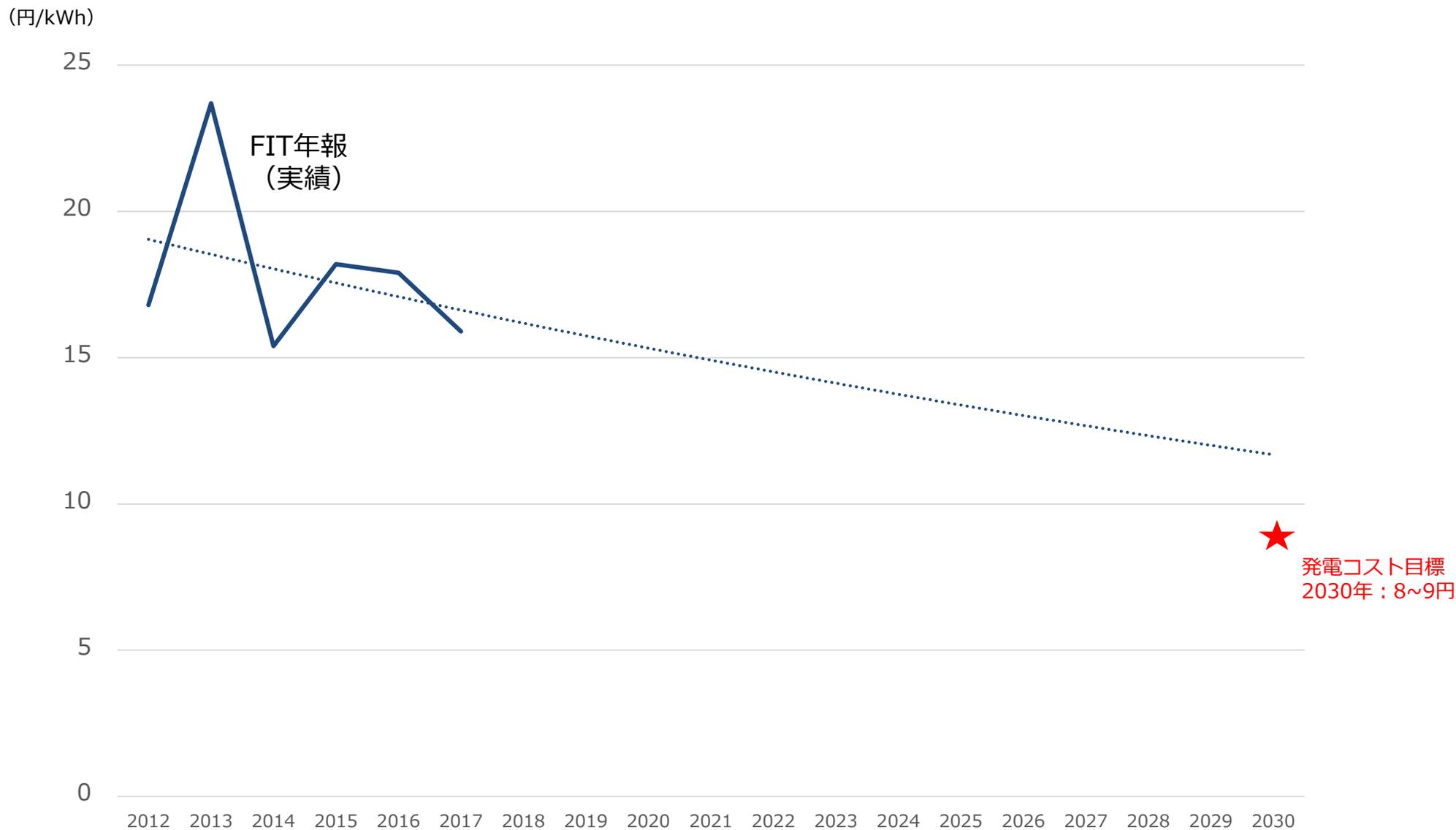
- 民間調査機関が今年6月に公表したデータでは、日本の風力発電の発電コストについて、**2030年に7.9円/kWh程度まで低減**することが見通されている。



※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。

# (参考) 陸上風力のFIT年報データに基づくコスト低減状況



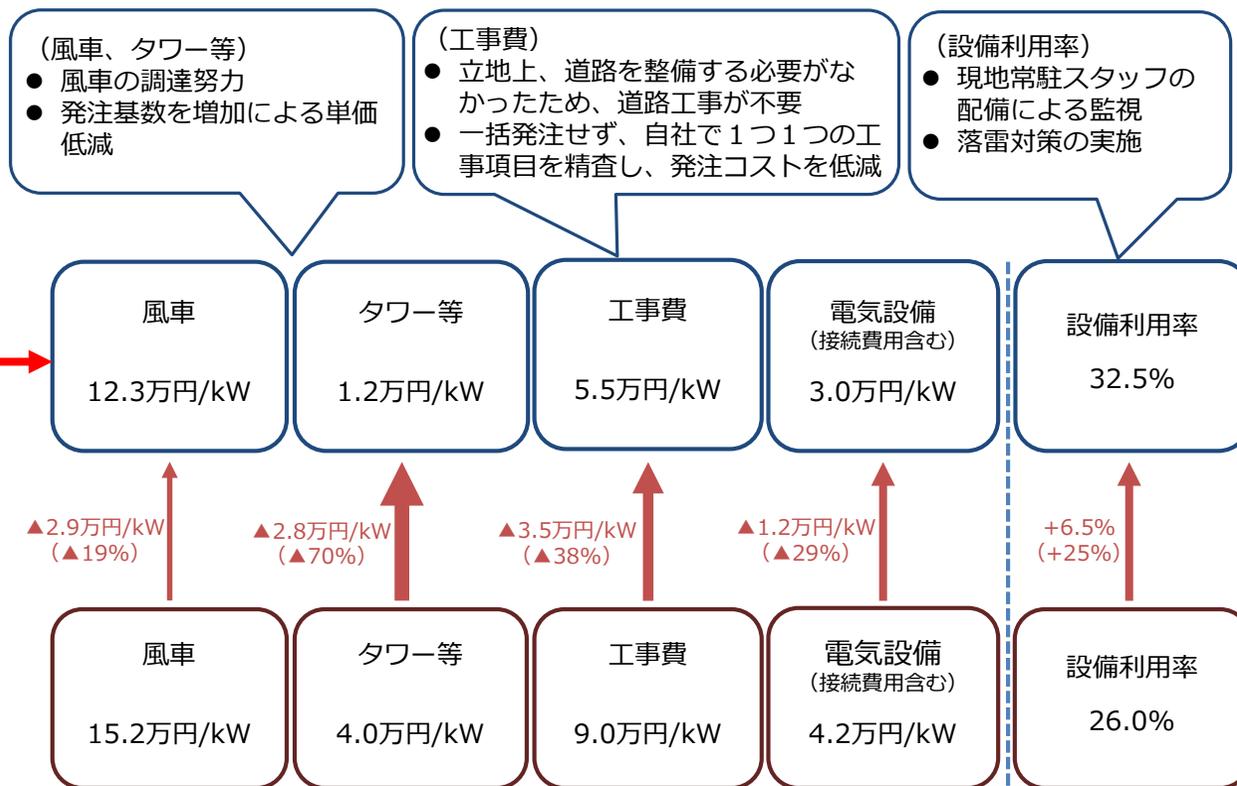
※調達価格等算定委員会で示されている各年の資本費等を基に、割引率3%で機械的に試算。  
延長を含む点線部分は、2012年度から2017年度の実績に基づく指数近似。

# 風力発電③ トップランナーのコスト構造

- 10円/kWh未満で事業を実施できている事業者については、平均的な案件と比較して、**風車が2割減程度、風車以外の設備が7割減程度、工事費が4割減程度、電気設備が3割減程度**。設備利用率については、**平均的な案件よりも3割増程度となっており、30%超**となっている。
- 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。

【10円/kWh未満の水準の平均値】

機能的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	1件
7円/kWh～8円/kWh	0件
8円/kWh～9円/kWh	2件
9円/kWh～10円/kWh	4件
10円/kWh～11円/kWh	8件
11円/kWh～12円/kWh	6件
12円/kWh～13円/kWh	5件
13円/kWh～14円/kWh	3件
14円/kWh～15円/kWh	2件
15円/kWh～16円/kWh	5件
16円/kWh～17円/kWh	6件
17円/kWh～18円/kWh	2件
18円/kWh～19円/kWh	0件
19円/kWh～20円/kWh	1件
20円/kWh以上	5件
<b>合計</b>	<b>50件</b>



※一般負担の上限見直し等によって対応

平成29年度の調達価格等算定委員会で使用した定期報告データより作成。（資本費+運転維持費）/発電電力量により、機能的・簡易的に計算した。割引率は3%と仮定。最新の調達価格の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機能的・簡易的に計算した。

