

太陽光発電について

2020年11月
資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項 (太陽光発電)

御議論いただきたい事項

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	2022年度 以降	価格目標	
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	40円	36円	32円	29円※1 27円 <small>※1 7/1~ (利潤配慮期間終了後)</small>	24円	入札制 (2,000kW以上)		入札制 (500kW以上)	入札制 (250kW以上)	[Red Hatched]	[Red Hatched]	7円 (2025年)	
						21円 (10kW以上 2,000kW未満)	18円 (10kW以上 2,000kW未満)	14円 (10kW以上 500kW未満)	12円 (50kW以上 250kW未満)				13円※2 (10kW以上 50kW未満)
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※3	31円 33円※3	28円 30円※3	26円 28円※3	24円 26円※3	21円	[Red Hatched]	[Red Hatched]	卸電力 市場価格 (2025年)	
風力 【20年】 ※4	22円(20kW以上)/55円(20kW未満)					21円 (20kW以上)	20円	19円	18円	[Red Hatched]	[Red Hatched]	8~9円 (2030年)	
	36円(洋上風力(着床式・浮体式))					36円(着床式)			入札制 (着床式)				36円(浮体式)
バイオマス 【20年】 ※4 ※6 ※7	24円(バイオマス液体燃料)					24円 21円 (20,000kW以上)	21円 (20,000kW未満)	入札制	入札制	[Red Hatched]	[Red Hatched]	FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す	
	24円(一般木材等)					24円 21円 (20,000kW以上)	21円 (20,000kW未満)	入札制 (10,000kW以上)	入札制 (10,000kW以上)				
	32円(未利用材)					32円(2,000kW以上)							
	その他 (13円(建設資材廃棄物)、17円(一般廃棄物その他バイオマス)、39円(メタン発酵バイオガス発電 ※5))					40円(2,000kW未満)							
地熱 【15年】 ※4	26円(15,000kW以上)										[Red Hatched]	[Red Hatched]	
	40円(15,000kW未満)												
水力 【20年】 ※4	24円(1,000kW以上30,000kW未満)					24円	20円(5,000kW以上30,000kW未満)				[Red Hatched]	[Red Hatched]	
	29円(200kW以上1,000kW未満)					27円(1,000kW以上5,000kW未満)							
	34円(200kW未満)												

※2 10kW以上50kW未満の事業用太陽光発電には、2020年度から自家消費型の地域活用要件を設定する。ただし、営農型太陽光は、10年間の農地転用許可が認められ得る案件は、自家消費を行わない案件であっても、災害時の活用が可能であればFIT制度の新規認定対象とする。

※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 主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電は、一般木材区分において取扱う。

※6 新規燃料については、食料競合について調達価格等算定委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を行った上で、その判断のための基準を策定し、当該基準に照らして、食料競合への懸念が認められる燃料については、そのおそれがないことが確認されるまでの間は、FIT制度の対象としない。食料競合への懸念が認められない燃料については、ライフサイクルGHG排出量の論点を調達価格等算定委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を継続した上で、ライフサイクルGHG排出量を含めた持続可能性基準を満たしたものは、FIT制度の対象とする。

※7 石炭(ごみ処理焼却施設で混焼されるコークス以外)との混焼を行うものは、2019年度(一般廃棄物その他バイオマスは2021年度)からFIT制度の新規認定対象とならない。また、2018年度以前(一般廃棄物その他バイオマスは2020年度以前)に既に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外す。

本日御議論いただきたい事項（太陽光発電）

調達価格等算定委員会（第61回）
（2020年9月29日）事務局資料より抜粋

<太陽光発電>

● 太陽光発電の2022年度以降の取扱い

- 大規模事業用太陽光発電は、発電コストが着実に低減し、導入も拡大していることをふまえれば、早期にFIP制度へ移行し、電力市場への統合を図るべきではないか。「再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会」「再エネ主力化小委員会」合同会議における議論状況もふまえつつ、**具体的にどのようなものを、2022年度にFIP制度の対象とするべきか。**

● 事業用太陽光発電の2021年度の入札制（入札対象・入札量・上限価格等）

- 事業用太陽光発電について、昨年度の本委員会の意見において「引き続きコスト低減の加速を図るため、入札対象範囲を可能な限り拡大していくことが重要」とされたこともふまえつつ、**2021年度の入札対象範囲**をどう設定するか。
- また、入札対象範囲が拡大する一方で落札容量が募集容量に満たない傾向が続いているなか、**導入量を確保しつつ、価格目標の達成もみずえた入札の競争性が確保**されるためには、どのような**募集回数・募集容量**や**上限価格**の設定が適切か。

● 入札対象範囲外の事業用太陽光発電の2021年度の調達価格／地域活用・自家消費の促進

- 入札対象範囲外の事業用太陽光発電について、直近のコスト動向や価格目標の達成をふまえ、**より効率的な事業実施**を促すため、**2021年度の調達価格**をどのように設定するか。
- 小規模事業用太陽光発電（10-50kW）については、2021年度から**自家消費型の地域活用要件**を設定している。**50kW以上の事業用太陽光発電**について、地域での活用実態等をふまえ、**どのような地域活用の在り方**を検討するか。

● 住宅用太陽光発電の2021年度の調達価格

- 住宅用太陽光発電は、2020年度の調達価格が21円/kWh（家庭用電気料金並み以下）であり、さらに調達価格を低減させる場合、**設置者の調達期間中の経済合理的な選択（自家消費を行うか、余剰売電を行うか）を変えうる**という意義があるなかで、**2021年度の調達価格**をどのように設定するか。

● 廃棄等費用の積立て

- **2022年4月に施行される改正再エネ特措法**では、積立対象区分等について、解体等に通常要する費用の額と電気の供給見込量を基礎として**1 kWh当たりの額（＝「解体等積立基準額」）を、本委員会の意見を尊重して定めること**となっている。事業者に予見可能性を持たせるためにも、**2021年度認定までの案件に適用される解体等積立基準額については、今年度の本委員会にて検討**すべきではないか。

※ 昨年度の本委員会では、今後の事業用太陽光の廃棄等費用の想定値については、**入札対象範囲の内外に関わらず、1万円/kW**とすることとした。

● FIT制度の抜本見直しをふまえた区分等・調達価格等・基準価格等の検討

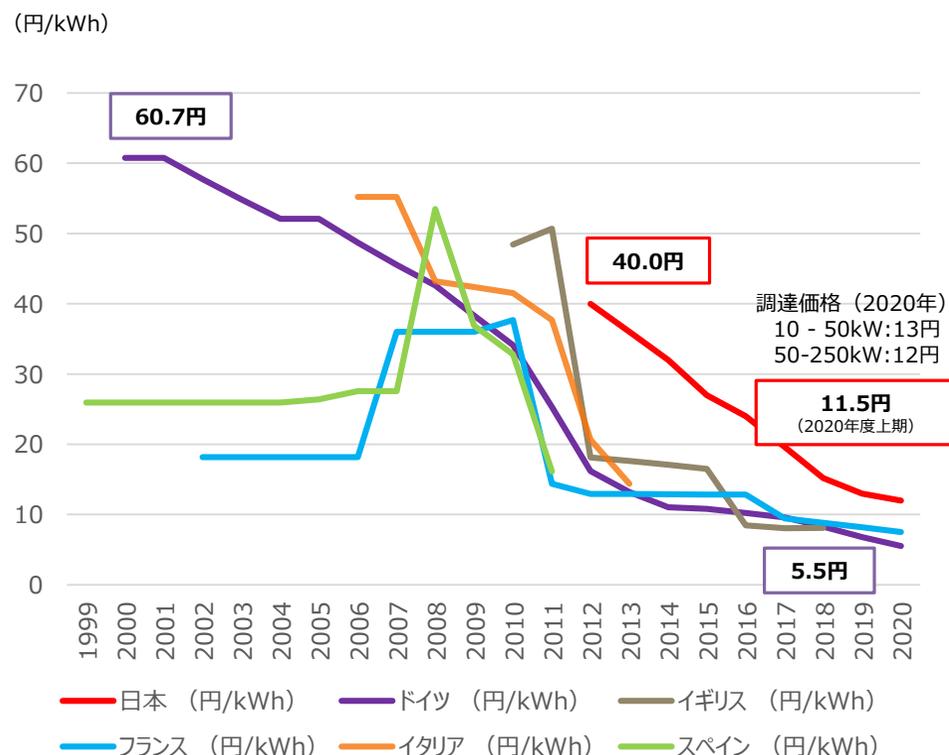
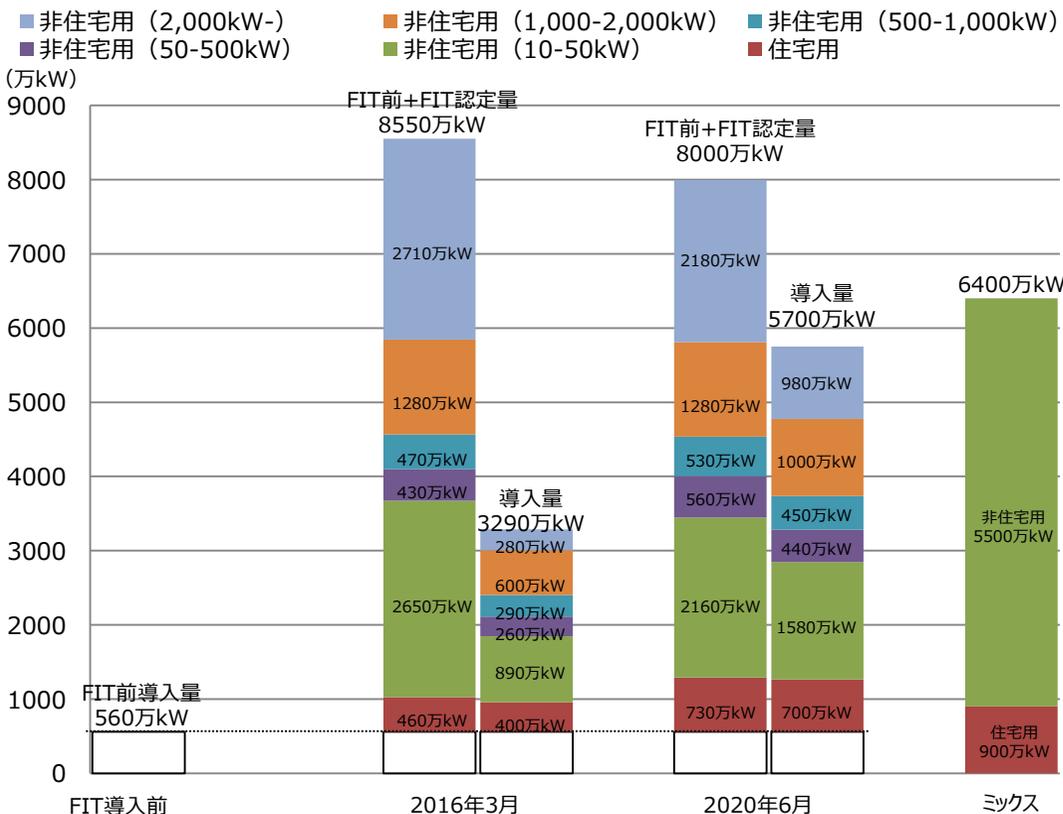
- 昨年来、再エネ主力化小委員会においてFIT制度の抜本見直しが行われてきた。**昨年度の調達価格等算定委員会**では、**FIT制度の抜本見直しと総合的に検討**を進めるため、以下の基本的な考え方に沿って検討が行われた。
 - ① 再エネ主力化小委員会での検討の視点をふまえて、**現行のFIT制度でも導入できる点は可能な限り反映する**一方、
 - ② 新制度との整合性に配慮するという観点や、制度の複雑化を防ぐという観点から、**新制度の適用があり得るもの**については、事業者の予見可能性に十分留意しつつも、**現行制度における取扱いについては慎重に検討**する。
- **本年6月**、FIT制度の抜本見直しをふまえた「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」(再エネ特措法)の改正を含む「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律」(**エネルギー供給強靱化法**)が成立。これにより、**FIT制度に加え、2022年4月からFIP制度(新制度)が創設**される。現在、「再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会」「再エネ主力化小委員会」合同会議において、**FIP制度の詳細設計が実施**されているところ。
- FIP制度を含む諸制度の設計においては、**切れ目ない再エネの導入拡大**、同時に、**国際水準へのコスト低減、価格目標の達成及び国民負担の抑制**の両立の実現を念頭に検討を進めていく必要がある。こうした中で、**2022年4月に改正再エネ特措法を施行し、FIP制度を含む改正再エネ特措法の円滑な施行**を実現するため、改正再エネ特措法施行の1年半前である現時点から、本委員会でも検討を深めていく必要がある。
以上の方向性の下、**今年度の本委員会**では、
 - ① **2022年度にFIP制度の対象となる区分等についても一定の目安などを示す**ことによって、FIP制度の下での発電事業の案件組成や周辺ビジネスの発展を促していくべきではないか。
 - ② また、**自家消費型および地域一体型の地域活用要件**について、**昨年度の整理をふまえて検討**を進めるべきではないか。
 - ③ 加えて、**複数年度の調達価格等の取扱いや価格設定・入札制の適用**についても、昨年度はFIT制度の抜本見直しの状況をふまえ、決定してきていないことに鑑み、**検討を進めるべきではないか**。

※ **発電側基本料金**については、他の関係審議会での検討・議論状況もふまえ、**必要に応じて、今年度の本委員会でも検討**すべきではないか。

- 太陽光発電については、**エネルギーミックス (6,400万kW)** の水準に対して、現時点のFIT前導入量 + FIT認定量は**8,000万kW**、導入量は**5,700万kW**。10kW～50kWの小規模太陽光案件が多く、事業用太陽光発電の全件数に占める割合は、FIT認定件数・導入件数ベースともに95%程度となっている。
- 2020年度の買取価格は、住宅用（10kW未満）が**21円/kWh**、事業用（50kW以上250kW未満）が**12円/kWh**などであるが、**海外の買取価格と比べて高い。事業用（250kW以上）は入札対象**となっている。2020年度上期入札（250kW以上が対象）の加重平均落札価格は11.48円/kWhである。

<太陽光発電のFIT認定量・導入量>

<太陽光発電（2,000kW）の各国の買取価格>



※ 改正FIT法による失効分（2020年6月時点で確認できているもの）を反映済。

※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。

太陽光発電

I 太陽光発電（共通）

①太陽光発電の2022年度以降の取扱い

II 事業用太陽光発電

①2021年度の調達価格（入札対象範囲外）

②2021年度の入札制

③廃棄等費用の取扱い

III 住宅用太陽光発電

- 2022年4月に開始するFIP制度について、**交付対象区分等**（=FIP制度の対象区分等）、**交付対象区分等のうち入札を実施する区分等**、**基準価格**（=FIP価格）、**交付期間**（=支援期間）は、本委員会の意見を聴き、その意見を尊重することが、2022年4月に施行される改正再エネ特措法において規定されている。
- 現在、「**再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会**」「**再エネ主力化小委員会**」**合同会議**では、FIP制度の詳細設計が実施されており、上記事項について、以下の方向性が示されているところ。

2020/08/31 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第19回）・再エネ主力化小委員会（第7回）合同会議 資料1（一部抜粋）