【全案件の平均値】

## （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。

（※）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。

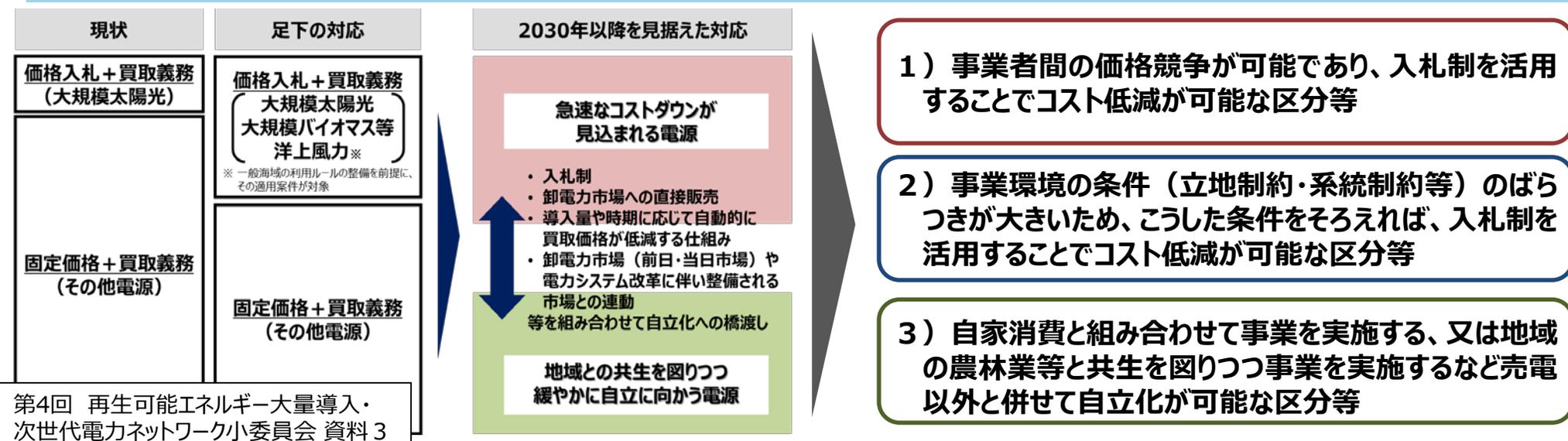
1. 総論

2. 目指すべきコスト水準について

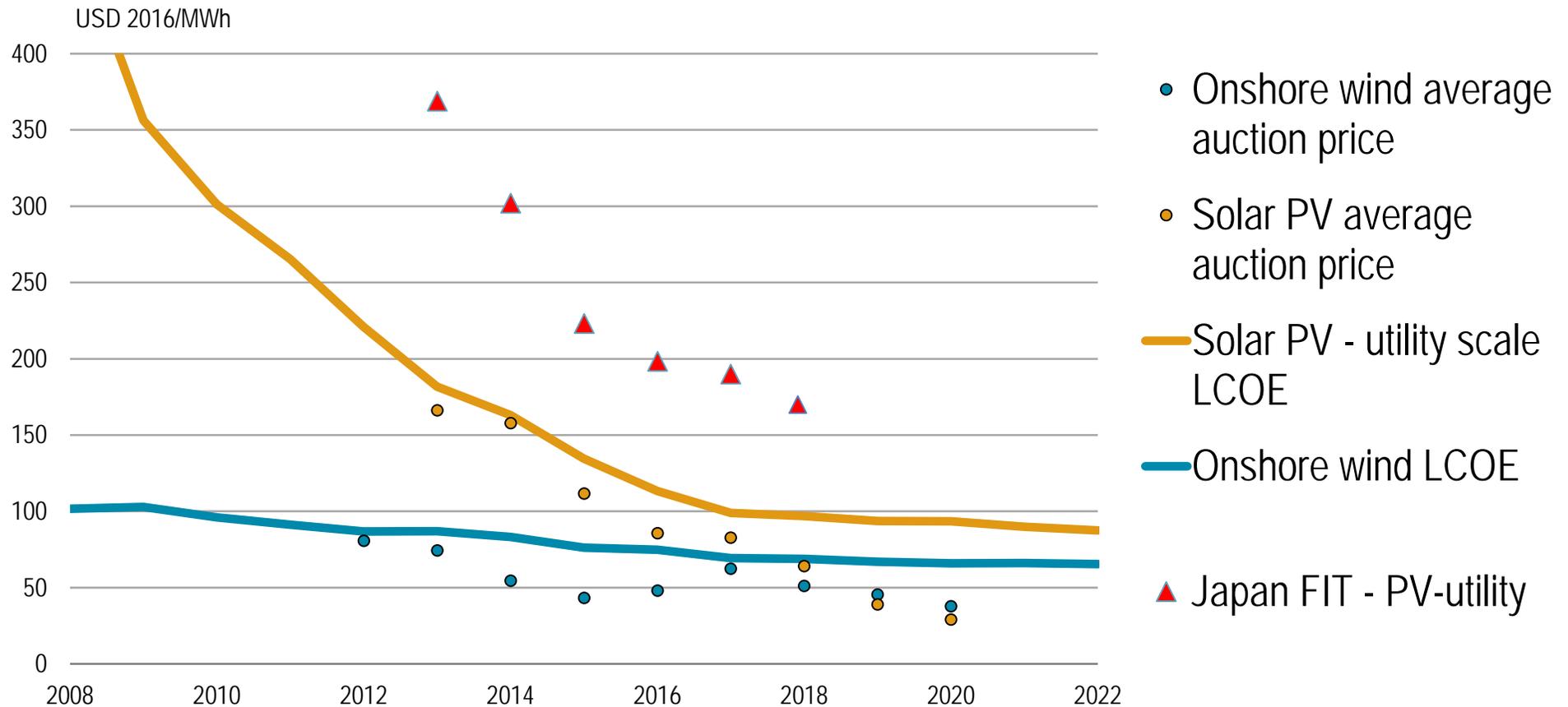
3. 入札制について

# 入札制に関する考え方（案）

- 入札を実施する区分等については、FIT法に基づき、調達価格等算定委員会の意見を尊重して、経済産業大臣が指定しているもの。
- 本小委員会の中間整理では、再エネ電源を①急速なコストダウンが見込まれる電源と、②地域との共生を図りながら緩やかに自立に向かう電源に切り分け、入札制の活用等により、自立化への橋渡しとなる仕組みを検討していくこととされた。
- これに鑑み、入札制度が事業者間の価格競争によってコスト低減を促していく仕組みであることを踏まえ、
  - 1) 事業者間の価格競争が可能であり、入札制を活用することでコスト低減が可能な区分等、
  - 2) 事業環境の条件（立地制約・系統制約等）のばらつきが大きいため、こうした条件をそろえれば、入札制を活用することでコスト低減が可能な区分等、
  - 3) 自家消費と組み合わせて事業を実施する、又は地域の農林業等と共生を図りつつ事業を実施するなど売電以外と併せて自立化が可能な区分等（入札等の価格競争がなじまない区分等）、
 に再整理した上で、それぞれ適切な方法でFIT制度からの自立化を図っていくべきではないか。



- 世界の太陽光発電と陸上風力発電のLCOEと入札制度における落札価格の関係を分析すると、太陽光発電・陸上風力発電ともに、落札価格の平均値はLCOEの水準よりも低い傾向となっている。



※IEA Renewables 2017をもとに資源エネルギー庁作成。

# 世界の状況② 入札制の導入に関するEU指令

- 2013年11月、欧州委員会は電力セクターへの国家介入（支援制度等）について、通達を公表。
- この通達では、**再生可能エネルギーについては、オークション（入札）により、コスト効率の優れたプロジェクトが落札することを推奨**している。
- 通達後に策定されたガイダンスはEU加盟国が支援制度を導入する際の欧州委員会の審査における判断材料となることから、EU加盟国では、**当該ガイダンスを踏まえた政策決定**がなされている。

## 欧州委員会通達（2013年11月）

### 英文原文

As the renewables sector and technologies mature and grow and as costs decline, it is important that production and investment decisions are driven increasingly by the market and not by guaranteed price levels determined by public authorities.

（中略）

Member States are invited to grant such support through genuinely competitive allocation mechanisms such as tendering procedures. Such procedures make it possible to reveal the costs of the different technologies, operators and projects taking into account specific production locations and to stimulate a healthy competition not only between different operators and locations but also between different renewable energy sources.

### 日本語訳

再生可能エネルギーセクターが成熟・成長し、コストを引き下げるためには、投資決定は、公的機関が保証した価格水準ではなく、市場に委ねられることが重要である。

（中略）

加盟国は、**入札手続きなど競争力ある配分メカニズムを通じ、支援を実施**することが求められる。こうした手続きにより、**個別の案件の立地を考慮しつつ、異なる電源・オペレーター・プロジェクトの費用を開示し、オペレーターや立地の間だけではなく、様々な再生可能エネルギー源の健全な競争を促すことが可能**となる。

## 各国の対応

ドイツ  
（2014年7月）

- ・ 通達を踏まえ、2014年7月施行の再生可能エネルギー法改正法にて、**2017年以降は原則として競争入札制度に移行**することと、移行のためのパイロット計画として、地上設置型太陽光発電を対象に入札制を導入
- ・ 2017年改正法で、入札対象を太陽光に加えて陸上風力、洋上風力、バイオマスに拡大

イギリス  
（2015年1月）

- ・ **2015年以降に稼働する大規模設備の支援を、それまでのRPS制度からCfD（差額契約型）FIT制度に順次移行することを決定**
- ・ CfD FIT制度の支援対象設備を決めるにあたり、2015年1月に第1回の入札を実施

フランス  
（2016年5月）

- ・ 従来からFIT制度と競争入札制度を併用して、再エネ電力の導入を促進
- ・ 2011年以降、100kW超の新規太陽光発電設備は競争入札制度により支援をしてきたが、通達を受けて、**2017年以降は陸上風力発電も入札制度に移行**

# 世界の状況③ 入札制の活用状況

- 大規模電源には入札制は広く活用されており、かなり小規模なものまで対象にしている国も存在。

	 日本	 ドイツ	 イギリス	 フランス	 イタリア
	再エネ比率：14.5% (2016年) ※2018年度時点	再エネ比率：31.6% (2016年) ※2018年1月時点	再エネ比率：24.6% (2016年) ※2018年1月時点	再エネ比率：17.9% (2016年) ※2018年1月時点	再エネ比率：39.1% (2016年) ※2017年末時点
太陽光	2,000kW～	750～10,000kW ※1	— ※2	屋根設置※1 (100～8,000kW) 地上設置※1 (500～17,000kW)	— ※4
陸上風力	—	750kW～	— ※2	7基～	5,000kW～
洋上風力 ※5	(一般海域の利用 ルール適用案件)	○	○	○	○
地熱	—	—	○	—	5,000kW～
水力	—	—	— ※2	1,000kW～	— ※2
バイオマス	一般木材等 (10,000kW～) 液体燃料	150～20,000kW ※1	○	— ※3	5,000kW～

※1) これを超える規模は支援対象外。 ※2) 5,000kW超は支援対象外。

※3) 支援対象はバイオガス発電のみで、12,000kW超は支援対象外。 ※4) 支援対象外。 ※5) 日本のみ浮体式を除く。

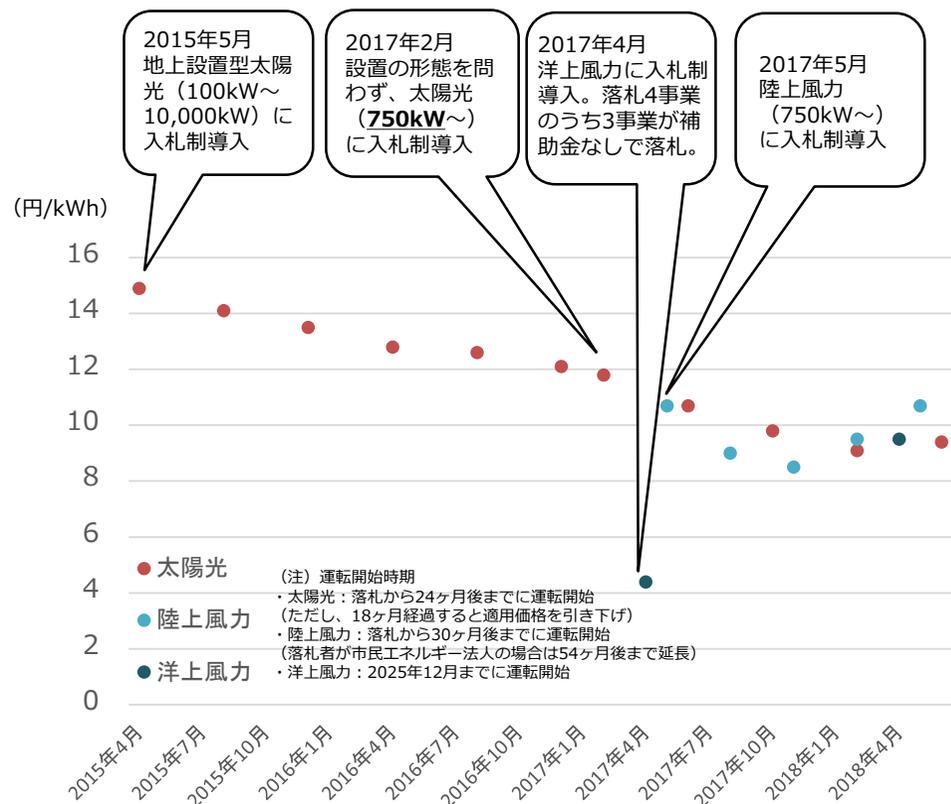
(出典) 資源エネルギー庁調査

# 世界の状況④ ドイツの入札制活用状況

- ドイツでは、現在750kW以上の太陽光発電に入札制が導入されている (※)。これは、一定以上の競争性により入札の実効性が確保されることを踏まえ、土地規制等の影響により案件が集中している大規模案件 (750kW以上の案件が約85% (2015年設置の容量ベース)) をターゲットとして、競争を促していくためのもの。

※2015年より100kW以上の地上設置型太陽光発電に対して入札制を導入。その実施結果を踏まえて (入札執行コストの増大等)、2017年より対象が750kW以上に限定された。

<ドイツの入札制度の動向 (加重平均落札価格の推移) >



<ドイツの地上設置型太陽光発電設備の導入状況 (2015年) >

	容量			件数		
	(各規模の割合)	累積の割合		(各規模の割合)	累積の割合	
10-40kW	122kW	0.1%	100%	5件	2.0%	100%
40W-100kW	8,135kW	4.1%	99.9%	116件	47.3%	98.0%
100-500kW	22,032kW	11.0%	95.9%	73件	29.8%	50.5%
500-750kW	1,288kW	0.6%	84.9%	2件	0.8%	20.6%
<b>750-1,000kW</b>	2,133kW	1.1%	84.2%	2件	0.8%	19.7%
1,000-2,000kW	36,183kW	<b>18.1%</b>	83.2%	24件	9.8%	18.7%
2,000-10,000kW	130,396kW	<b>65.1%</b>	65.1%	22件	8.9%	8.9%
合計	200,467kW	—	—	245件	—	—

※ドイツの市場価格はPhelix Baseload Year Futures 2018 (取引期間:2017年6月16日から9月15日の平均価格) より、3.9円/kWhと想定。資源エネルギー庁作成。入札の価格については、実施年を基準とした。1€=120円と換算。

※容量は、ドイツ連邦ネットワーク庁EEG対象の太陽光発電設備登録簿のデータに対して、EEG in Zahlen 2015のデータのうち、地上設置の割合を乗じて推定。件数はそれぞれの規模レンジの中央値で容量を割り戻して推定。