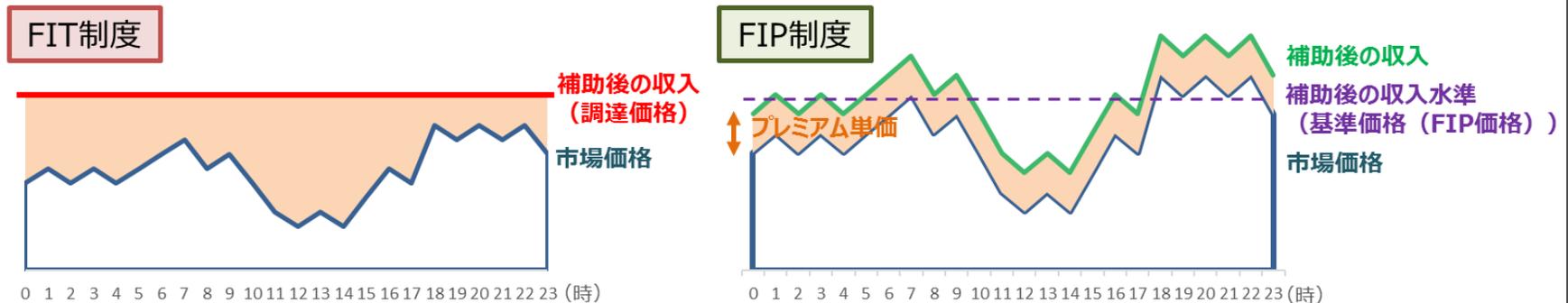
【論点2】**交付対象区分等**※の決定及び入札を実施する**交付対象区分等**の指定

※「交付対象区分等」=FIP制度の対象区分等

- 本年2月の再エネ主力化小委員会中間取りまとめでは、「競争電源に係るFIP制度の対象となる区分等、またその対象区分等のうちFIP価格に関する入札を実施する区分等については、**市場への統合による効果が期待できるもの**を念頭に置きつつ、**各電源の案件の形成状況や市場環境等**を踏まえ、調達価格等算定委員会の意見を尊重して決定することが適切である」と整理されたところ。
- 今後、これらの決定に当たり、「市場への統合による効果が期待できるもの」、「各電源の案件の形成状況」、「市場環境等」として、**どのような観点をふまえて評価・分析を行うべきか**。**FIP制度の対象区分等**の決定に当たっては、電源毎の状況（例えば、発電特性、規模、国内外コスト動向）や事業環境（例えば、卸電力取引市場の取引条件、アグリゲーター動向）といった観点を参考にすることが考えられるが、**次回以降、そういった観点をより具体的に検討してはどうか**。
- また、FIP制度の対象区分等のうち**入札を実施する区分等**の指定に当たっては、FIT制度において入札実施区分等を指定してきたのと同様、入札によって**競争がより進み、コスト低減が促され、国民負担の抑制に資すると期待できるものを対象としていくことが重要**。電力市場への統合を円滑に進めつつ、国民負担の抑制と再エネの最大限の導入を進めるため、FIP制度の対象区分等のうち入札を実施する区分等を指定するに当たり、**どのような観点到留意していくことが望ましいか、次回以降、併せて検討してはどうか**。

【論点3】基準価格（FIP価格）及び交付期間の決定

- FIP制度における**基準価格（FIP価格）**は、FIT制度における調達価格と同じく、当該区分等における再生可能エネルギー電気の**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**及び当該供給に係る再生可能エネルギー電気の**見込量を基礎**とし、価格目標、再エネ電気供給量の状況、適正な利潤その他の事情を勘案して定めるものとされている。
- FIP制度では、再エネ発電事業者が、電力需給に応じて変動する市場価格を意識し、**市場価格が高いときに売電する工夫をすることで、より収益を拡大**できる。このため、FIP制度の基準価格（FIP価格）とFIT制度の調達価格は、対象区分等の違いによる価格差に加え、**事業者ノウハウの成熟によって差が出てくる**。他方、FIP制度導入当初は、再エネ発電事業や周辺ビジネスが電力市場への統合に向けて動き出そうとするところであり、**積極的なFIP制度への参入を促して電力市場への統合を進めるためにも、最初は、FIP制度の基準価格（FIP価格）を、FIT制度の調達価格と同じ水準とする方向**で、調達価格等算定委員会で審議いただくこととしてはどうか。
- また、FIP制度における**交付期間（＝支援期間）**は、FIT制度における調達期間と同じく、当該区分等に該当する再生可能エネルギー発電設備による再生可能エネルギー**電気の供給の開始の時から**、その供給の開始後最初に行われる再生可能エネルギー発電設備の**重要な部分の更新の時までの標準的な期間を勘案**して定めるものとされている。これを踏まえ、**交付期間については、FIT制度における調達期間と基本的に同じとする方向**で、調達価格等算定委員会で審議いただくこととしてはどうか。



(2) 電源毎の状況：交付対象区分等及び入札対象区分等を決定する際の指標 9

■ 再エネ大量導入・次世代NW小委員会と再エネ主力化小委員会の合同会議において、「FIP制度の対象区分等の決定に当たっては、**電源毎の状況（例えば、発電特性、規模、国内外コスト動向）**や**事業環境（例えば、卸電力取引市場の取引条件、アグリゲーター動向）**といった観点を参考にすることが考えられる」と整理されたところ。国内における電源毎の状況や卸電力市場との関係を整理すると、以下および次頁以降のとおり。

2020/10/9 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第20回）・再エネ主力化小委員会（第8回）合同会議 資料1（一部加工）

項目	太陽光	風力	地熱	中小水力	バイオマス
発電特性	天候や季節によって出力が大きく変動する、 自然変動再エネ 。	天候や季節によって出力が大きく変動する、 自然変動再エネ 。	坑井から天然の蒸気を噴出させるため、昼夜を問わず、継続的な稼働が可能（ 出力が安定 ）	湧水リスクを除けば、自然条件や昼夜を問わず、継続的な稼働が可能（ 出力が安定 ）	燃料さえあれば安定的な発電が可能であり、 出力調整が可能 。
2022年度に地域活用電源となりうる最大規模	（10kW以上50kW未満は2020年度から地域活用電源）	—	2,000kW未満	1,000kW未満	10,000kW未満

仮に、想定設備利用率※で恒常的に発電すると仮定して機械的に計算すると、50kWh/コマ以上の電気を供給するためには各電源について以下の規模が必要。しかし、実際は、自然変動再エネを中心に季節・時間等によって出力が変動する。このため、50kWh/コマ単位で安定的に卸電力取引市場で取引するためには、想定設備利用率で出力変動なく発電したと仮定した以下の規模よりも十分に大きな規模でなければならないことに留意する必要がある。

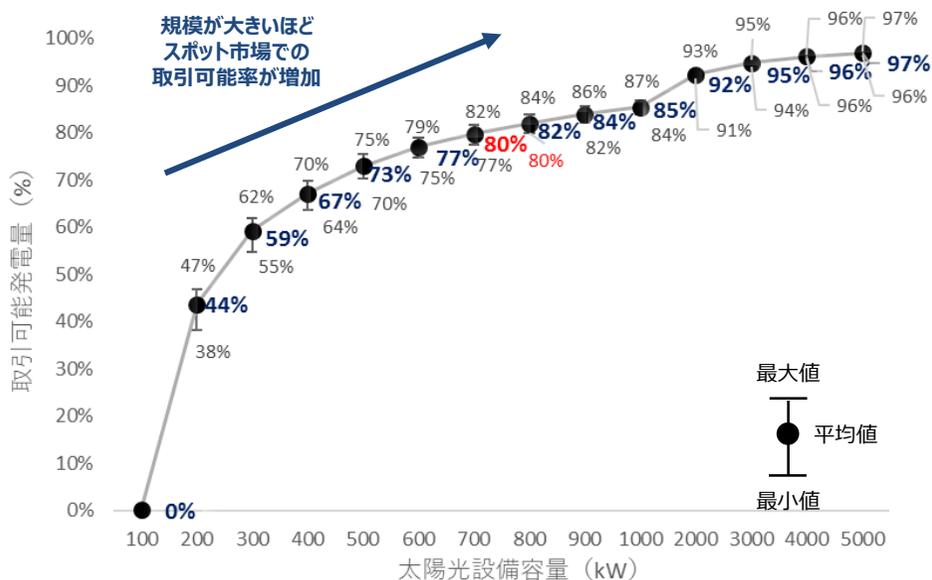
※「令和2年度の調達価格等に関する意見」（令和2年2月4日（火）調達価格等算定委員会）で想定している設備利用率を仮定する

<参考>

<p>卸電力取引市場の最小取引単位※との関係 ※現行では50kWh/コマ(30分)</p>	<p>太陽光（10kW以上）： 約580kW （設備利用率17.2%）</p>	<p>陸上風力：約390kW （設備利用率25.6%） 洋上風力：約330kW （設備利用率30.0%）</p>	<p>地熱：約130kW （設備利用率74.8%）</p>	<p>水力（1,000kW未満）： 約170kW （設備利用率60.0%）</p>	<p>未利用材（2000kW未満） 約130kW （設備利用率76.5%） 建設資材廃棄物 約120kW （設備利用率80.9%） 一般廃棄物その他バイオマス 約220kW （設備利用率46%） メタン発酵バイオガス 約110kW （設備利用率90%）</p>
--	---	--	-----------------------------------	---	--

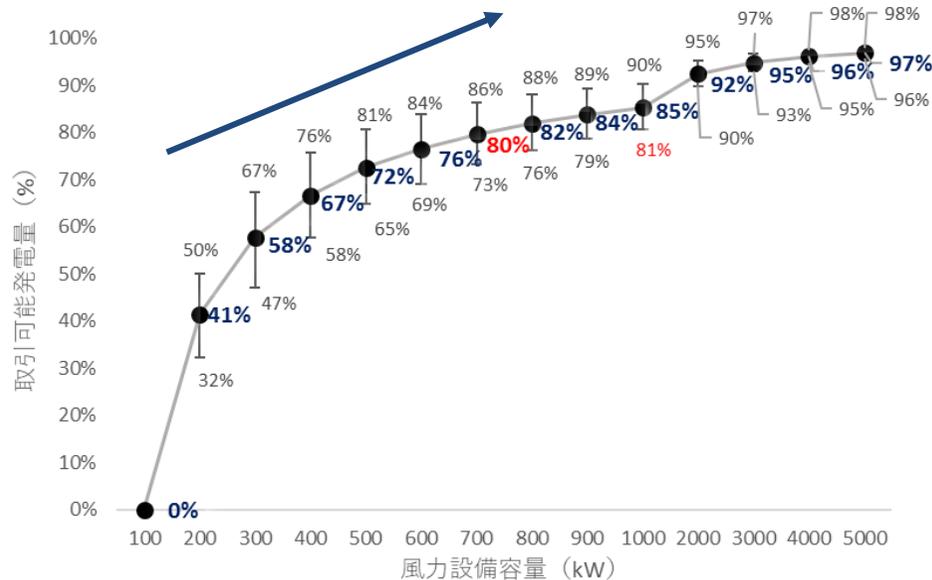
- 卸電力取引市場の最小取引単位（現行では50kWh/コマ（30分））との関係について、太陽光発電および風力発電の実際の発電実績を用いて、蓄電池等を活用せず、かつ、正確に予測できた場合に、発電された電気をそのままスポット市場で取引しようとするときの取引可能発電電力量の割合を算出した。
- 複数の太陽光発電事業について分析したところ、取引可能量が80%以上となるのは約0.7MW以上、同様に、複数の風力発電事業について分析したところ、取引可能量が80%以上となるのは約0.7MW以上となった。
- データのばらつき等を勘案すると、太陽光発電・風力発電のいずれも、スポット市場で80%以上の電気供給量を取引できる設備容量規模は、約1MW以上と見込まれる。

＜太陽光発電システムの場合＞



出所) 複数の太陽光発電所およびNEDO日射量データベースを基に推計した太陽光出力
(1年間8760時間)より試算
※スポット市場の最小取引単位は50kWh/30分だがデータ解像度制約で100kWh/1時間で分析

＜風力発電システムの場合＞



出所) 風力発電等データ利用コンソーシアム（主幹事：東京大学 荻本研究室）が保有する複数の
の風力発電所データ等より試算（およそ1年間）
※スポット市場の最小取引単位は50kWh/30分で分析

(2) 電源毎の状況：事業用太陽光の年度別／規模別FIT認定・導入状況

<2020年6月末時点のFIT認定量> 単位：MW（件） （注）オレンジハイライトは入札対象区分。

	10 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -750kW	750 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	10kW-全体合計
2012年度	2,252(93,837)	46(556)	389(2,447)	677(1,907)	545(966)	969(1,073)	3,438(2,185)	6,366(371)	14,682(103,342)
2013年度	6,457(215,410)	27(312)	366(2,160)	1,002(2,871)	826(1,494)	911(1,058)	5,167(3,412)	9,462(492)	24,218(227,209)
2014年度	3,309(134,513)	16(180)	277(1,668)	569(1,644)	384(694)	322(380)	1,619(1,072)	3,746(208)	10,242(140,359)
2015年度	1,555(57,970)	4(47)	91(541)	226(657)	143(253)	104(124)	478(320)	755(34)	3,356(59,946)
2016年度	2,299(73,093)	3(32)	105(601)	332(946)	191(335)	163(196)	557(388)	1,163(59)	4,812(75,650)
2017年度	639(25,673)	2(20)	59(341)	222(608)	93(157)	109(130)	348(234)	39(4)	1,511(27,167)
2018年度	3,352(91,855)	4(48)	131(715)	515(1,396)	243(399)	254(302)	1,060(687)	196(6)	5,754(95,408)
2019年度	1,714(45,793)	2(19)	56(302)	481(1,145)	1(2)	15(17)	93(53)	107(5)	2,470(47,337)
2020年度	6(348)	0(1)	0(3)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	7(352)
	21,583(738,492)	104(1,215)	1,474(8,778)	4,023(11,175)	2,427(4,300)	2,848(3,280)	12,761(8,351)	21,834(1,179)	67,053(776,770)

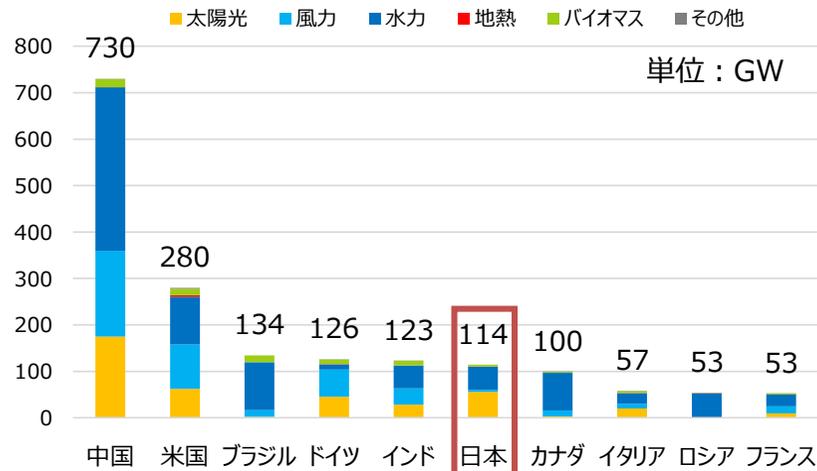
<2020年6月末時点のFIT導入量> 単位：MW（件）

	10 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -750kW	750 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	10kW-全体合計
2012年度 2013年度	2,416(116,551)	44(533)	380(2,406)	560(1,609)	404(719)	639(705)	1,789(1,158)	539(55)	6,772(123,736)
2014年度	3,581(146,492)	23(271)	261(1,553)	563(1,647)	462(842)	539(621)	1,944(1,306)	1,000(85)	8,374(152,817)
2015年度	2,923(109,838)	13(150)	238(1,427)	562(1,618)	429(777)	441(515)	2,292(1,547)	1,265(92)	8,163(115,964)
2016年度	1,936(68,880)	8(91)	142(840)	356(1,015)	266(479)	250(292)	1,342(898)	1,145(87)	5,445(72,582)
2017年度	1,492(50,593)	4(43)	96(567)	295(848)	182(323)	185(215)	1,048(679)	1,456(97)	4,759(53,365)
2018年度	1,523(52,460)	4(45)	82(470)	268(745)	143(246)	162(189)	880(572)	1,845(101)	4,908(54,828)
2019年度	1,530(46,919)	3(30)	77(430)	286(776)	141(237)	164(192)	743(481)	1,937(104)	4,880(49,169)
2020年度	428(11,170)	1(6)	22(124)	100(268)	45(76)	57(67)	364(234)	572(35)	1,588(11,980)
	15,830(602,903)	99(1,169)	1,298(7,817)	2,991(8,526)	2,073(3,699)	2,435(2,796)	10,403(6,875)	9,760(656)	44,889(634,441)