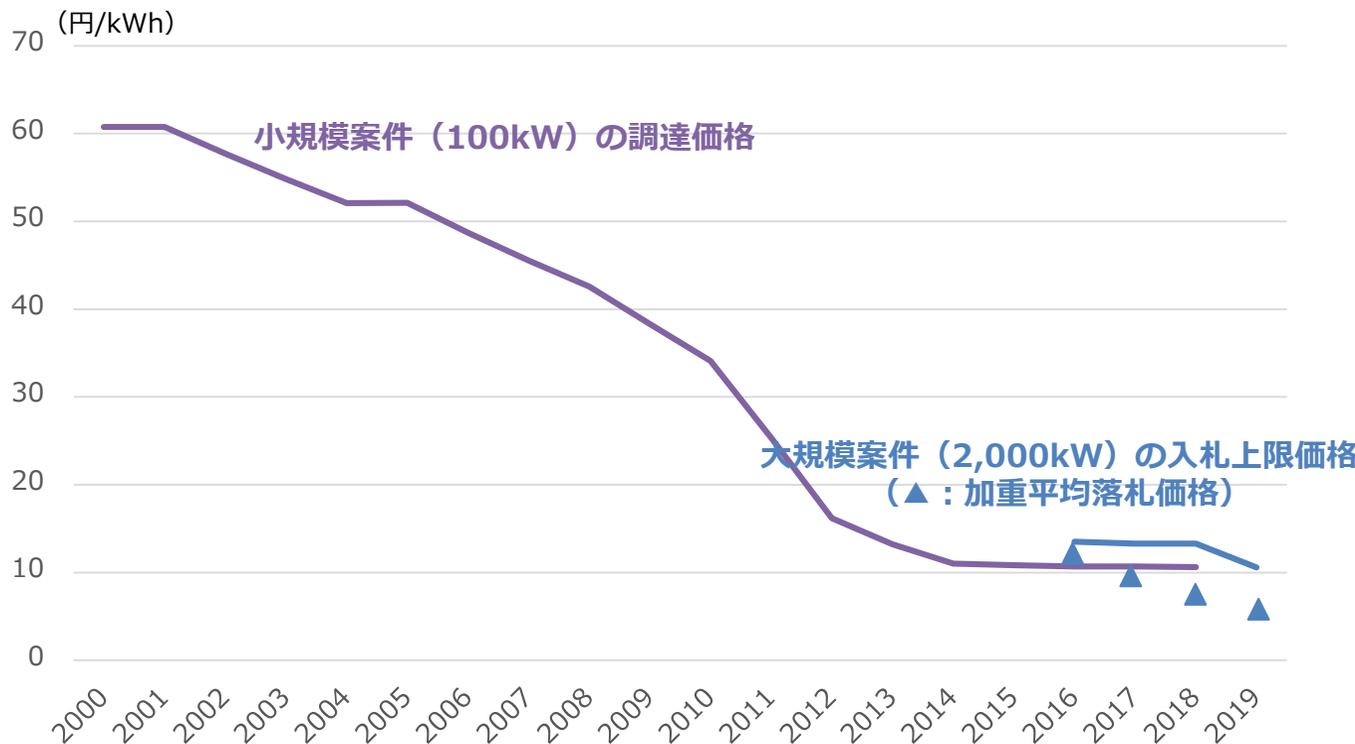
# 世界の状況⑤ ドイツにおける小規模案件の取扱い

- ドイツの太陽光発電は、2015年より地上設置型太陽光（100kW～10,000kW）、2017年より750kW以上の全ての設備が入札の対象とされており、この規模より小さい設備は入札対象外となっている。
- 小規模案件については、入札対象案件の上限価格より低い価格での調達価格の設定がされており、効率的な水準に照準を合わせた調達価格の設定により、小規模案件のコスト低減を図っている。

## <適用される支援制度>

- 100kW未満の太陽光・陸上風力・地熱・水力・バイオマスについては、入札対象外となっており、政府が設定した一定の調達価格で調達期間の買取りが行われる。
- 100kW以上750kW未満の太陽光・陸上風力、100kW以上150kW未満のバイオマス、100kW以上の地熱・水力については、入札の対象外とした上で、FIP制度による支援が適用される。

## <小規模案件（100kW）の調達価格>



※資源エネルギー庁作成。市場価格はPhelix Baseload Year Futures 2018（取引期間：2017年6月16日から9月15日の平均価格）より、3.9円/kWhと想定。入札の価格については、実施年ではなく運転開始期限年を基準とした。1€ = 120円、1£ = 150円で換算。

- 地域型案件の取扱いについては、例えばドイツやフランスでは、地域型案件も入札対象規模に該当すれば入札対象とはなるものの、**入札の実施に当たって優遇措置**（入札参加要件の緩和、保証金の減額、ボーナスの付与）が存在している。

## <地域型案件の取扱いの例>

### ドイツ

（陸上風力発電入札の特例）

市民エネルギー法人、エネルギー共同組合が入札に参加する場合

- 環境アセスメント実施中であっても入札参加が可能。
- 入札時の保証金の額を30€/kWから15€/kWに減額。
- 落札から運転開始までの実施期限が30ヶ月から54ヶ月に延長。

### フランス

（地上設置型太陽光発電の特例）

地方自治体、コミュニティグループ、又は資本金の少なくとも40%を20以上の異なる自然人・地方自治体・コミュニティにより出資された合資会社・協同組合が入札に参加する場合

- 実際の支援価格は、落札価格に0.3ユーロセント/kWhのボーナスを付加した額となる。

# 日本の状況① 事業用太陽光発電の状況（これまでの入札結果）

- 2,000kW以上の太陽光発電については、**2017年度に第1回入札（募集容量：500MW）を実施。**29件・490MWが参加を申し込み、23件・388MWが入札参加資格を得たが、実際の入札件数は9件・141MW。その後第2次保証金を納付して認定に至った案件は、**4件・41MW**。2017年度入札対象外規模の調達価格（21円/kWh）に対し、**17.20円/kWh**などでの落札があり、**一定のコスト低減効果**が見られた。
- **2018年度上期には第2回入札（募集容量：250MW）**を上限価格を非公表として実施し、9月4日に結果を公表。19件・393MWが参加を申し込み、15件・334MWが入札参加資格を得たが、**実際の入札件数は9件・197MW**。なお、全ての事業が上限価格を上回ったため、落札者はいなかった。
- 過去2回の入札では、**実際の入札容量が募集容量を下回る**結果となっている。

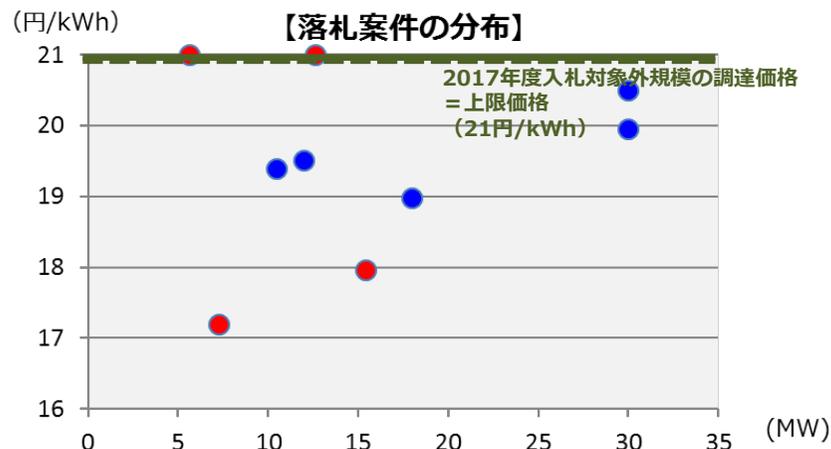
<2017年度（第1回）の太陽光の入札結果>

## 入札の結果

入札参加申込件数・容量 : **29件・490MW**  
 参加資格を得た件数・容量 : **23件・388MW**  
 実際の入札件数・容量 : **9件・141MW**

## 落札の結果

落札件数・容量 : **9件・141MW**  
 最低落札価格 : **17.20円/kWh**  
 最高落札価格 : **21.00円/kWh**



(注) 青は、第2次保証金が納付されず落札者決定が取り消された案件

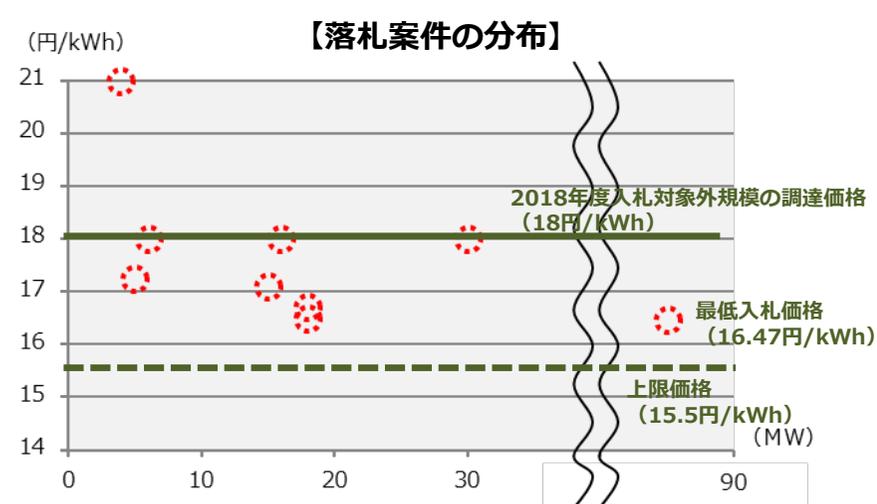
<2018年度上期（第2回）の太陽光の入札結果>

## 入札の結果

入札参加申込件数・容量 : **19件・393MW**  
 参加資格を得た件数・容量 : **15件・334MW**  
 実際の入札件数・容量 : **9件・197MW**

## 落札の結果

落札件数・容量 : **0件・0MW**  
 最低入札価格 : **16.47円/kWh**  
 最高入札価格 : **20.99円/kWh**



## 上限価格の設定方法について

第37回 調達価格等算定委員会 資料1より作成

- 入札の実施に当たっては、より事業者間の競争が進み、コスト低減が促されるような入札量や上限価格の設定を行うことが重要。
- 2018年度の入札対象外規模の事業用太陽光の調達価格（18円/kWh）は、定期報告データのシステム費用上位25%水準等を想定値として採用し、設定している。一方で、今回の上限価格については、以下のような観点を考慮すると、定期報告データ及び第1回入札結果を基礎としつつ、世界の動向なども含めたその他のコストデータも参考にし、より一層の価格低減トレンドを踏まえて、効率的に事業を実施できる先進的な事業者に照準を合わせて設定する必要があるのではないか。