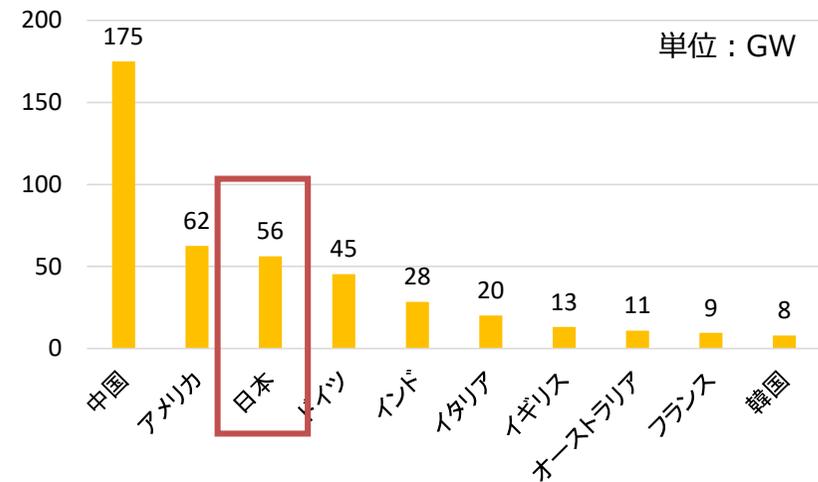
※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

- 国際機関の分析によれば、日本の再エネ導入容量は世界第6位、このうち太陽光発電容量は世界第3位。

<各国の再エネ導入容量（2018年実績）>



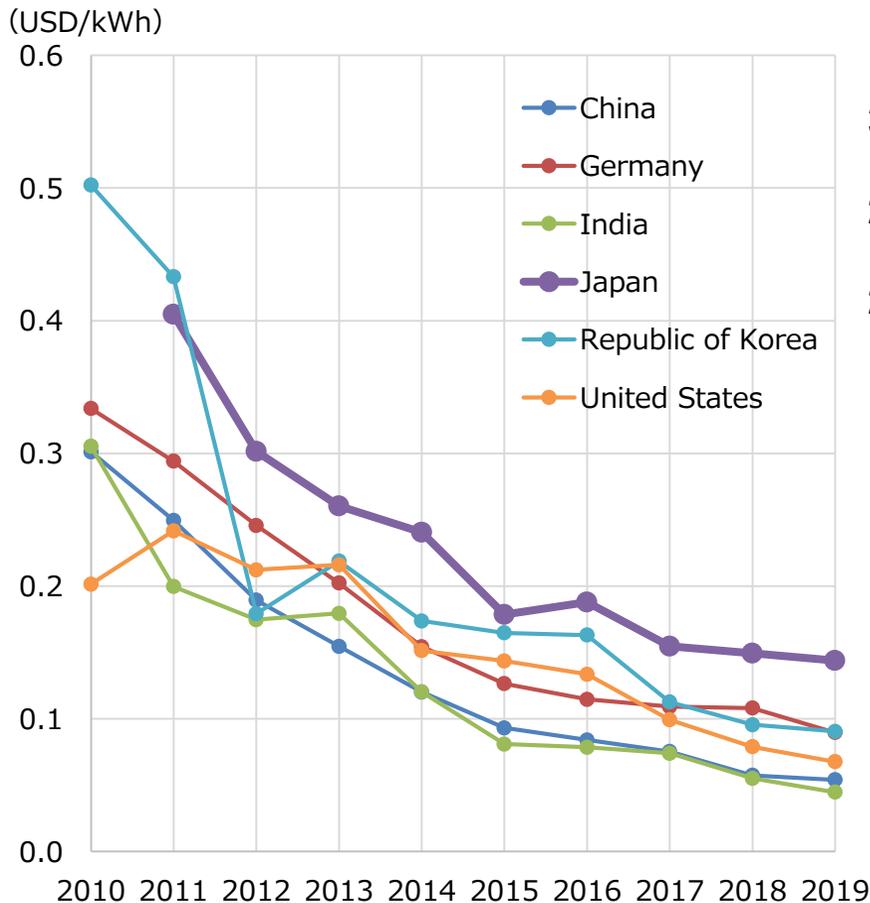
<各国の太陽光導入容量（2018年実績）>



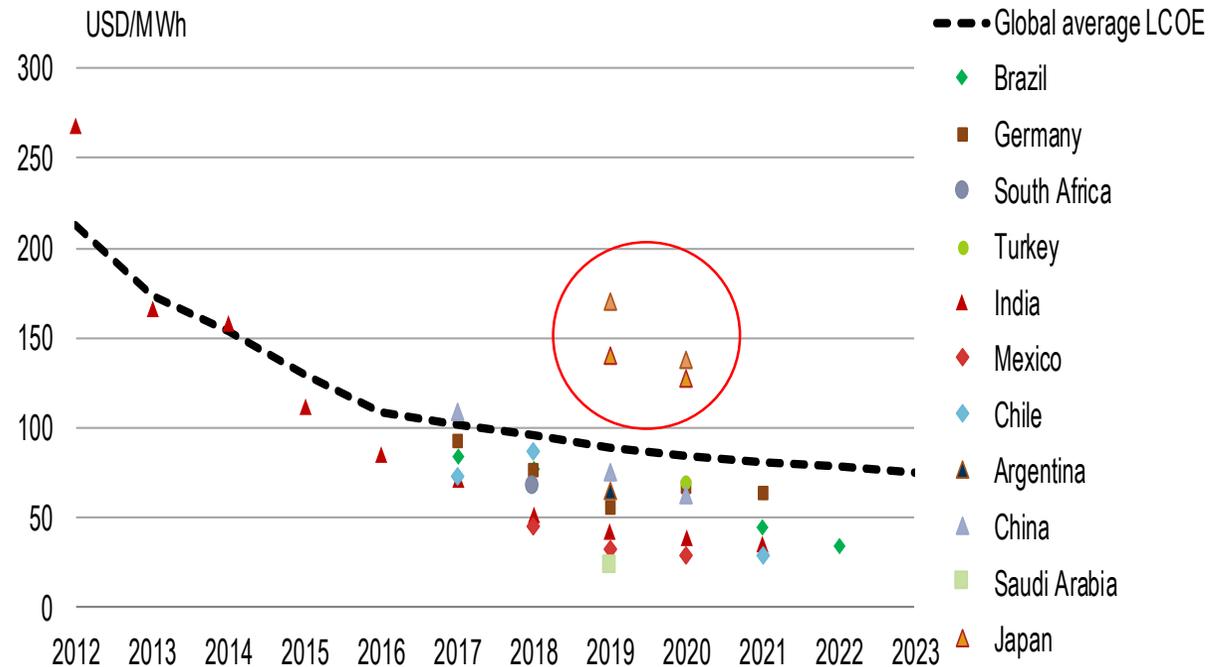
出典：Renewables 2019（IEA）より資源エネルギー庁作成

- 国際機関の分析によると、我が国の太陽光発電の発電コスト（LCOE）は世界と比べて高い水準にある。
- また、2017・2018年度の入札案件（=国際機関の想定によれば、2年後の2019・2020年度に運転開始するもの）の落札価格についても、世界と比べて高い水準にある。

<事業用太陽光の発電コスト（LCOE）>



<事業用太陽光の落札価格と世界の平均LCOE（運転開始時点）>

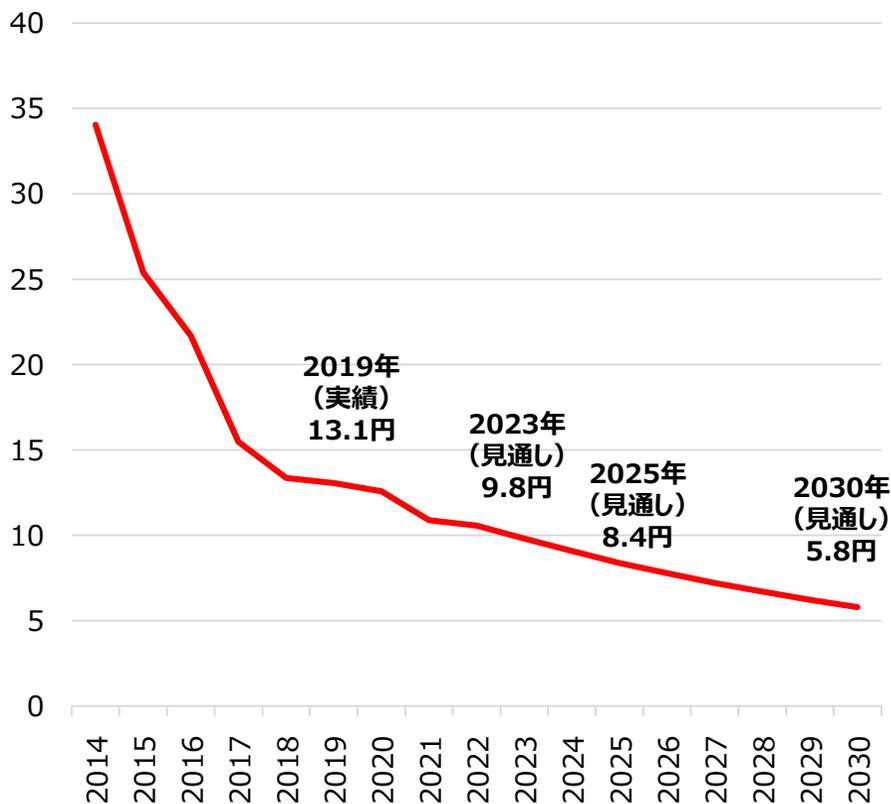


Notes: For countries without fixed commissioning date, 2 years was assumed.
Japan prices reflect high and low winning bids

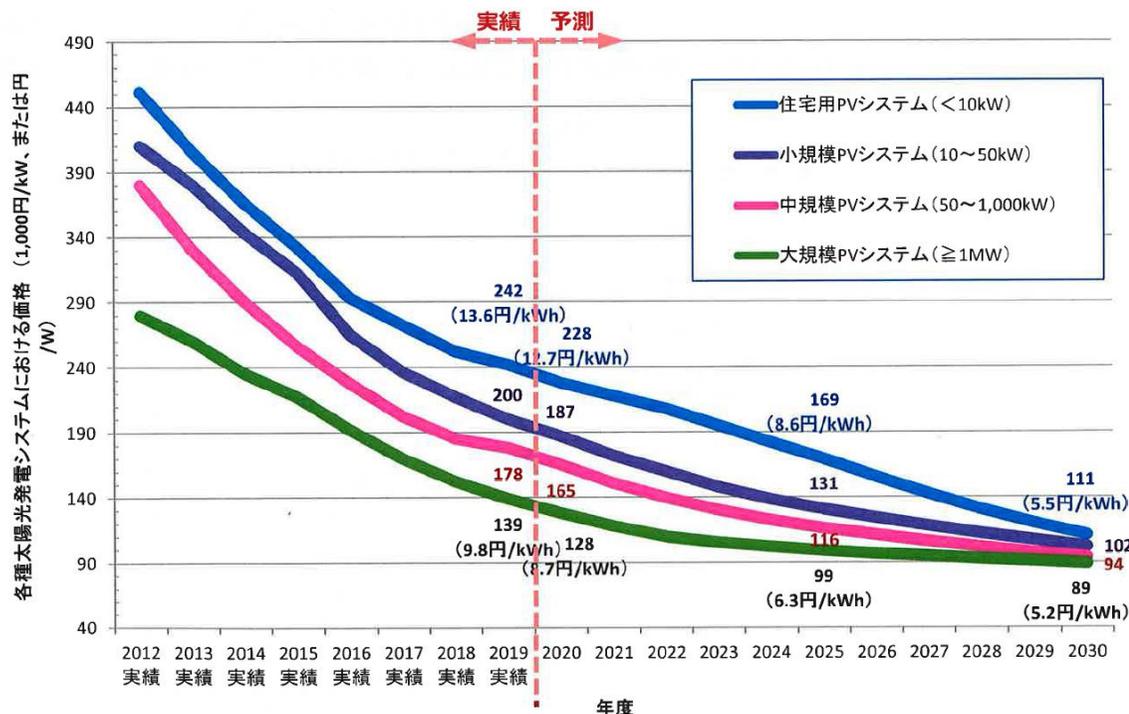
出典：第15回再生エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2019年6月10日）
IEA再生可能エネルギー課長 パオロ・フランクル氏 提出資料

■ 民間調査機関が公表したデータによると、複数のデータにおいて、日本の太陽光発電の発電コストは、**2023年には10円/kWh未滿となる**ことが見込まれている。

＜日本の事業用太陽光発電のコストの現状と見通し①＞



＜日本の太陽光発電のコストの現状と見通し②＞



※株式会社資源総合システム「日本市場における2030/2050年に向けた太陽光発電導入量予測」(2020年～21年版) (2020年9月)より抜粋。
導入・技術開発加速ケースにおける太陽光発電システム価格想定。

※BloombergNEFデータ(2020上半期版中位モデル)より資源エネルギー庁作成。
2020年以降は見通し。1\$=110円換算で計算。

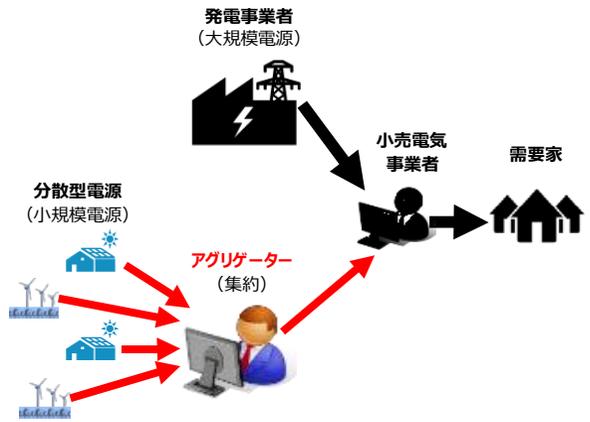
2020/07/22 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第18回）・再エネ主力化小委員会（第6回）合同会議 資料2（一部加工）

- レジリエンス強化や分散型電源の更なる普及拡大の観点から、分散型電源を束ねて供給力として提供する**アグリゲーター**を、「**特定卸供給事業者**」として**電気事業法上に新たに位置付け**（2022年4月施行）。
- 規制の適用関係を明確化することで、アグリゲーターの信頼性とビジネス環境の向上が期待される。
- あわせて、分散型電源を活用したビジネス環境整備のため、**電気計量制度の合理化を措置**（2022年4月施行）。

分散型電源の導入促進に向けた環境整備

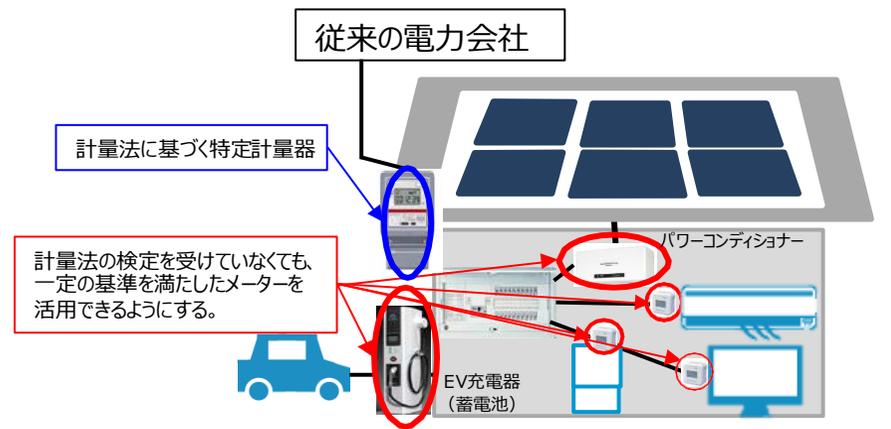
分散型電源を束ねて供給力として提供する事業者（アグリゲーター）の創設

- 災害対応の強化や分散型電源の更なる普及拡大の観点から、**分散型電源を束ね供給力として提供する事業者（アグリゲーター）**について、電気事業法上に新たに位置づける。その際、サイバーセキュリティを始めとする事業環境の確認を行う。