### (1) 応札容量と募集容量の関係について

- 入札制度は、応札容量が募集容量よりも多い状況によって競争性を確保し、より低コストで事業を実施できる者から事業に取り組んでいただくことを想定した制度。想定どおりの状況の下では、緩やかな上限価格を設定しても競争性を一定程度確保でき、コスト低減を促すことが可能である。
- 他方で、試行的期間である第1回～第3回の入札量は合計1～1.5GWとすることを2016年度の委員会で決定しており、これを踏まえ、第2回の入札量は250MWとすることを2017年度の委員会で決定している中で、実際には応札容量が募集容量を下回る場合もありうるため、より効率的な事業を誘導するような水準の上限価格の設定を行わなければ、競争性が確保されず、コスト低減に資さないおそれがある。

### (2) 次回以降の入札に参加する事業者の入札行動に与える影響について

- 今回の上限価格は開札後に公表するため、上限価格の設定が、次回以降の入札に参加する事業者の入札行動に影響を及ぼすという考え方もある。より効率的な水準の上限価格の設定を行うことにより、今回の入札で入札価格が上限価格を超過したため落札できずに第3回（2018年度下期）の入札に再度参加することとなる事業者を含め、事業者に対して効率化を促していくことができると考えられる。

# 日本の状況② 事業用太陽光発電の状況（年度別規模別FIT認定状況） 30

- 事業用太陽光発電の年度別FIT認定量は、2012～2015年度に掛けて低減。2016年度は認定量が増加したものの、2016～2017年度に掛けて再び低減した。
- 規模別では、1,000kW以上の大規模案件が特に低減傾向にある。

	10 -50kW	50 -500kW	500 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000-kW	合計
2012年度認定 (40円)	2,295 (95,276)	1,111 (4,913)	1,512 (2,037)	3,446 (2,193)	6,446 (374)	14,809 (104,793)
2013年度認定 (36円)	7,794 (244,794)	1,399 (5,373)	1,760 (2,597)	5,429 (3,584)	10,009 (512)	26,391 (256,860)
2014年度認定 (32円)	3,832 (147,077)	859 (3,480)	709 (1,086)	1,659 (1,097)	5,433 (227)	12,491 (152,967)
2015年度認定 (27円)	1,662 (60,983)	315 (1,234)	252 (389)	501 (336)	778 (35)	3,509 (62,977)
2016年度認定 (24円)	3,175 (95,087)	553 (2,014)	562 (856)	1,070 (722)	2,578 (101)	7,938 (98,780)
2017年度認定 (21円)	1,568 (48,569)	325 (1,116)	253 (363)	424 (289)	※入札対象 41 (4)	2,610 (50,341)
<b>合計</b>	<b>20,326</b> <b>(691,786)</b>	<b>4,562</b> <b>(18,130)</b>	<b>5,047</b> <b>(7,328)</b>	<b>12,529</b> <b>(8,221)</b>	<b>25,284</b> <b>(1,253)</b>	<b>67,748</b> <b>(726,718)</b>
<b>未稼働</b>	<b>8,275</b> <b>(209,774)</b>	<b>1,085</b> <b>(3,750)</b>	<b>1,316</b> <b>(1,936)</b>	<b>4,254</b> <b>(2,724)</b>	<b>20,189</b> <b>(855)</b>	<b>35,119</b> <b>(219,039)</b>
<b>既稼働</b>	<b>12,050</b> <b>(482,012)</b>	<b>3,478</b> <b>(14,380)</b>	<b>3,731</b> <b>(5,392)</b>	<b>8,275</b> <b>(5,497)</b>	<b>5,095</b> <b>(398)</b>	<b>32,629</b> <b>(507,679)</b>

上段 : 容量 (MW)  
下段括弧: 件数 (件)

(注) 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

 改正FIT法施行  
(2017年4月)

※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された21円案件を含む。ただし、数値は暫定集計値である。

※2018年1月以降に認定された案件は全て未稼働であるものと仮定して、未稼働及び既稼働の案件を計算した。

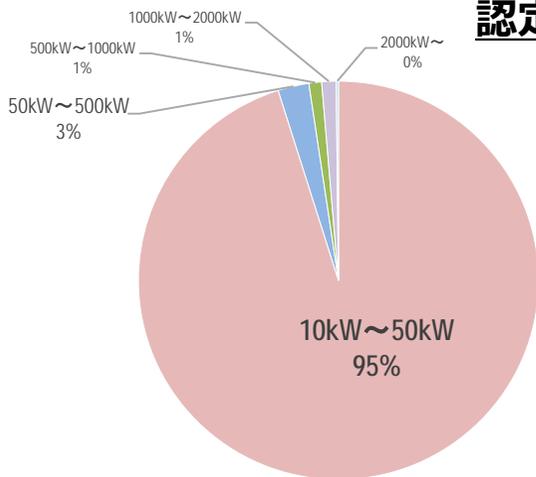
※改正FIT法による2017年3月末までの失効分を反映済。改正FIT法による2017年4月以降の失効分については、2,000kW以上の45件（約126.1万kW）を確認している。

その他の失効分は、現在調査中であり、2018年9月頃を目途に確認できる見込み。

# (参考) 事業用太陽光発電の事業規模 (2017年12月末時点)

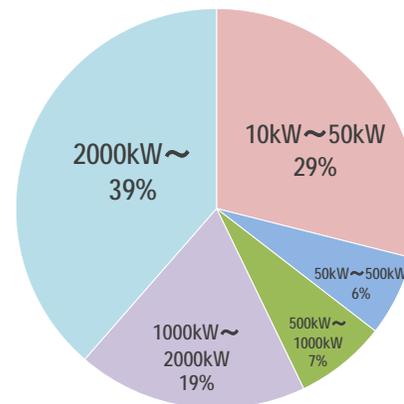
- 10～50kWの小規模PVが件数ベースでは大宗 (認定65万件、導入48万件) を占め、容量ベースでも30～40%程度にのぼる。
- 2,000kW以上のメガソーラーの認定容量は約40%の一方で、導入容量では16%にとどまる。

**認定件数**



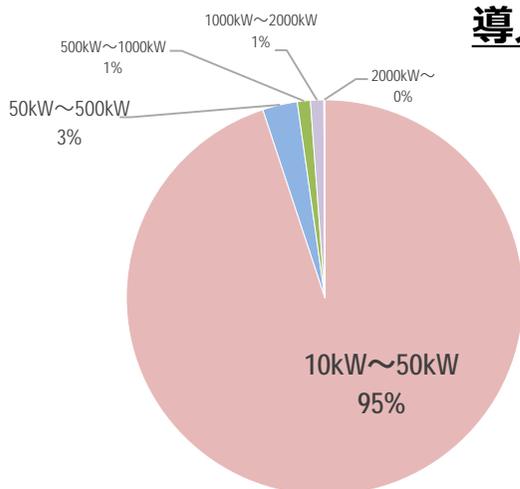
	認定件数 (件)
10～50kW	651,349
50～500kW	17,158
500～1000kW	6,998
1000～2000kW	7,950
2000kW～	1,250

**認定容量**



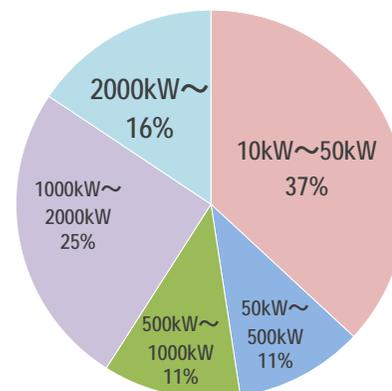
	認定容量 (万kW)
10～50kW	1,894
50～500kW	428
500～1000kW	482
1000～2000kW	1,213
2000kW～	2,525

**導入件数**



	導入件数 (件)
10～50kW	482,012
50～500kW	14,380
500～1000kW	5,392
1000～2000kW	5,497
2000kW～	398