電気計量制度の合理化

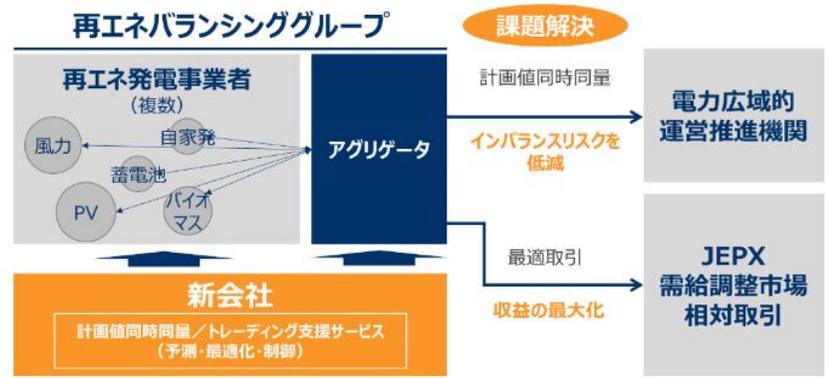
- 太陽光発電や家庭用蓄電池などの分散型電源等を活用し、家庭などがアグリゲーター等と電力取引することを促進するため、**計量器の精度や消費者保護の確保を求めた上で、計量法の検定等の規定について適用除外とする。**



出所：2020年2月25日経済産業省プレスリリース「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律案」が閣議決定されました」補足資料 を一部改変

- FIP制度において想定されるkWh価値の主な取引方法としては、①自ら卸電力取引市場における取引を行う方法、②小売電気事業者との相対取引を行う方法、③アグリゲーターを介して卸電力取引市場における取引又は相対取引を行う方法が想定される。特に、発電予測や出力調整が難しい自然変動電源や小規模電源を中心に③の取引方法が指向されると予想される。FIP制度の導入にあたっては、アグリゲーション・ビジネスの活性化が重要である。
- また、アグリゲーターにとっては、FIP制度の導入により、①再エネ電気の供給タイミング等の工夫により売電収益を向上するインセンティブ、②インバランス発生を抑制するインセンティブが出てくることが、ビジネス・チャンスになると考えられる。こうしたなか、FIP制度の詳細設計が具体化するにつれ、FIP制度の導入を機にアグリゲーション・ビジネスに参入しようという動きも徐々に活発化してきている。

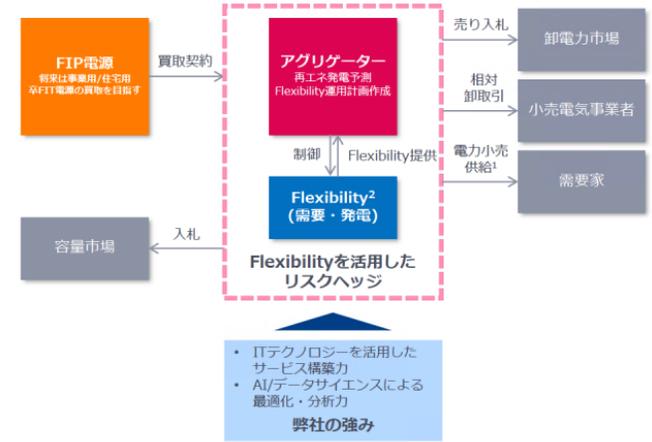
東芝ネクストクラフトベルケ(株)



- ✓ 日本国内を中心にバーチャルパワープラント（VPP）技術を活用し、再生可能エネルギー発電事業者や需要家、発電事業者を束ねるアグリゲーター向けに、計画値同時同量への対応や電力の需給調整市場における最適なトレーディング運用などの支援サービスを提供。
- ✓ FIP以降の環境下で、発電事業者に課される計画値同時同量への対応を支援。

(出典) 東芝エネルギーシステムズ(株)HP

(株)ディー・エヌ・エー



- ✓ ゲーム会社として培った強みを生かし、2022年のFIP制度導入と同時に、FIP発電事業者から電力を買取り、電力市場や小売電気事業者等に卸供給するFIP買取アグリゲーターとしての参入を目指す。

(出典) 第2回 スマートメーター仕様検討ワーキンググループ 資料1-1

2020/07/28電力・ガス基本政策小委員会（第27回）資料6-1（一部時点修正）

再エネ市場統合の促進 + 社会コストの低減

1. BGによる計画遵守

- BGが計画遵守等を行い、インバランス発生量が低減すると、下記の効果が期待。
- BGのインバランス発生に備えて待機させておくべき調整力 (ΔkW) の低減
 - 調整力指令量 (kWh) の低減

インセンティブ強化に資するインバランス料金制度

- インセンティブ定数 (K,L) の導入 (2019年4月～)
- 新たなインバランス料金制度の導入 (2022年4月～)
- ✓ 調整力の限界的なkWh価格を引用
- ✓ 需給ひっ迫時補正料金

30分発電量速報値の提供

- 30分発電量速報値を提供開始予定 (2022年度中)。これにより、発電計画の正確性向上が期待される。

インバランス調整のためのBGによる取引機会の拡大

時間前市場の活性化

- BGが予測誤差を調整する場の提供のため、時間前市場の流動性向上が必要。
- 制度設計専門会合で検討中。引き続き同会合で検討予定。

2. 予測誤差に備えた調整力・予備力 (ΔkW) の低減

- 再エネ調整に係る社会コストの低減に向けては、 ΔkW の低減が重要。
- 再エネ予測誤差への対応をTSO・BGのいずれが行う場合にも、いずれかが ΔkW を確保する必要がある。

(1) 気象予測精度の向上

- ΔkW 削減には、再エネ出力予測の大外しの低減が重要。
- このためには気象予測の大外しの低減が重要。
- このため、気象の専門家を含めた勉強会を実施。

(2) 柔軟な調整力等の確保

- 起動に時間を要する電源に代わり、実需給に近い断面で調達可能な調整力等が増加すれば、より実需給に近い断面でこれらを確保することができる。
- この場合、 ΔkW 必要量算定に用いる出力予測精度が向上し、 ΔkW の低減が期待される。
- 需給調整市場を中心に、こうした調整力等の拡大が期待される。

(3) FIT特例①通知の後ろ倒し

- 実需給に近い予測値を使用するため、今年4月から、前々日16時の通知後、前日6時に再通知する運用へ変更済。
- これ以上の後ろ倒しには(2)柔軟な調整力の確保が必要であり、これと併せての検討が必要。

アグリゲーターの参入拡大 分散型リソースの活用拡大

- DRや蓄電池等の柔軟な調整力等を有する事業者の拡大
- 再エネ等のポジワットを含めたアグリゲーターの参入

新規プレイヤーの育成・発展

- 新規プレイヤーの育成
→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・再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会合同会議
- アグリゲーターライセンスの詳細制度設計
→持続可能な電力システム構築小委員会

- 諸外国におけるFIP類似制度では、**対象電源**について、**全電源一律としている事例**もあれば**一部電源を除外している事例**もある。対象規模については、**特にFIP制度を先行的に導入した国**においては、**徐々に対象規模を拡大してきている**。また、ドイツの事例では、FIP制度の導入と並行して市場取引が徐々に活発化してきた。

<諸外国におけるFIP制度の類似制度の適用状況について>

	ドイツ	フランス	英国	イタリア
支援制度(導入年)	FIP制度 (2012年)	FIP制度 ※CfD形式 (2016年)	CfD制度 (2014年)	FIP/CfD制度 (2013年)
FIP等対象	2012年1月～ ・ <u>全電源</u> について、 <u>すべての規模が、FIT制度とFIP制度を選択可</u> 2014年8月～ ・ <u>全電源</u> について、 <u>500kW超（新規）は、FIP制度のみ選択可に変更</u> 2016年1月～ ・ <u>全電源</u> について、 <u>100kW超（新規）は、FIP制度のみ選択可に変更</u>	2016年～ ・ <u>以下※を除く全電源・規模（新規）</u> について、 <u>FIP制度のみ選択可</u> ※除外対象 ・ 太陽光：500kW未満の屋根設置型 ・ 洋上風力：浮体式洋上風力 ・ 水力：500kW以下 ・ バイオガス：500kW未満	2014年～ ・ <u>全電源</u> について、 <u>5MW超（新規）は、CfD制度のみ選択可</u> 。 ※ 5MW以下の陸上風力、太陽光、水力、嫌気性消化は、別制度で支援。	2013年～ ・ <u>全電源</u> について、 <u>1MW超（新規）は、FIP制度のみ選択可</u> 。 ※ 太陽光は支援対象外。 2016年～ ・ <u>全電源</u> について、 <u>500kW超（新規）は、FIP制度のみ選択可（入札対象電源以外はCfD形式）</u> 。 ※ 太陽光は支援対象外。 2019年～ ・ <u>全電源</u> について、 <u>250kW超（新規）は、CfD制度のみ選択可</u> 。 ※ 太陽光を支援対象に追加。
FIP等対象のうち入札対象	2015年9月～2016年 ・ <u>地上設置型太陽光</u> について、 <u>すべての規模が、入札対象</u> 2017年～ ・ <u>太陽光、陸上風力、洋上風力</u> について、 <u>750kW超が、入札対象に変更</u> ・ <u>バイオマス</u> については、 <u>150kW超が、入札対象に変更</u> ※ 水力、地熱は入札対象外。	2016年～ ・ <u>500kW以上の太陽光</u> ・ <u>300kW超のバイオマス</u> ・ <u>500kW以上のバイオガス</u> ・ <u>洋上風力</u> 2017年～ ・ <u>陸上風力</u> ：7基以上のウインドファームを追加	2014年～ ・ <u>全電源</u> について、 <u>すべての規模が、入札対象</u>	2013年～ ・ <u>5MW超の風力、バイオガス、10MW超の水力、20MW超の地熱は、入札対象</u> 。 2016年～ ・ <u>全電源</u> について、 <u>5MW超（新規）は、入札対象</u> 。 ※ 太陽光は支援対象外。 2019年～ ・ <u>全電源</u> について、 <u>1MW超（新規）は、入札対象</u> 。

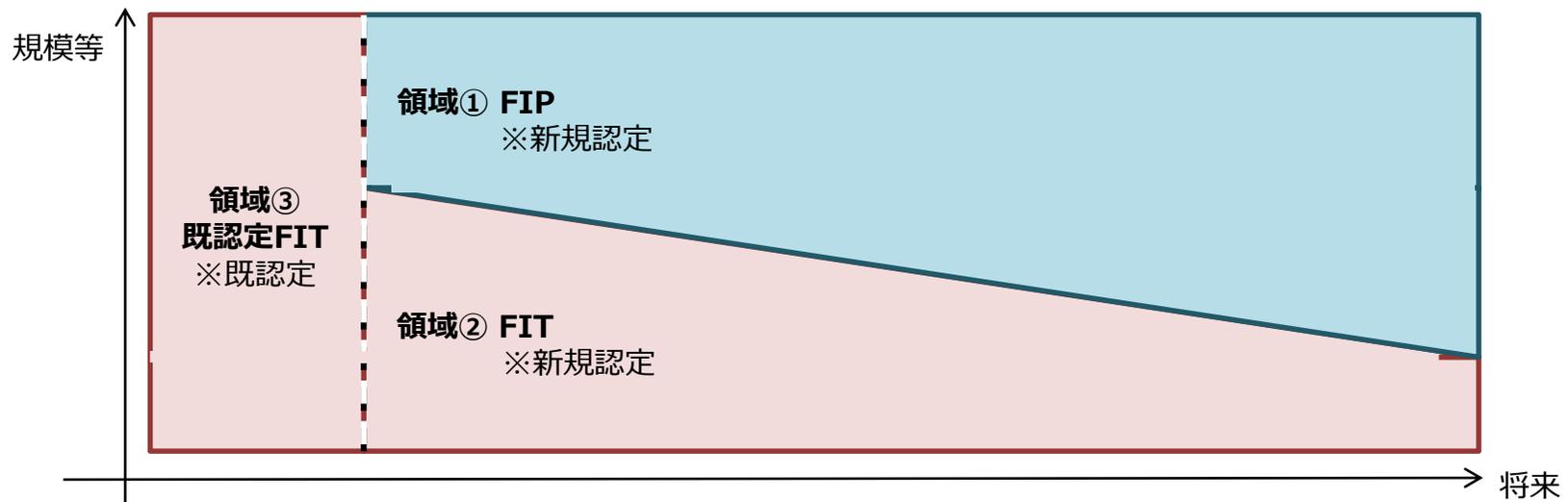
(参考) ドイツにおけるFIP制度導入前後の事業環境等について

2020/10/9 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第20回）・再エネ主力化小委員会（第8回）合同会議 資料1（抜粋）

項目	状況						
各電源の導入容量 (支援対象外含む)		水力	太陽光	陸上風力	洋上風力	バイオマス	地熱
	2012年	5,607 MW	34,077 MW	30,711 MW	268 MW	6,753 MW	19 MW
	2014年	5,580 MW	37,900 MW	37,620 MW	994 MW	7,260 MW	33 MW
	2016年	5,598 MW	40,679 MW	45,283 MW	4,152 MW	7,681 MW	38 MW
アグリゲーター数・ アグリゲーターとの契約設備	<ul style="list-style-type: none"> ● 2012年時点で、70超の企業が直接販売事業者としてバランシンググループへ登録。上位10社が70%程度のシェア。 ● 2019年時点で、FIP制度を選択している約75GWのうち、70%程度の設備が上位10社のアグリゲーターと契約。また、各社のエネルギー源別ポートフォリオにも特色が出てきている。 						
卸電力取引所 参加登録者数の推移	参加登録者数	2010年	2012年	2014年	2016年	2018年	
	EPEX Spot (スポット)	175	194	207	204	198	
	EEX (先物)	157	169	177	221	237	
当日市場取引量		2010年	2012年	2014年	2016年	2018年	
	当日市場取引量	10 TWh	16 TWh	26 TWh	41 TWh	53 TWh	
当日市場GC スケジュール変更状況	<ul style="list-style-type: none"> ● 当日市場のゲートクローズ時間（実需給断面からの時間差） 2009年～：45分前 → 2015年～：30分前 → 2017年～：5分前 ● 当日市場の市場コマ 2011年9月に、従来の1時間コマに加え、15分コマを追加 ⇒当日取引に伴う計画変更の回数が、2014年の約211万回から、2017年には約358万回に増加 						

(4) FIP制度の対象（選択・移行含む）の電源共通の方向性（案）①²⁰

- **昨年度の本委員会では、FIT制度の抜本見直しに当たり、電源ごとの特性に応じた支援制度の構築を進めて「競争電源」と「地域活用電源」に分けて考えるという方向の下、地域活用電源に求める地域活用要件を可能な限り明確化した一方、FIP制度の詳細が決定していないことをふまえ、FIP制度との整合性確保や制度複雑化を防ぐため、2021年度以降については新規の取扱いを決定をしなかった。**
- その後、再エネ大量導入・次世代NW小委員会と再エネ主力化小委員会の合同会議（以下、合同会議）で**FIP制度の詳細設計が進んできた**。これを踏まえ、今年度の本委員会では、再エネの主力電源化を目指すなかで、**改正法の施行当初からFIP制度に移行すべき対象と、事業環境整備の状況等も踏まえて徐々に移行すべき対象等**を具体的に整理していく必要があるが、その検討にあたっては以下の①～③に分けて扱いを考えてはどうか。また、**その際に領域②や③においてもFIP事業を志向する事業者がいる可能性**がある中で、FIPの市場統合の価値も踏まえて、**こうした事業者をどのように取り扱うべきか**。
 - ・ 領域① 新規認定：FIP制度の対象とする領域
 - ・ 領域② 新規認定：FIT制度の対象とする領域（※FIP制度に基づく事業を希望する事業者をどのように取り扱うか。）
 - ・ 領域③ 既認定：既にFIT認定を受けている（※FIP制度への移行を希望する事業者をどのように取り扱うか。）