**導入容量**

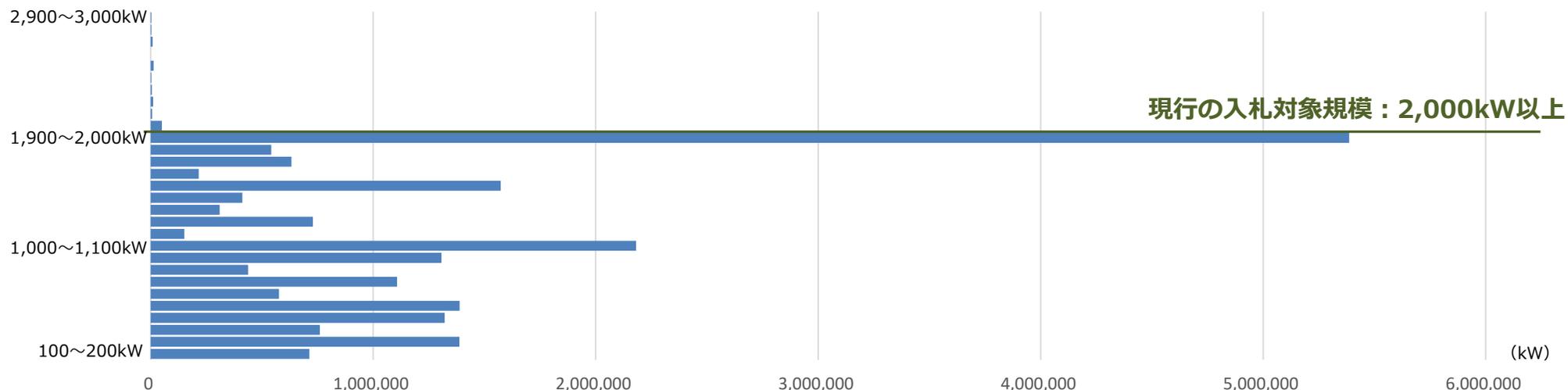


	導入容量 (万kW)
10～50kW	1,205
50～500kW	348
500～1000kW	373
1000～2000kW	827
2000kW～	509

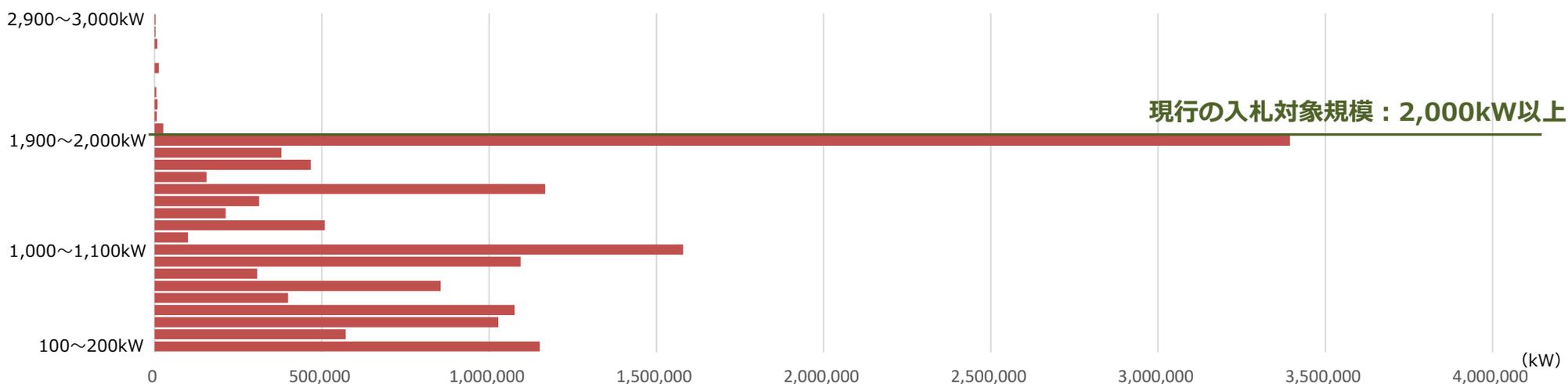
※改正FIT法による2017年3月末までの失効分を反映済。改正FIT法による2017年4月以降の失効分については、2,000kW以上の太陽光について、45件 (約126.1万kW)をそれぞれ確認済。その他の区分における失効分は、現在調査中であり、2018年9月頃を目途に確認できる見込み。

- 規模別のFIT認定・導入状況を分析すると、認定量・導入量ともに、1,900kW~2,000kWの規模帯の容量が多い。

<規模別（100kW刻み）のFIT認定量（100kW~3,000kW）>



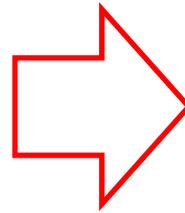
<規模別（100kW刻み）のFIT導入量（100kW~3,000kW）>



- 事業用太陽光発電の10円/kWh未満の事業者を分析すると、件数は10～50kWの規模が多いものの、2,000kW未満のすべての規模で一定数のトップランナーが存在している。

＜事業用太陽光発電のコスト動向＞

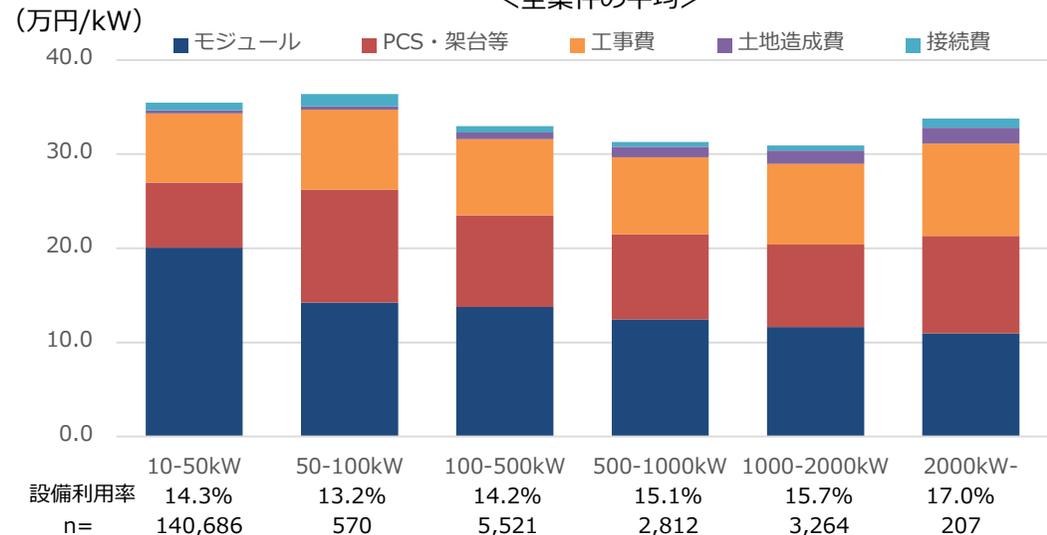
機能的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	1 件
7円/kWh～8円/kWh	4 件
8円/kWh～9円/kWh	26 件
9円/kWh～10円/kWh	88 件
10円/kWh～11円/kWh	119 件
11円/kWh～12円/kWh	384 件
12円/kWh～13円/kWh	922 件
13円/kWh～14円/kWh	2,004 件
14円/kWh～15円/kWh	3,571 件
15円/kWh～16円/kWh	5,410 件
16円/kWh～17円/kWh	7,422 件
17円/kWh～18円/kWh	8,797 件
18円/kWh～19円/kWh	10,212 件
19円/kWh～20円/kWh	11,887 件
20円/kWh以上	102,213 件
<b>合計</b>	<b>153,060件 (14,459,412kW)</b>



出力	件数
10-50kW	101件【0.1%】 (3,544kW)【0.1%】
50-100kW	4件【0.7%】 (285kW)【0.6%】
100-500kW	6件【0.1%】 (1,041kW)【0.1%】
500-1,000kW	4件【0.1%】 (2,697kW)【0.1%】
1,000-2,000kW	4件【0.1%】 (6,000kW)【0.1%】
2,000-kW	0件【0%】 (0kW)【0%】
<b>合計</b>	<b>119件【0.1%】 (13,566kW)【0.1%】</b>