(注) あくまで概念図であり、電源や事業環境によっては当初は領域①がないケースや、領域②がなく、全てが領域①となる可能性を排除したものではない。

(4) FIP制度の対象（選択・移行含む）の電源共通の方向性（案）②²¹

<領域①（新規認定：FIP制度の対象とする領域）>

- 合同会議では、「FIP制度の対象区分等の決定に当たっては、電源毎の状況（例えば、発電特性、規模、国内外コスト動向）や事業環境（例えば、卸電力取引市場の取引条件、アグリゲーター動向）といった観点を参考にすることが考えられる」と整理されたことをふまえつつ、電源別に検討していくこととしてはどうか。

<領域②（新規認定：FIT制度の対象とする領域）>

- FIP制度は、再エネの自立化へのステップとして電力市場への統合を促していくものであり、FIT制度から他電源と共通の環境下で競争する自立化までの途中経過に位置付けられるもの。これをふまえると、新規認定でFIT制度が認められる対象についても、事業者が希望し、制度として対応可能であれば、FIP制度の新規認定を選択可能とすべきではないか。これによってFIP電源が増加すれば、アグリゲーション・ビジネスの活性化にも資すると考えられる。

<領域③（既認定：既にFIT認定を受けている領域）>

- FIP新規認定事業が稼働するまでには一定の時間を要すること、FIT既認定事業は全体で90GW以上あることをふまえると、FIT既認定事業のFIP制度移行を促して、アグリゲーション・ビジネス活性化や再エネ市場統合を進めるという視点も重要。その動機付けとしては、現在合同会議で検討されているバランシングコスト等が考えられるが、いずれにせよ、FIT認定事業者が希望するのであれば、FIP制度への移行認定を認める方向とすべきではないか。

(4) FIP制度の対象（選択・移行含む）の電源共通の方向性（案）③²²

<基準価格、交付期間について>

- 新規認定に係るFIP制度の下における基準価格、交付期間については、合同会議での議論をふまえると、**各区分等の基準価格は、FIP制度導入当初は、各区分等の調達価格と同水準とし、また、各区分等の交付期間は、各区分等の調達期間と同じとすることが適切ではないか。**

※ ただし、地域活用要件に対応するために調達価格が高く設定されている場合については、その分の扱いについては整理することが必要。

- 既認定しているものが移行する場合については、**FIP制度への移行は価格変更される事業計画の変更に該当せず、基準価格は調達価格と同水準とし、また、交付期間は、調達期間の残存期間とすべきではないか。**

※ 事業用太陽光については、FIP制度では、適用される基準価格がしっかりとコスト低減された太陽光発電に限り、事後的な蓄電池の併設を、基準価格の変更なしに認めることとしているところ、FIP制度への移行を認めるときの事後的な蓄電池の併設の扱いについて、検討する必要があるのではないか。

<FIP制度の選択・移行について>

- 希望する事業者について、自由にFIP制度の新規認定/移行認定を認めることとする場合、**多数かつ多様な事業者がFIP制度の対象となりえ混乱する等の事態が発生する可能性がある**。そこで、**FIP制度の運用状況を見極めながらFIP制度の新規認定/移行認定を認める範囲拡大を検討**することとし、**FIP制度導入当初は50kW以上（高圧・特別高圧）**に限ってFIP制度の新規認定/移行認定を認めることとしてはどうか。

- 加えて、混乱を回避するためには、FIT制度からの**移行を認めるときには、一定の要件***を課すといったことも考えられるところ、そうした移行認定要件について、検討の必要があるのではないか。

※ 例えば、誤ってFIP制度への移行認定を提出してしまう認定事業者が出現するリスクを回避するため、取引方法が定まり、かつ、相対取引による供給をする事業については供給先が確定していることを要件にすることなどが考えられる。

- また、再エネの自立化や電力市場への統合を促す趣旨をふまえると、**FIP制度の新規認定/移行認定を受けた事業**については、**FIT制度への移行を認めないこととすべきではないか。**

<太陽光発電にかかるこれまでの経緯・議論>

- 9/29に実施された本委員会（第61回）において、「大規模事業用太陽光発電は、発電コストが着実に低減し、導入も拡大していることをふまえれば、早期にFIP制度へ移行し、電力市場への統合を図るべき」という方向性に特に異論はなかった。
- また、10/30に実施された本委員会（第62回）における業界団体ヒアリングでは、FIP制度の対象について、①導入初期においては容量帯によってはFIT/FIPの選択制が必要ではないか、具体的には、50～250kWをFIT、250kW～2MWをFIT入札/FIPの選択、2MW以上をFIP入札としてスタートできれば制度移行がスムーズではないか、②アグリゲーター事業の規模拡大と歩調を合わせたFIP化が望まれる、という要望があった。委員からは、「FIP制度への参入にはアグリゲーターが重要。新規電源はあまり多くなく、既認定分をどのようにFIP制度に移行させるかの戦略を考えるべき」、「本来は、原則としてはFIP制度に移行していくものであり、その過程で社会的非効率が発生するものについて限定的に別のやり方を考えるべき」といった御意見をいただいた。

<太陽光発電にかかる状況や事業環境>

- 日本における太陽光発電について、導入容量は2018年時点で56GW（世界第3位）。発電コストは、世界と比べて高い水準ではあるが、コスト低減が進んできている。再エネの市場統合に向けた市場環境整備も徐々に進められているところであり、FIP制度の導入も見据えたアグリゲーション・ビジネスの動きも徐々に活発化している。
- 一方、自然変動電源であり、卸電力取引市場の最小取引単位（現行では50kWh/コマ（30分））との関係では、発電された電気をそのままスポット市場で取引するときに80%以上の電気供給を十分に取引できる規模は、機械的に算出すると1MW以上となる。

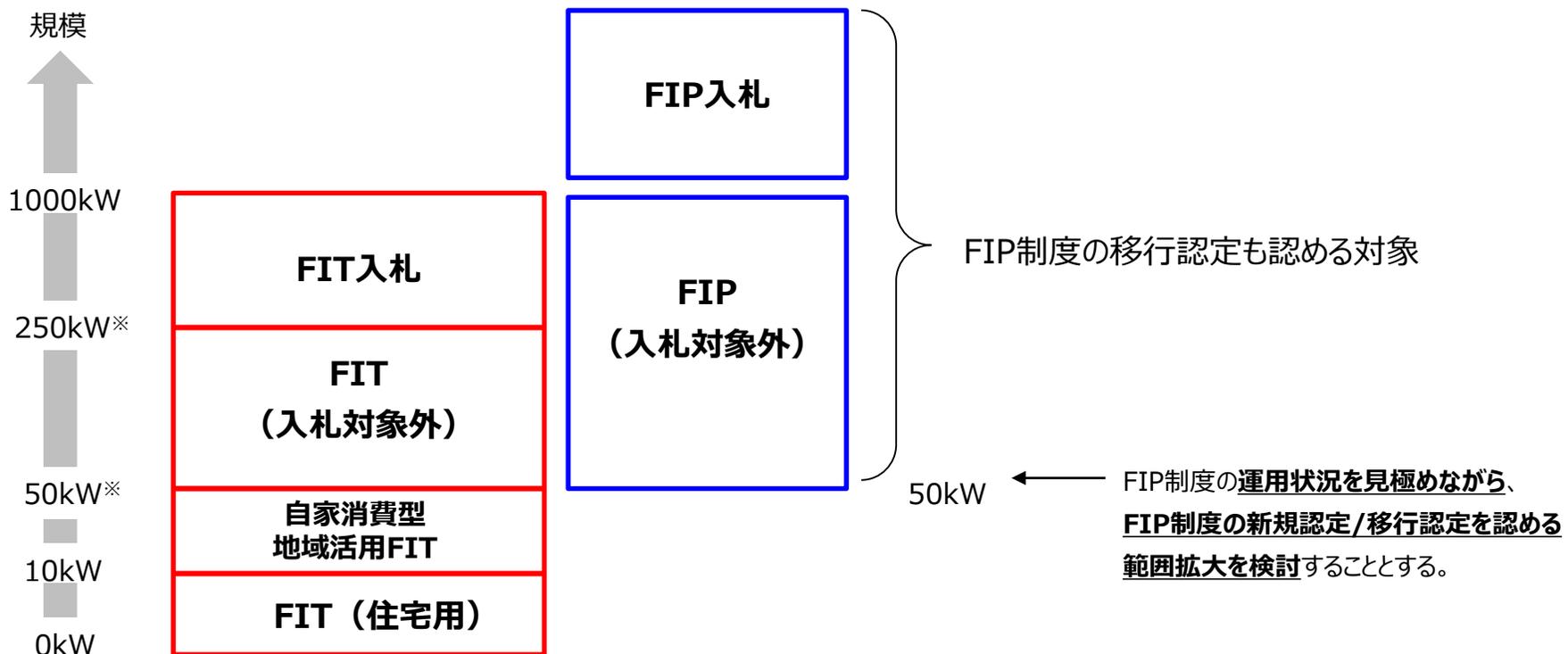
<太陽光発電の領域①（新規認定：FIP制度の対象とする領域）の対象>

- 以上をふまえ、新規認定でFIP制度のみ認められる事業用太陽光の対象について、今後のFIP制度対象拡大に向けたアグリゲーション・ビジネスを成長促進させる観点とFIP認定事業者の電気取引手段を確保する観点から、FIP制度が施行される2022年度については、1MW以上としてはどうか。また、現在、地域活用要件を課していない50kW以上については、早期のFIP移行を目指していくべきではないか。

<太陽光発電にかかる入札制とFIP制度の関係>

- 事業者間の競争によるコスト低減を促し、費用効率的な水準での事業実施を促していく観点からは、**FIP制度においても入札制を適用すべきではないか**。具体的には、**2022年度について**、1 MW以上を新規認定でFIP制度のみを認める対象とするならば、1 MW以上は2020年度時点でFIT入札対象であることをふまえ、**1 MW以上をFIP入札の対象としてはどうか**。
- 一方、**事業者の希望があればFIP制度の新規認定/移行認定を認める対象**については、アグリゲーション・ビジネス活性化や再エネ市場統合を進めるため、**FIP制度を選好する動機をつくることも大切**であることから、**2022年度はFIP入札の対象としないこととし**、そのときの基準価格は、FIT（入札対象外）の調達価格としてはどうか。