※【】内は各規模別の全体に占めるトップランナーの割合

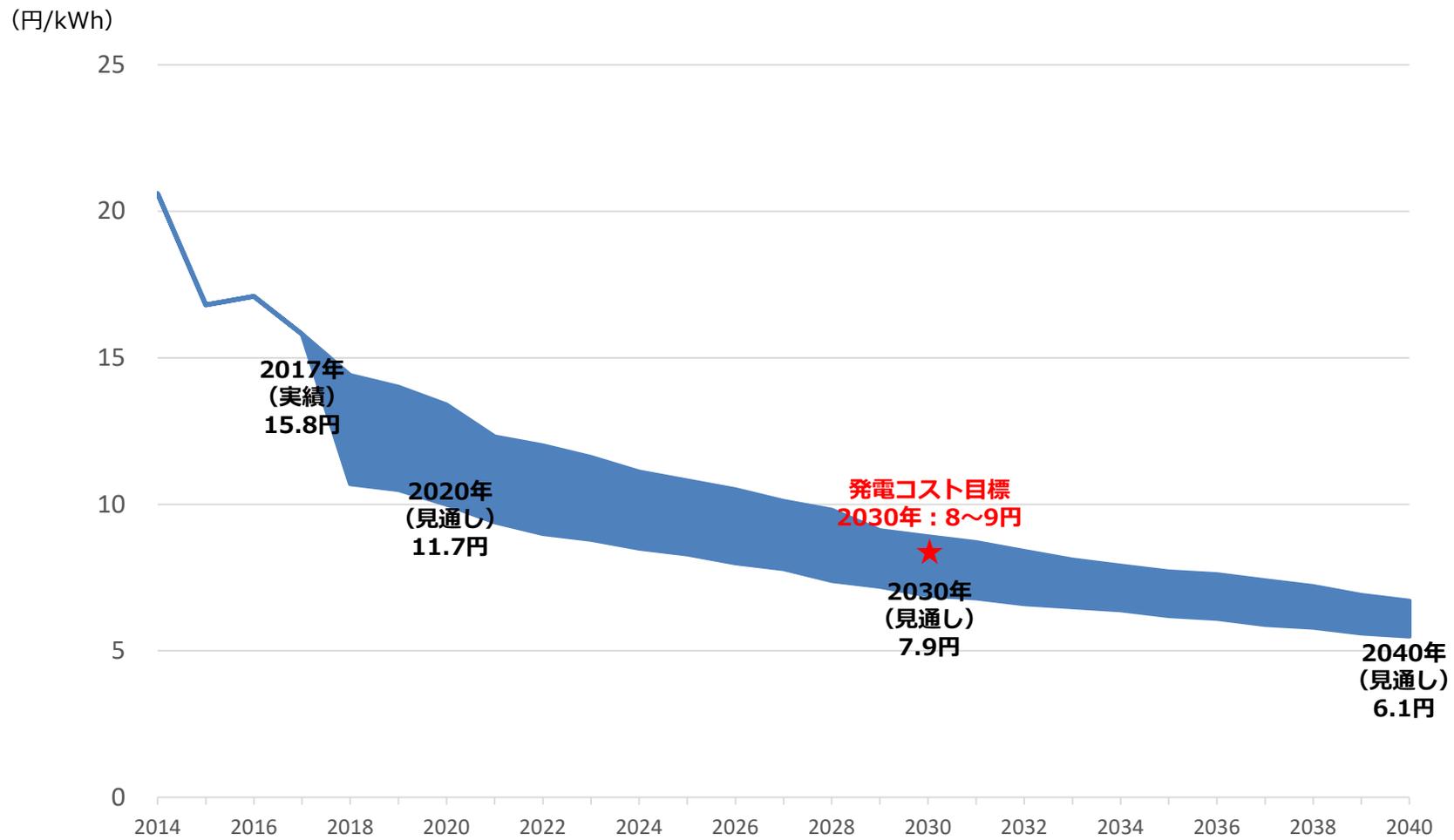
＜全案件の平均＞



平成29年度の調達価格等算定委員会で使用した定期報告データより作成。（資本費+運転維持費）/発電電力量により、機能的・簡易的に計算した。割引率は3%と仮定。最新の調達価格の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機能的・簡易的に計算した。

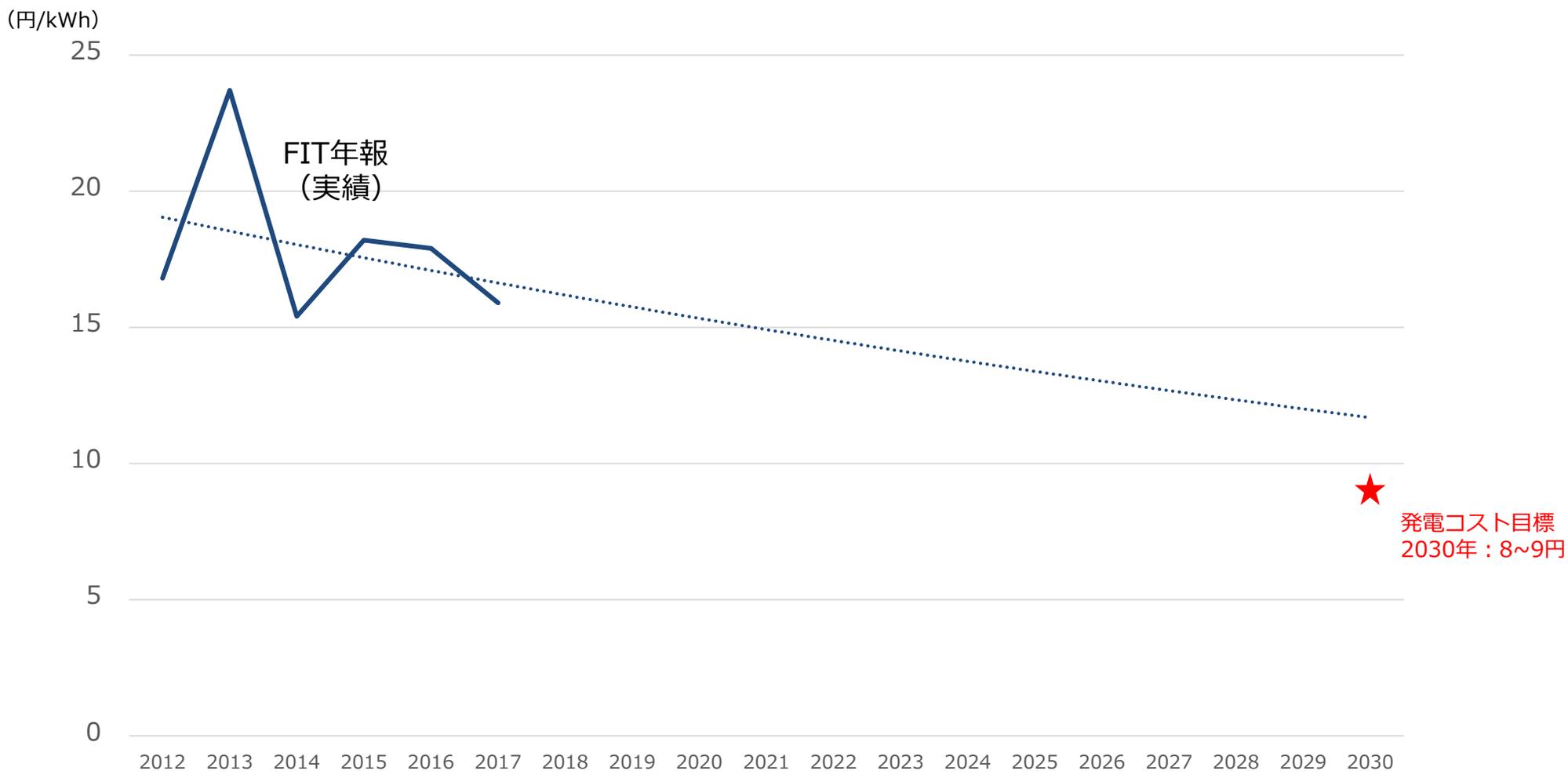
# 日本の状況④ 風力発電の状況（将来の発電コストの見通し）【再掲】 34

● 民間調査機関が今年6月に公表したデータでは、日本の風力発電の発電コストについて、**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。

● FIT制度に基づき報告されたコストデータの実績から推計すると、2030年の発電コスト目標に到達するためには、まだ乖離がある状況。コストダウンの加速化に向けた深掘りが必要。



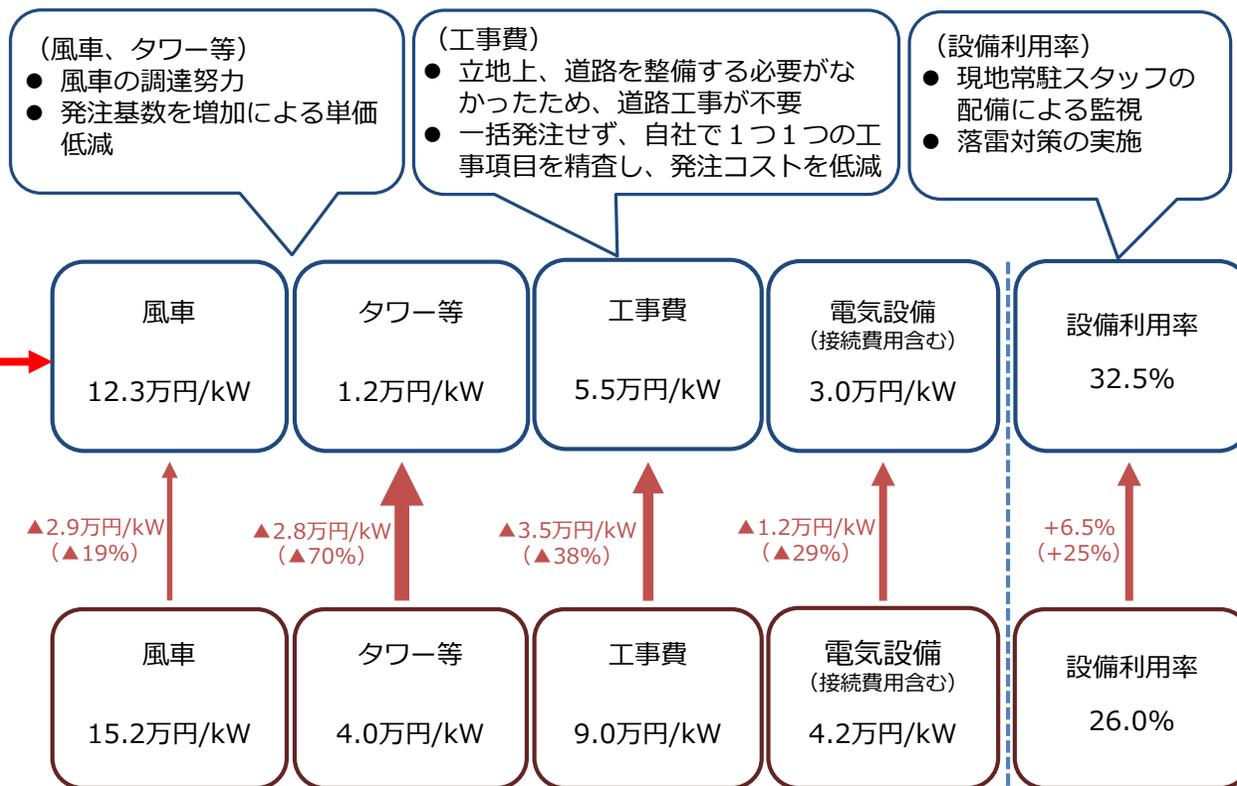
※調達価格等算定委員会で示されている各年の資本費等を基に、割引率3%で機械的に試算。  
延長を含む点線部分は、2012年度から2017年度の実績に基づく指数近似。