<2022年度における太陽光発電のFIP/FIT制度・入札制の対象 (イメージ) >



※ 自家消費型地域活用FITやFIT入札の対象の閾値については、2021年度（案）のそのまま仮定していることに留意。

太陽光発電

I 太陽光発電（共通）

①太陽光発電の2022年度以降の取扱い

II 事業用太陽光発電

①2021年度の調達価格（入札対象範囲外）

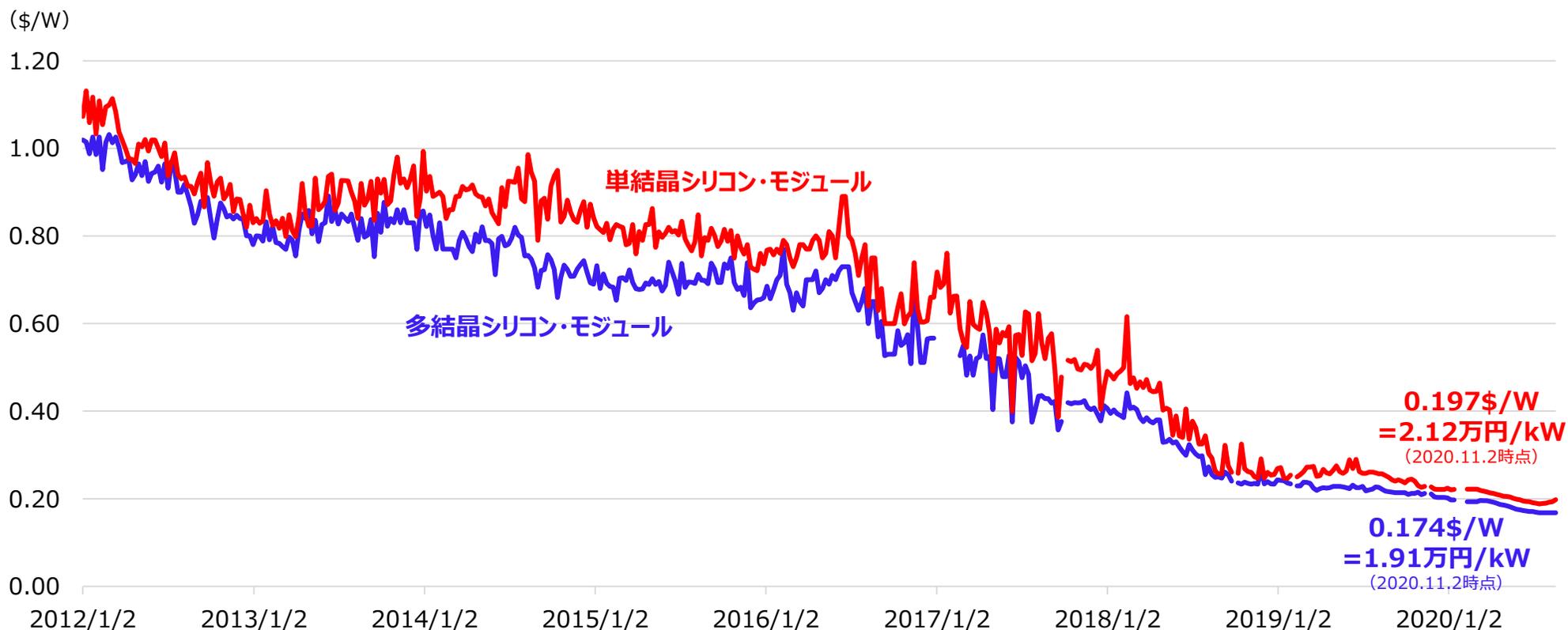
②2021年度の入札制

③廃棄等費用の取扱い

III 住宅用太陽光発電

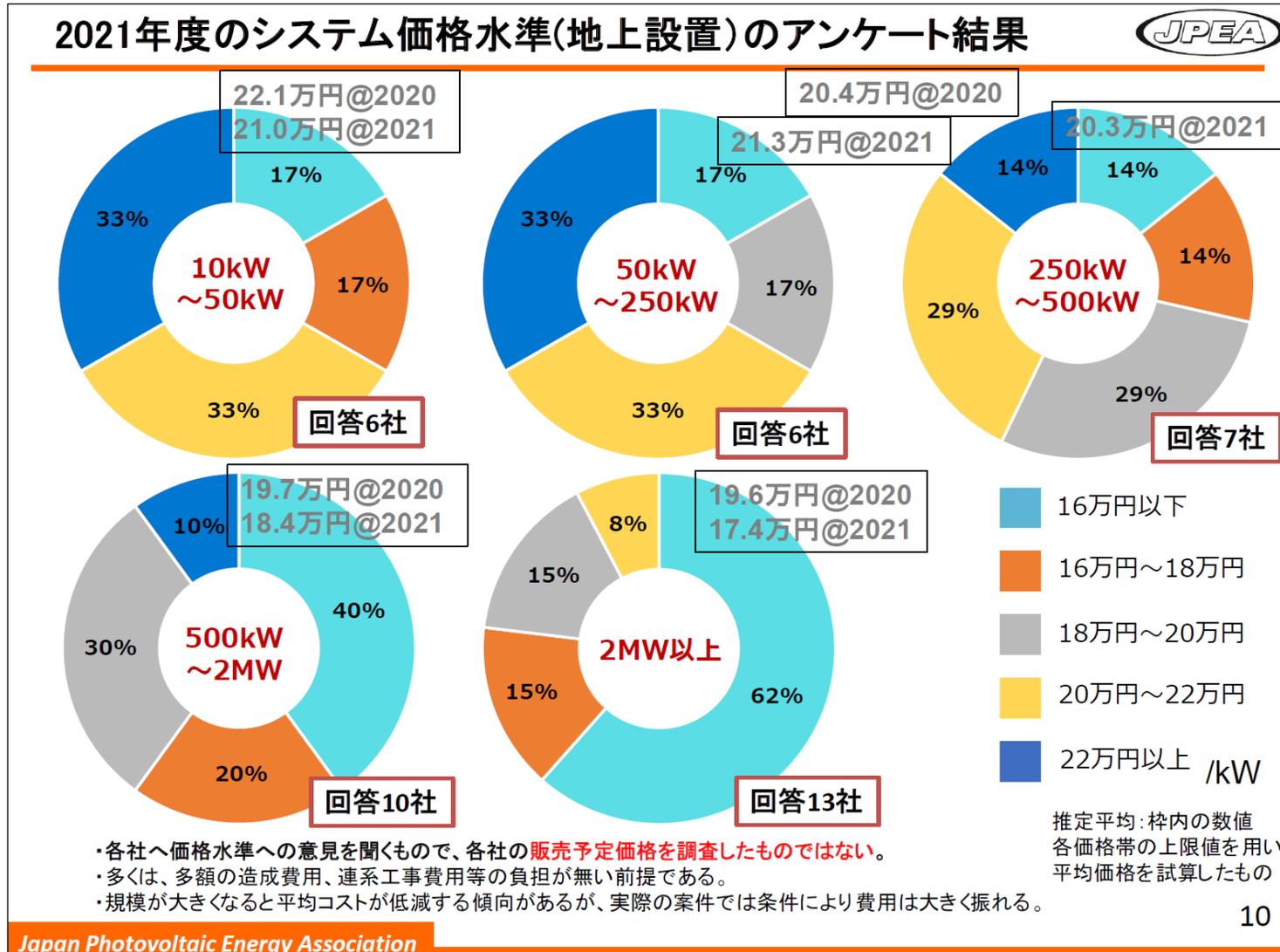
- 民間調査機関が本年11月に公表した太陽光パネルの国際市況を見ると、直近数年の価格低減は緩やかであり、足下では横ばいに推移している。11月時点で、**単結晶シリコンと多結晶シリコンの平均スポット価格はそれぞれ0.197\$/Wと0.174\$/W（いずれも2万円/kW程度）**となっている。

<太陽光パネルの国際市況>



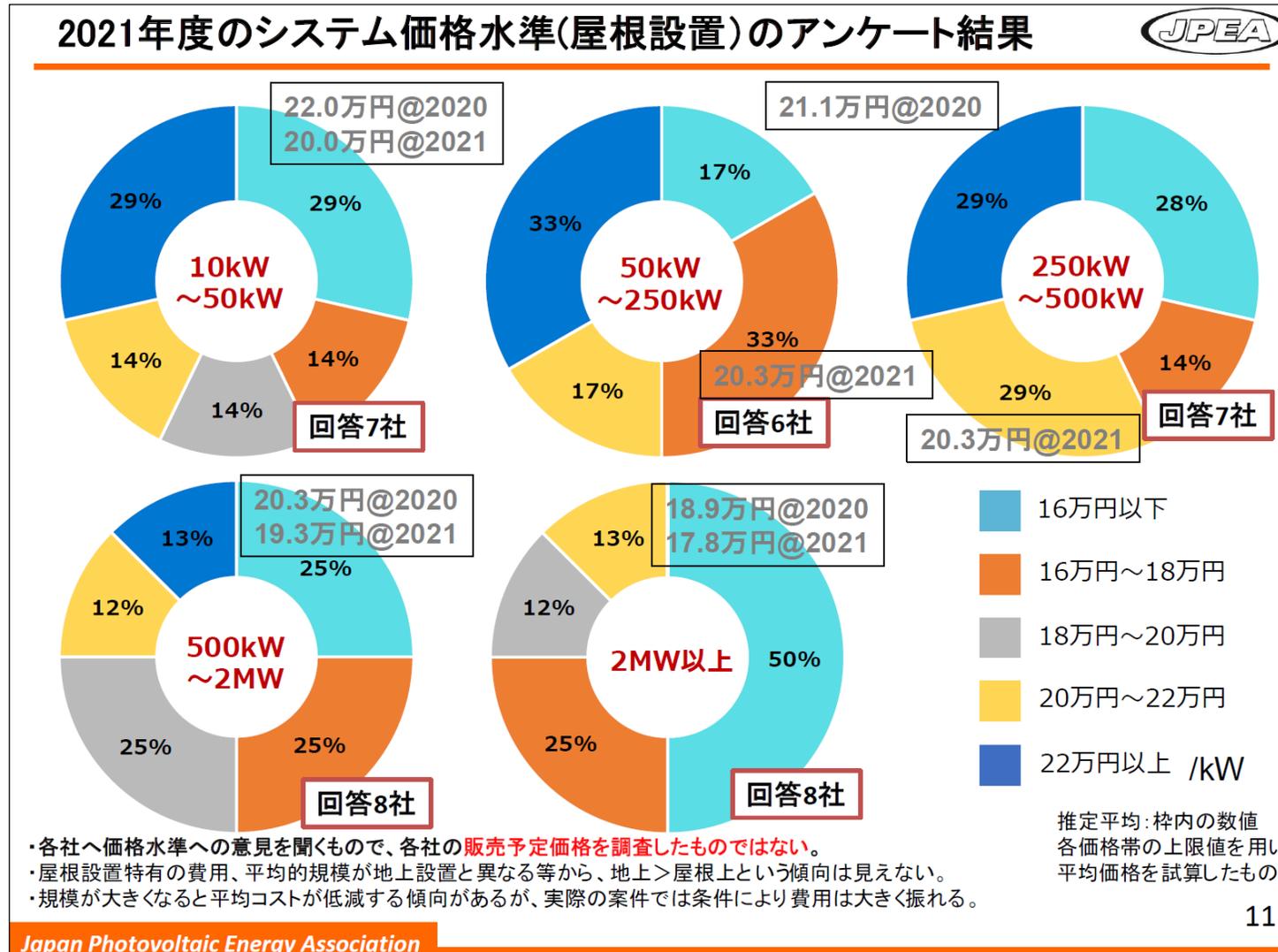
(2) 国内の動向：業界団体ヒアリングより（システム価格（地上設置））27

- 10/30に実施された本委員会（第62回）の業界団体ヒアリングによれば、**2020年度と2021年度のシステム価格（地上設置）を比較して、50～250kWを除くいずれの規模帯においても、水準が低減している。**特に、**500kW～2MW**については、**システム価格20万円/kW以下で事業実施できるものが9割**を占めている。



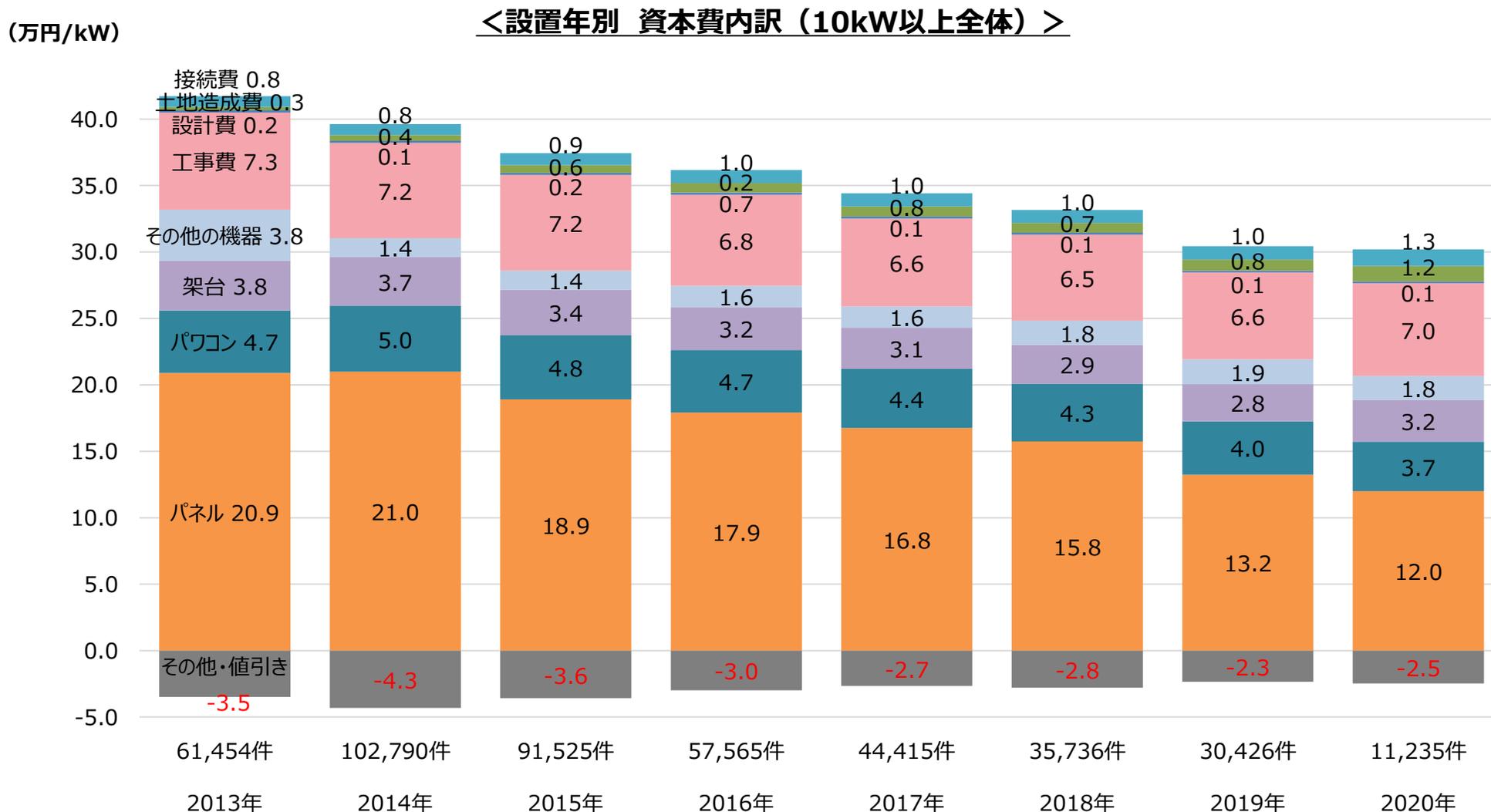
(2) 国内の動向：業界団体ヒアリングより（システム価格（屋根設置））28

- 10/30に実施された本委員会（第62回）の業界団体ヒアリングによれば、**2020年度と2021年度のシステム価格（屋根設置）を比較して**、いずれの規模帯においても**水準が低減しており**、平均的なシステム価格は20万円/kW以下。特に、**2MW以上**については、**システム価格16万円/kW以下で事業実施できるものが半分**を占めている。



(2) 国内の動向：資本費およびその構成の設置年別推移

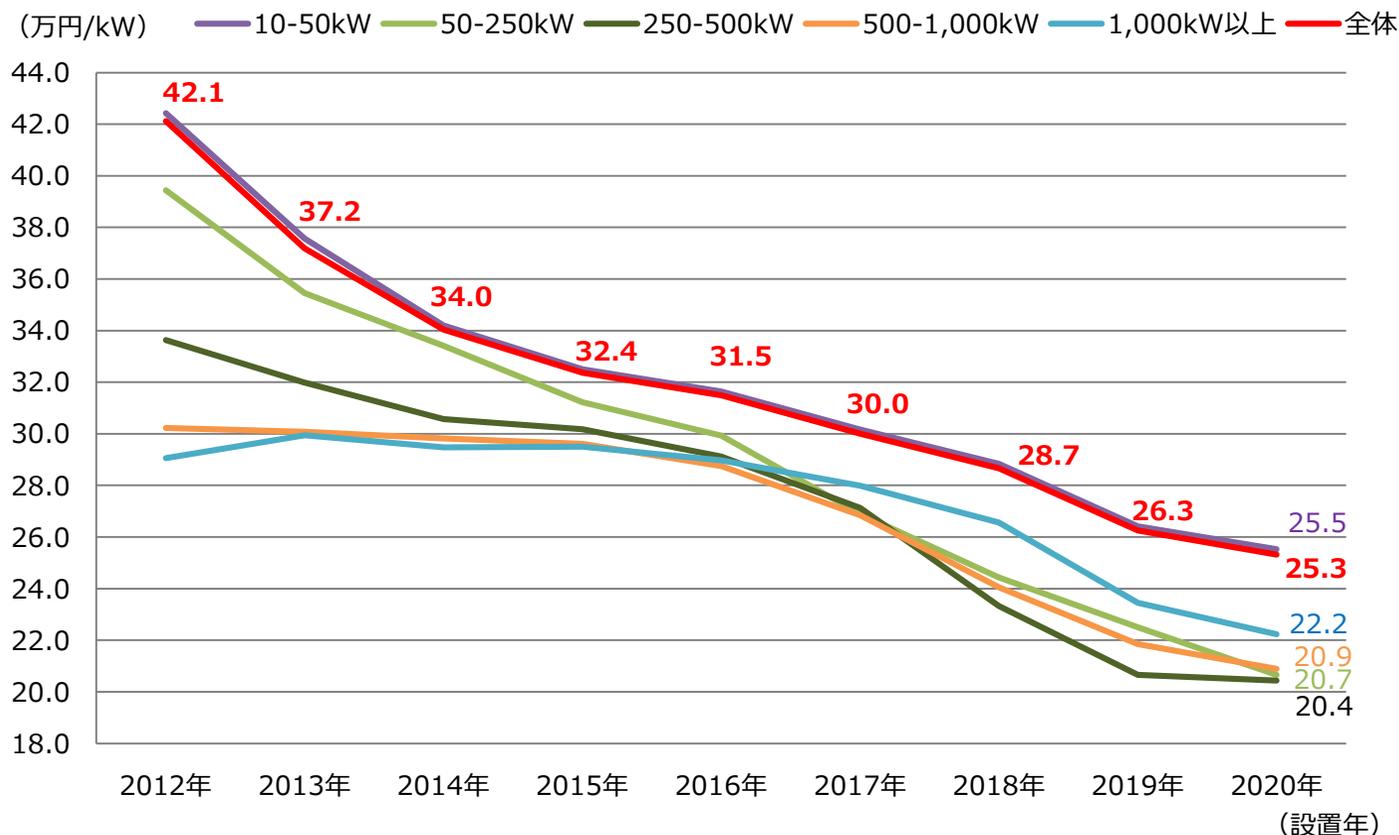
- 設置年別に資本費の構成変化を見ると、パネル費用は低減している（2013年から2020年までに▲43%）一方で、工事費はあまり低減していない（2013年から2020年まで▲4%）。



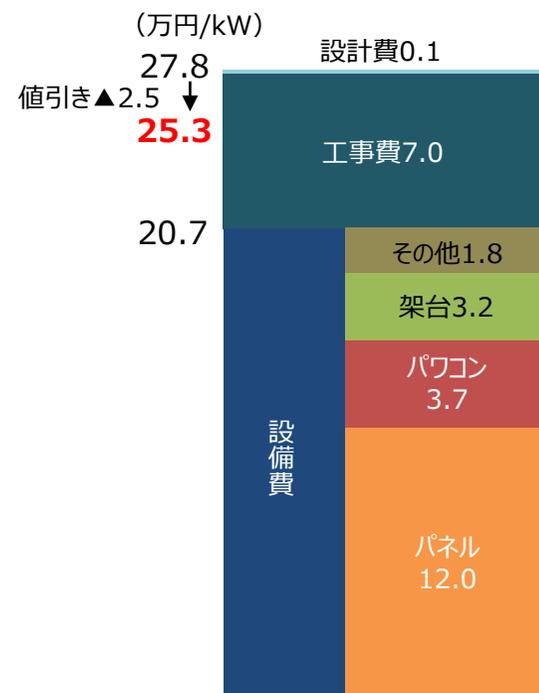
※2020年10月14日時点までに報告された定期報告を対象。

■ 事業用太陽光発電のシステム費用は**すべての規模で毎年低下傾向**にあり、2020年に設置された10kW以上の**平均値（単純平均）は25.3万円/kW（中央値は23.8万円/kW）**となり、前年より1.0万円/kW（3.8%）低減した。平均値の内訳は、**太陽光パネルが約45%、工事費が約28%**を占める。