# 日本の状況⑥ 風力発電の状況（トップランナー）【再掲】

- 10円/kWh未満で事業を実施できている事業者については、平均的な案件と比較して、**風車が2割減程度、風車以外の設備が7割減程度、工事費が4割減程度、電気設備が3割減程度**。設備利用率については、**平均的な案件よりも3割増程度となっており、30%超**となっている。
- 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。

【10円/kWh未満の水準の平均値】

機能的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	1件
7円/kWh～8円/kWh	0件
8円/kWh～9円/kWh	2件
9円/kWh～10円/kWh	4件
10円/kWh～11円/kWh	8件
11円/kWh～12円/kWh	6件
12円/kWh～13円/kWh	5件
13円/kWh～14円/kWh	3件
14円/kWh～15円/kWh	2件
15円/kWh～16円/kWh	5件
16円/kWh～17円/kWh	6件
17円/kWh～18円/kWh	2件
18円/kWh～19円/kWh	0件
19円/kWh～20円/kWh	1件
20円/kWh以上	5件
<b>合計</b>	<b>50件</b>



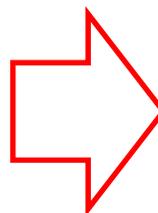
※一般負担の上限見直し等によって対応

【全案件の平均値】

- 風力発電の10円/kWh未満の事業者を分析すると、すべての規模で安価に事業を実施できている事業者が存在した。

＜陸上風力発電のコスト動向＞

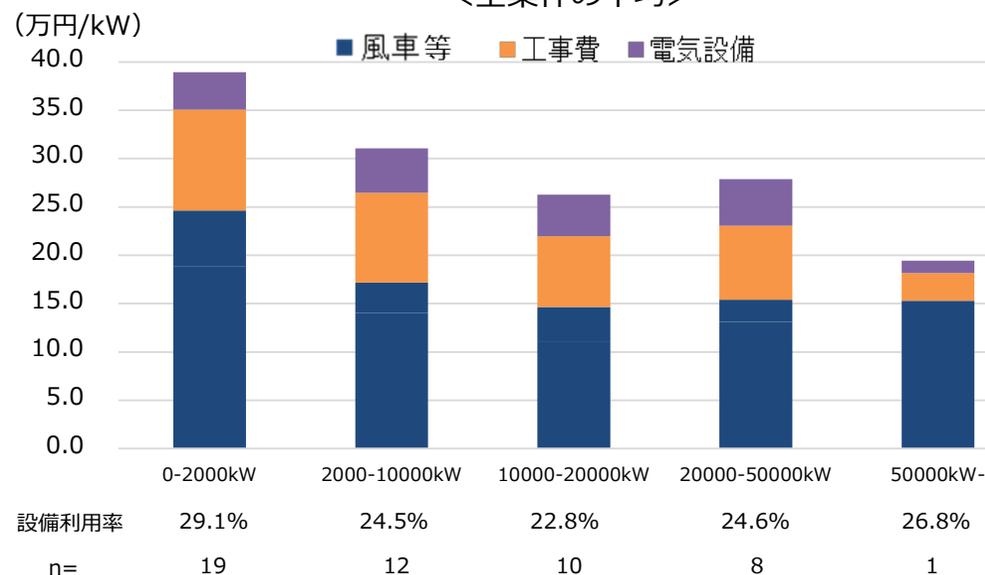
機械的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	1件
7円/kWh～8円/kWh	0件
8円/kWh～9円/kWh	2件
9円/kWh～10円/kWh	4件
10円/kWh～11円/kWh	8件
11円/kWh～12円/kWh	6件
12円/kWh～13円/kWh	5件
13円/kWh～14円/kWh	3件
14円/kWh～15円/kWh	2件
15円/kWh～16円/kWh	5件
16円/kWh～17円/kWh	6件
17円/kWh～18円/kWh	2件
18円/kWh～19円/kWh	0件
19円/kWh～20円/kWh	1件
20円/kWh以上	5件
<b>合計</b>	<b>50件 (544,243kW)</b>



出力	件数
-2,000kW	1件【5.3%】 (1,990kW)【5.7%】
2,000-10,000kW	1件【8.3%】 (5,350kW)【6.9%】
10,000-20,000kW	2件【20.0%】 (34,000kW)【22.7%】
20,000-50,000kW	2件【25.0%】 (57,600kW)【24.9%】
50,000kW-	1件【100%】 (51,000kW)【100%】
合計	7件【14.0%】 (149,940kW)【27.6%】

※【】内は各規模別の全体に占めるトップランナーの割合

＜全案件の平均＞



平成29年度の調達価格等算定委員会で使用した定期報告データより作成。(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。

- 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。
- 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することが可能。

第3回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料4（一部修正）

## 課題

## 対応

### 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。

- 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（20年間）とその前後に必要な工事期間を合わせ、十分な占用期間を担保し、事業の安定性を確保。

### 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。

- 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。

### 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

- （着床式について）価格入札制を採用
- 競争を促してコストを低減

### 課題④ 系統につなげない・負担が大きい

- 空き容量なし／募集プロセス手続中のため、促進区域を指定しても、系統枠が確保できない懸念。系統の負担が過大。

- 日本版コネクト&マネージによる系統接続の確保や系統コスト削減の徹底（接続費用の検証・託送制度改革）に取り組む。この成果を洋上風力発電にも活用可能。

### 課題⑤ その他の関連制度でも洋上風力発電の促進を図るべき

- 環境アセスメント手続の迅速化等、洋上風力発電事業関連の制度について、洋上風力発電が促進されるよう、関係省庁と連携

# 入札制に関する今後の方向性（案）

- 増大する国民負担の抑制を図り、FIT制度からの自立化に向けたコスト低減を促していくため、今後入札制をより一層活用していくこととしてはどうか。 入札を実施する区分等については、調達価格等算定委員会の意見を尊重して、経済産業大臣が指定することとなっている（※）ため、以下の方向性を踏まえて調達価格等算定委員会で検討し、具体化いただくことが適当ではないか。
  - ① 事業用太陽光発電については、入札制の拡大によって大幅なコストダウンが実現している欧州の事例等に鑑みると、事業者間の価格競争を通じてコスト削減が可能であると考えられる。したがって、③の点について十分留意しつつ、原則全てを入札の対象とすることを検討してはどうか。 その際、競争性が確保され、入札によってコスト低減が可能となる範囲まで、早期に入札対象規模を拡大することが重要ではないか。
  - ② 風力発電については、中長期目標と実績のギャップを埋めていくため、コストダウンを加速していく必要があることから、欧州などの例に倣い、陸上・洋上（着床式）問わず、早期に入札制を導入することを検討すべきではないか。 その際、例えば洋上風力発電（着床式）に特に顕著に現れるように、立地制約や系統制約が大きいことを踏まえると、系統をはじめとした事業条件を可能な限りそろえる事業環境整備を行うことで、発電コストによる価格競争をより一層促進できるといった点に留意する必要があるのではないか。
  - ③ 小規模の太陽光発電、地熱発電、中小水力発電、小規模のバイオマス発電については、自家消費と組み合わせる事業を実施したり、地域の農林業等と共生を図りつつ事業を実施するなど売電以外と併せて自立化を図ろうとする例などを踏まえると、全国で一律に価格競争を行う入札制にはなじまないため、より効率的な調達価格の設定をしていくことを前提として、入札制への移行については、今後慎重に検討を進めていくべきではないか。 いずれにせよ、こうした電源については、地域型の案件が多いことに配慮しつつ、地域と共生しながら自立化を図るモデルの支援策と併せて検討を進めていくべきではないか。

（※）FIT法第4条第2項において、経済産業大臣が入札を実施する区分等を指定するときは、調達価格等算定委員会の意見を尊重することとされている。