＜システム費用平均値の推移＞



＜システム費用の内訳＞



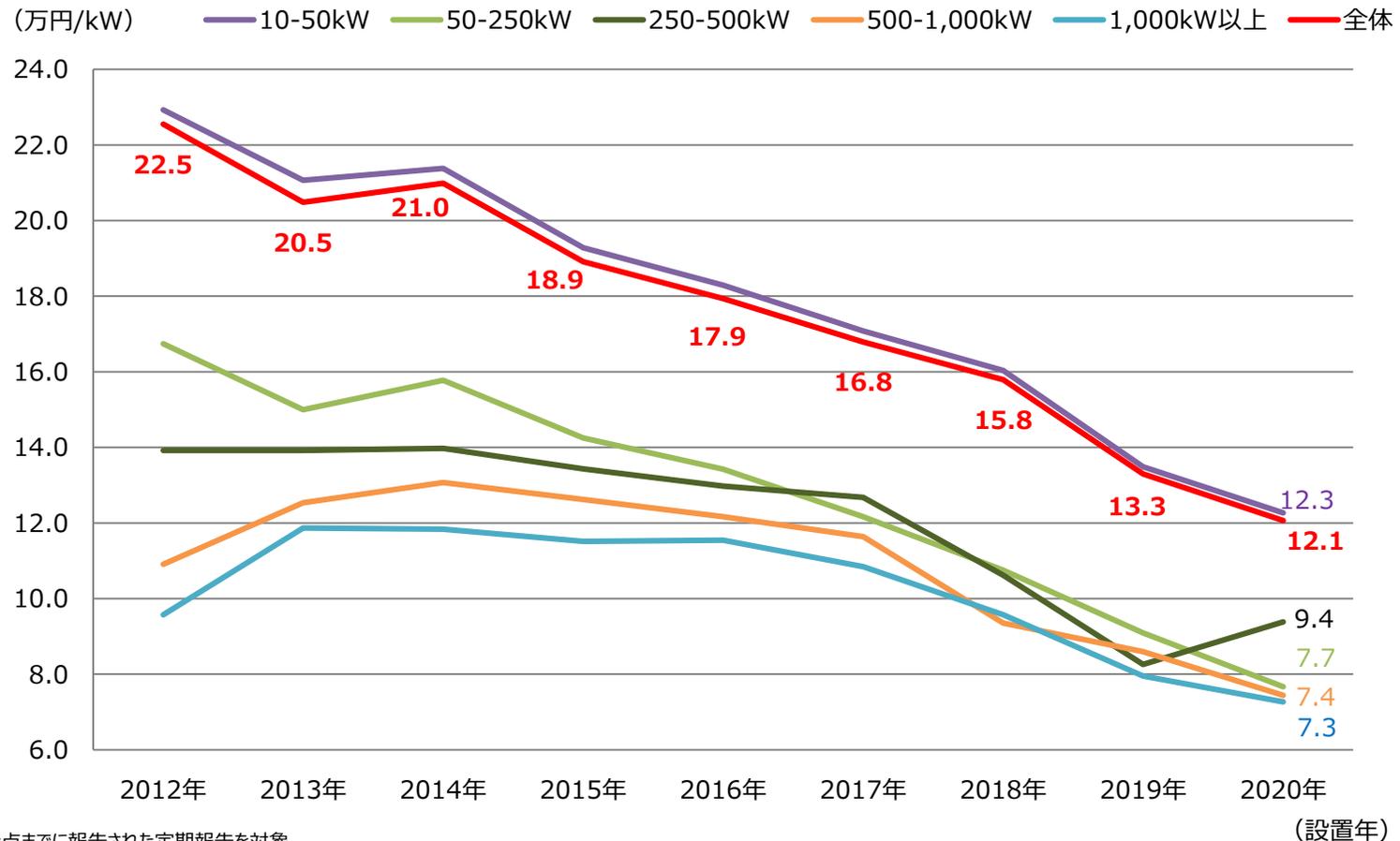
※設備費と詳細費目合計値の誤差を補正

※2020年10月14日時点までに報告された定期報告を対象。

(2) 国内の動向：システム費用（設置年別のパネル費用の推移）

- 定期報告データにより、各年に設置された案件の**パネル費用の平均値（単純平均）の推移**をみたところ、**いずれの規模帯についても概ねコスト低減傾向**にあることが分かった。また、**低圧（10-50kW）の案件では、高圧以上（50kW以上）の案件と比較して、kWあたりのパネル費用平均値が1.5倍程度**になっている。

＜パネル費用平均値の推移＞

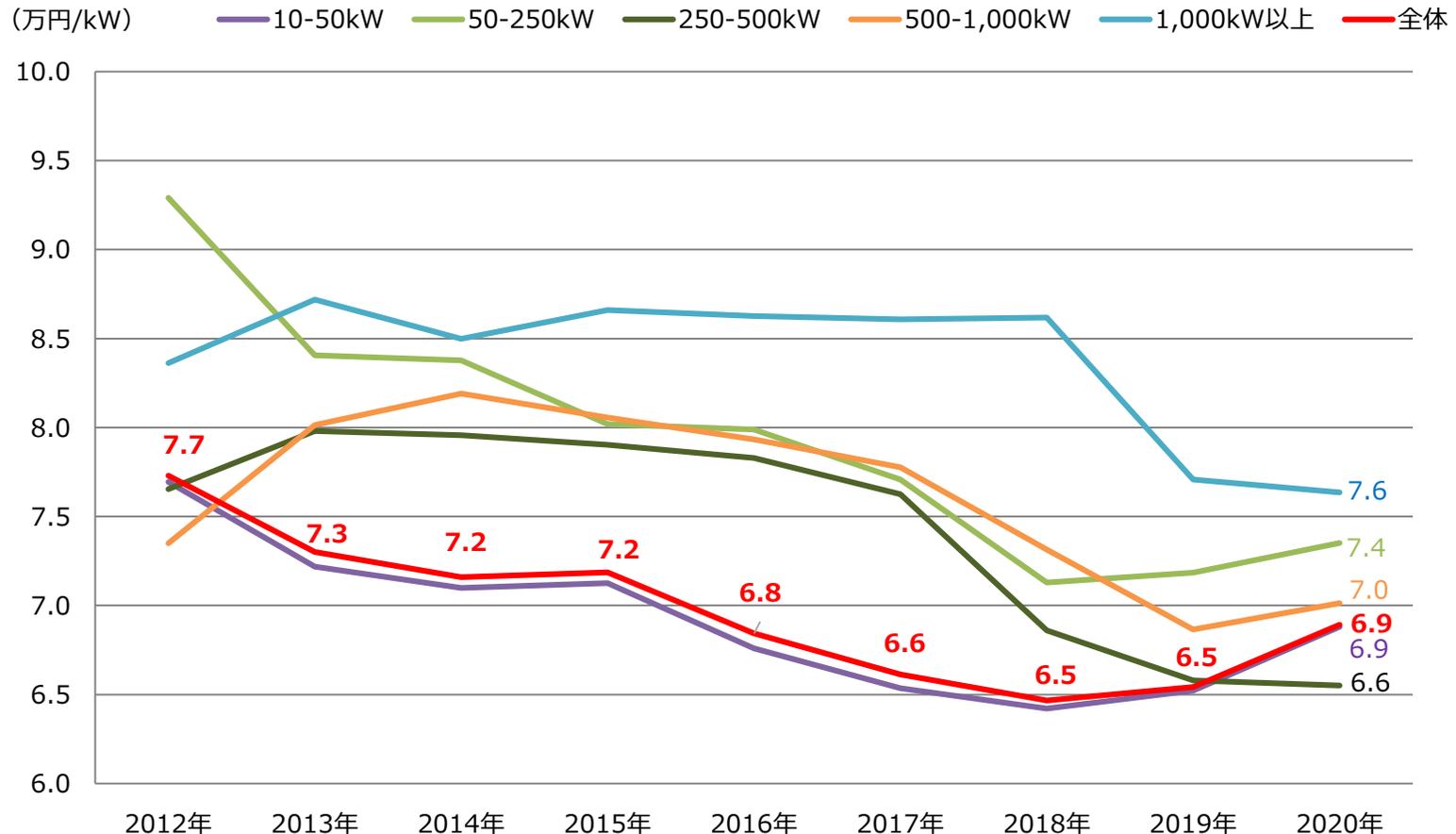


※2020年9月25日時点までに報告された定期報告を対象。

(2) 国内の動向：システム費用（設置年別の工事費の推移）

- 定期報告データにより、各年に設置された案件の**工事費の平均値（単純平均）の推移**をみたところ、**直近の工事費については、低下が鈍化またはやや増加傾向**にあることが分かった。**1,000kW以上の案件は、それ未満の案件と比較して、kWあたりの工事費用平均値が1割程度高くなっている。**

＜工事費平均値の推移＞



※2020年9月25日時点までに報告された定期報告を対象。

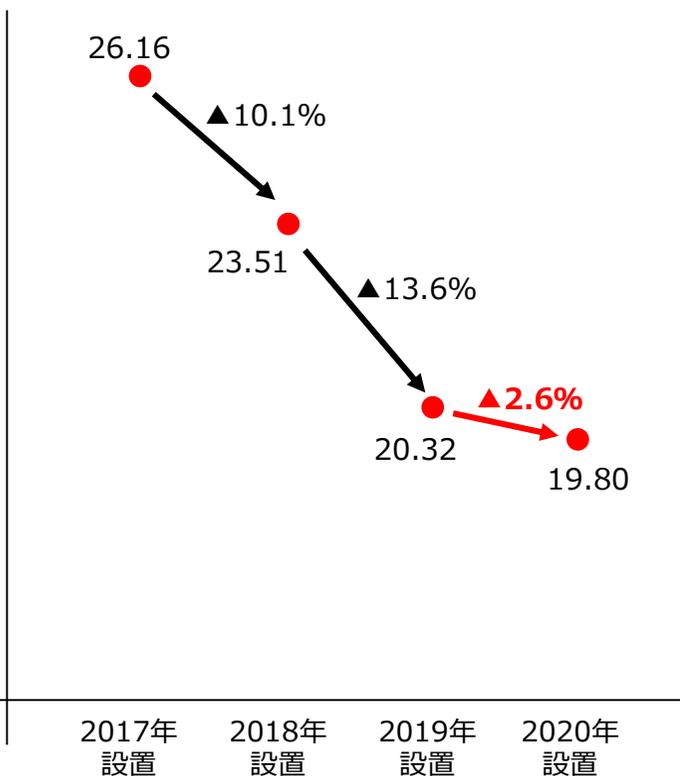
(設置年)

- **2020年度の調達価格**の設定にあたっては、システム費用として、直近（2019年1月～2019年9月）の設置案件（50kW以上）の**上位13%をトップランナー水準として採用した**。**2020年設置案件**（50kW以上）について、昨年度の本委員会と同じ方法でトップランナー水準を決定すると**上位15%になるところ**、そのシステム費用は**14.21万円/kW**であり、**2020年度の調達価格における想定値14.2万円/kWと横ばい**となった。
- また、事業用太陽光の運転開始期限が3年であることもふまえ、**2017年に設置された案件から2020年に設置された案件**までの中央値（上位50%）の**システム費用の1年毎の低減率**を確認すると、**2019年までは▲10%以上**であるのに対し、**2020年は▲2.6%**であり、**直近の低減傾向は弱まっている**。

<50kW以上の中央値のシステム費用の推移>

<50kW以上のトップランナー分析>

(万円/kW)



%	2020年1～9月設置 (50kW以上) N=549 [万円/kW]	2019年1～12月設置 (50kW以上) N=1,109 [万円/kW]	2018年1～12月設置 (50kW以上) N=1,457 [万円/kW]	2017年1～12月設置 (50kW以上) N=2,420 [万円/kW]
5%	12.28	12.86	13.64	15.32
10%	13.59	13.85	15.43	17.63
11%	13.68	14.04	15.80	17.94
12%	13.75	14.23	16.05	18.29
13%	13.87	14.33	16.28	18.63
14%	13.99	14.50	16.56	19.06
15%	14.21	14.64	16.74	19.30
16%	14.36	14.84	16.94	19.55
17%	14.50	15.15	17.19	19.80
18%	14.58	15.45	17.35	19.99
19%	14.73	15.67	17.49	20.26
20%	15.07	15.92	17.67	20.52
25%	16.05	16.64	18.64	21.53
30%	16.72	17.43	19.41	22.52
35%	17.49	18.00	20.39	23.40
40%	18.18	18.85	21.34	24.23
45%	18.94	19.54	22.53	25.21
50%	19.80	20.32	23.51	26.16

※いずれも、2020年10月14日末時点までに報告された定期報告を対象。

(参考) システム費用想定値の推移

- 2020年度の調達価格の設定と同じように、**2020年設置案件（50kW以上）の上位15%※を参照すると、14.21万円/kW**である。

※2020年設置案件の中央値は、2017年設置案件の上位17%に位置。

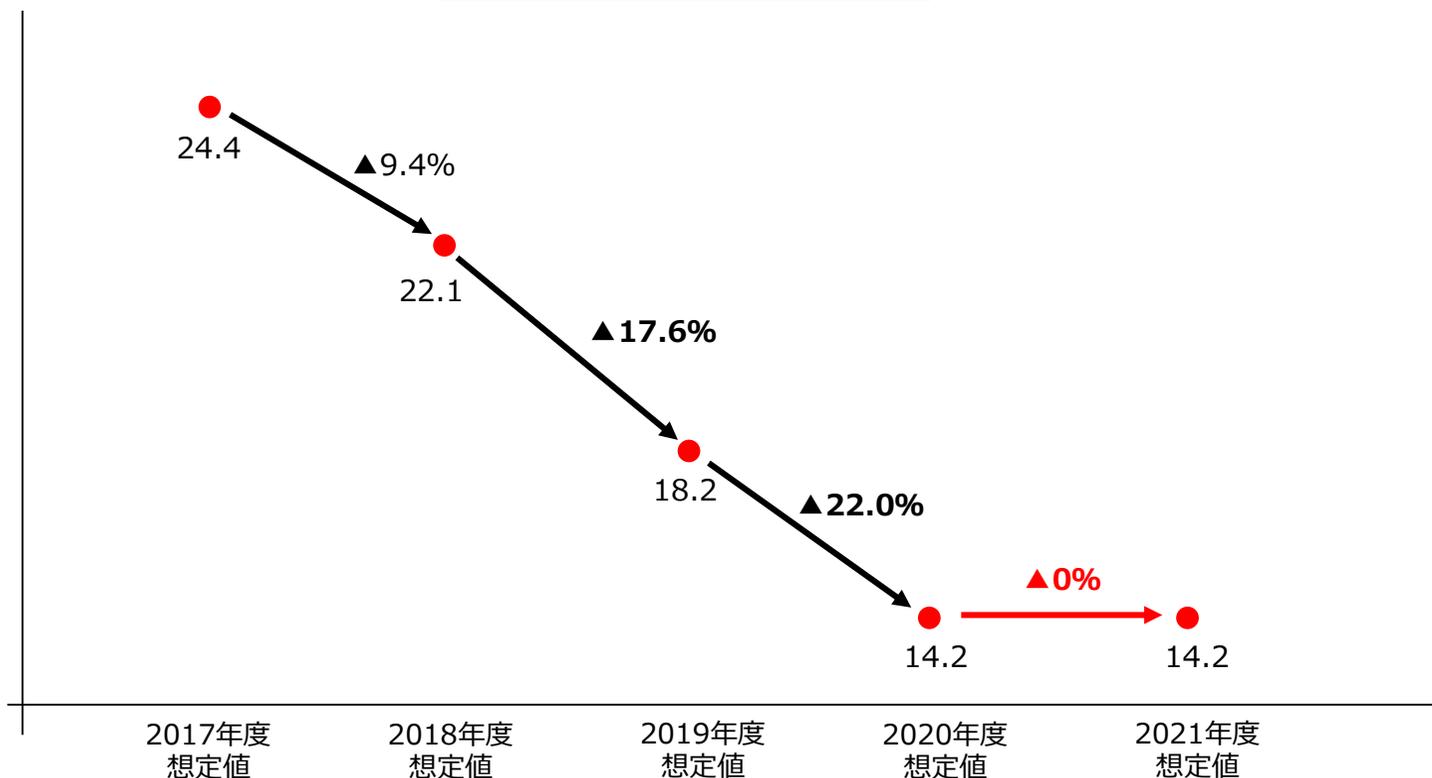
2020年度の調達価格で想定したシステム費用は、2020年設置案件の上位13%に位置。

これらの中間をとって、上位15%を参照。

- 2020年度以前のシステム費用の想定値が大きく低減してきたことと比較し、**足下、2020年度から2021年度のシステム費用は、横ばいに推移**している。

(万円/kW)

<システム費用想定値の推移>



- **昨年度の本委員会**では、2019年に設置した定期報告データを分析し、10kW以上全体の平均値が0.64万円/kWとなっているものの、中央値は0円/kWとなっており、大半の案件は土地造成費を要していないことから、**想定値0.4万円/kWを据え置いた。**
- 今年度も同様に2020年に設置した定期報告データを分析した結果、**10kW以上全体の平均値は0.97万円/kW、中央値は0円/kWであり**、平均値は昨年度より0.33万円/kW上昇しているものの、**中央値には変化がなかった。**

	土地造成費 (万円/kW)							
	10-50kW 未満	50-250 kW未満	250-500 kW未満	500-1,000 kW未満	1,000kW 以上	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	全体
平均値	0.95 (0.62)	1.13 (0.99)	1.29 (0.99)	1.58 (1.59)	1.93 (1.88)	1.73 (1.81)	2.94 (2.34)	0.97 (0.64)
中央値	0.00 (0.00)	0.48 (0.50)	0.80 (0.50)	1.27 (1.04)	1.03 (1.08)	0.82 (0.98)	3.41 (2.33)	0.00 (0.00)
件数	10,452	90	180	88	165	138	27	10,975
2020年度 想定値	0.4							

() 内は昨年度の本委員会で検討した2019年設置案件の土地造成費。

50-250kW未満および250-500kW未満の()内は、どちらも昨年度の50-500kW未満の土地造成費を適用。

- **昨年度の本委員会**では、2019年に設置した定期報告データを分析し、1,000kW以上の平均値が1.33万円/kW、中央値が0.59万円/kWとなっており、想定値（1.35万円/kW）を下回るものの、**想定値を据え置いた**。
- 今年度も同様に2020年に設置した定期報告データを分析した結果、1,000kW以上の平均値は1.94万円/kW、中央値は1.11万円/kWとなったが、**全体の平均値は1.25万円/kW、中央値は1.05万円/kWであり、2019年度想定値（1.35万円/kW）より低い水準**であった。

	接続費（万円/kW）							
	10-50kW 未満	50-250 kW未満	250-500 kW未満	500-1,000 kW未満	1,000kW 以上	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	全体
平均値	1.24 (0.97)	0.95 (0.84)	0.91 (0.84)	1.65 (1.08)	1.94 (1.33)	1.84 (1.27)	2.45 (1.67)	1.25 (0.97)
中央値	1.07 (0.79)	0.53 (0.48)	0.43 (0.48)	0.59 (0.45)	1.11 (0.59)	0.91 (0.52)	2.08 (1.16)	1.05 (0.78)
件数	10,452	90	180	88	165	138	27	10,975
2020年度 想定値	1.35							

() 内は昨年度の本委員会で検討した2019年設置案件の接続費。
50-250kW未満および250-500kW未満の()内は、どちらも昨年度の50-500kW未満の接続費を適用。

- **昨年度の本委員会**では、直近の期間（2019年1月から2019年9月まで）に収集した定期報告データを分析し、10kW以上全体の平均値は0.55万円/kW/年・中央値は0.44万円/kW/年、1,000kW以上の平均値は0.64万円/kW/年・中央値は0.59万円/kW/年となっており、**想定値（0.5万円/kW/年）と概ね同水準であることから、想定値を据え置いた。**
- 今年度も直近の期間（2020年1月から2020年9月まで）に収集した定期報告データを分析した結果、**10kW以上全体の平均値は0.54万円/kW/年・中央値は0.44万円/kW/年**、1,000kW以上の平均値は0.64万円/kW/年・中央値は0.57万円/kW/年となっており、**引き続き想定値（0.5万円/kW/年）と概ね同水準であった。**

	運転維持費（万円/kW/年）							
	10-50 kW未満	50-250 kW未満	250-500 kW未満	500-1,000 kW未満	1,000kW 以上	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	10kW以上 全体
平均値	0.53 (0.55)	0.46 (0.44)	0.49 (0.44)	0.58 (0.57)	0.64 (0.64)	0.63 (0.63)	0.75 (0.69)	0.54 (0.55)
中央値	0.43 (0.44)	0.37 (0.33)	0.39 (0.33)	0.50 (0.48)	0.57 (0.59)	0.55 (0.57)	0.71 (0.69)	0.44 (0.44)
件数	24,675	925	1,110	1,119	1,824	1,612	212	29,653
2020年度 想定値	0.5							

※2020年10月14日時点までに報告された定期報告を対象。

() 内は昨年度の本委員会で検討した運転維持費。

50-250kW未満および250-500kW未満の()内は、どちらも昨年度の50-500kW未満の運転維持費を適用。

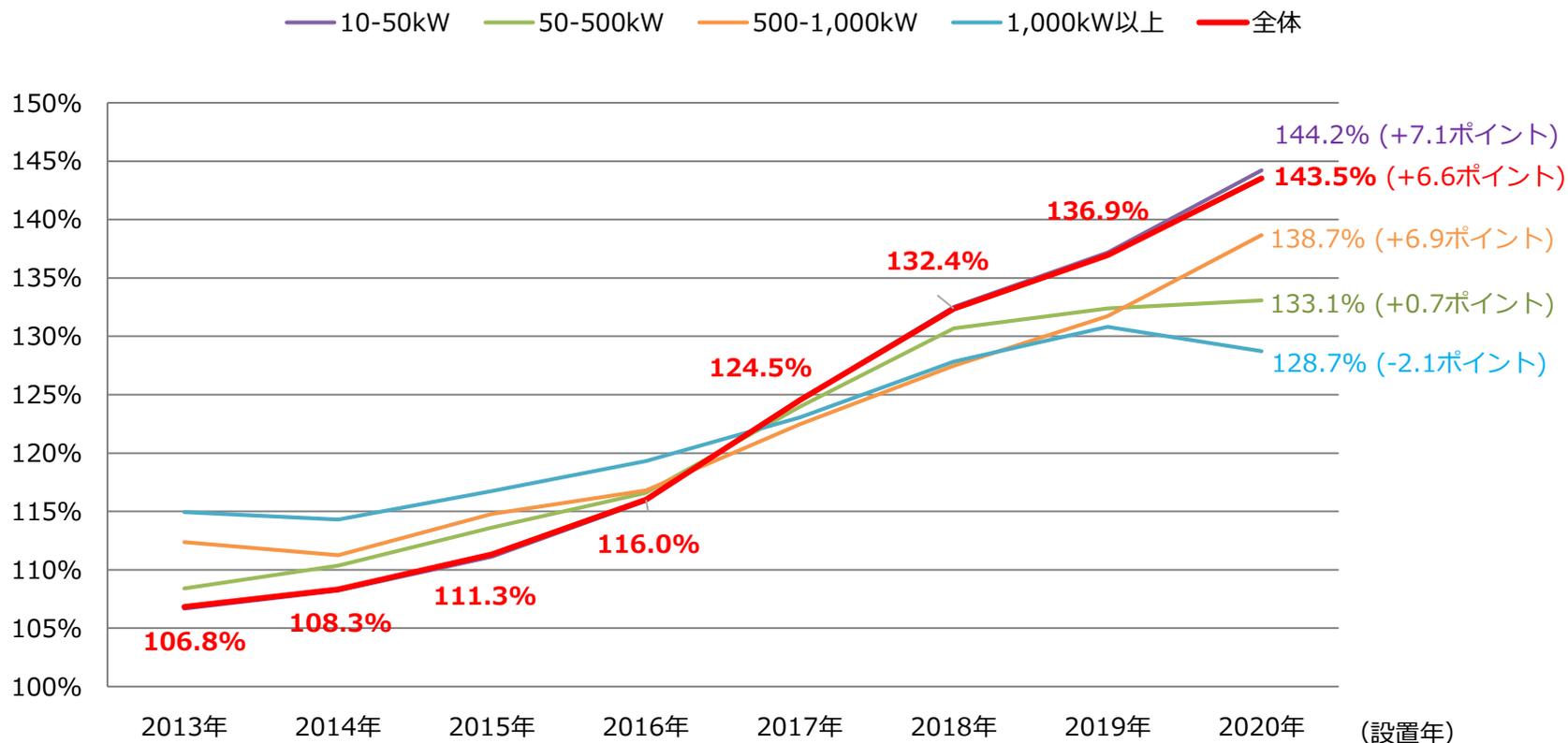
- 事業用太陽光発電の設備利用率は上昇傾向にあり、**直近の期間**（2019年6月から2020年5月まで）の設備利用率は、**10kW以上全体では14.2%**（前年比-0.3ポイント）となった。
- より効率的な事業の実施を促していくため、**2019年度・2020年度の想定値（17.2%）**は、**システム費用のトップランナーの水準を参考**に、上位の実績を参照して設定している。
- なお、**過積載率は全体的に増加傾向が継続**しているものの、その増加ペースは規模によって異なる（次頁参照）。
- また、設備利用率は、パネル性能や過積載率だけではなく、**天候によって左右される**ことにも留意が必要。

買取期間	設備利用率（平均値）				
	10kW以上 全体	50kW 以上	250kW 以上	1,000kW 以上	2,000kW 以上
2018年6月－ 2019年5月	14.5%	15.1%	15.5%	16.0%	17.0%
2019年6月－ 2020年5月	14.2%	14.8%	15.2%	15.6%	16.6%
2020年度 想定値	17.2%				

%	事業用 設備利用率			
	10kW以上 全体	50kW 以上	250kW 以上	1,000kW 以上
5%	20.02%	19.32%	19.52%	19.65%
10%	18.02%	18.26%	18.48%	18.71%
15%	16.81%	17.52%	17.77%	18.07%
20%	16.05%	16.97%	17.26%	17.56%
25%	15.53%	16.50%	16.81%	17.15%
30%	15.12%	16.09%	16.41%	16.80%
35%	14.78%	15.70%	16.04%	16.44%
40%	14.48%	15.35%	15.70%	16.10%
45%	14.20%	15.00%	15.38%	15.80%
50%	13.93%	14.68%	15.06%	15.52%

- 定期報告データにより、事業用太陽光発電案件のうち過積載を行っている事業者を抽出して分析すると、1,000kW以上を除く規模で過積載が進んでいることが確認されたが、その増加ペースは規模によって異なる。

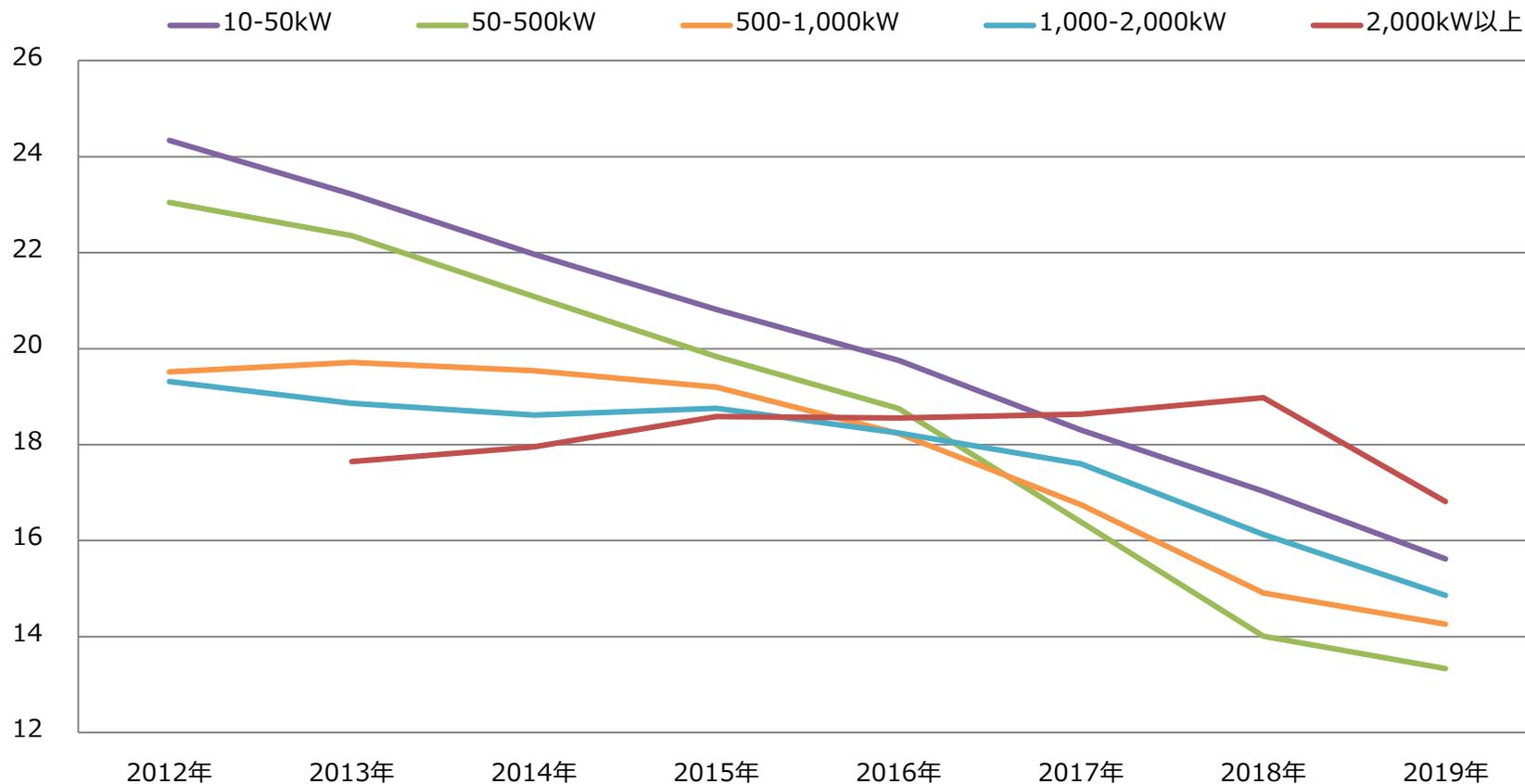
<過積載率の推移>



- 各年に設置された案件のkWh当たりコストの平均値の推移を見ると、**着実なコスト低減傾向が見られ、2019年設置のコストは概ね13~16円/kWh程度**となっている。

<kWh当たり平均発電単価の推移>

(円/kWh)



(設置年)

(参考) 事業用太陽光における認定年度・設置年別のシステム費用

■ 事業用太陽光における認定年度・設置年別のシステム費用を見ると、**設置年が直近になるにつれてシステム費用の水準は低減傾向**にあり、また、**同じ設置年では直近の認定年度のほうが多少低い**が概ね同水準となっている。

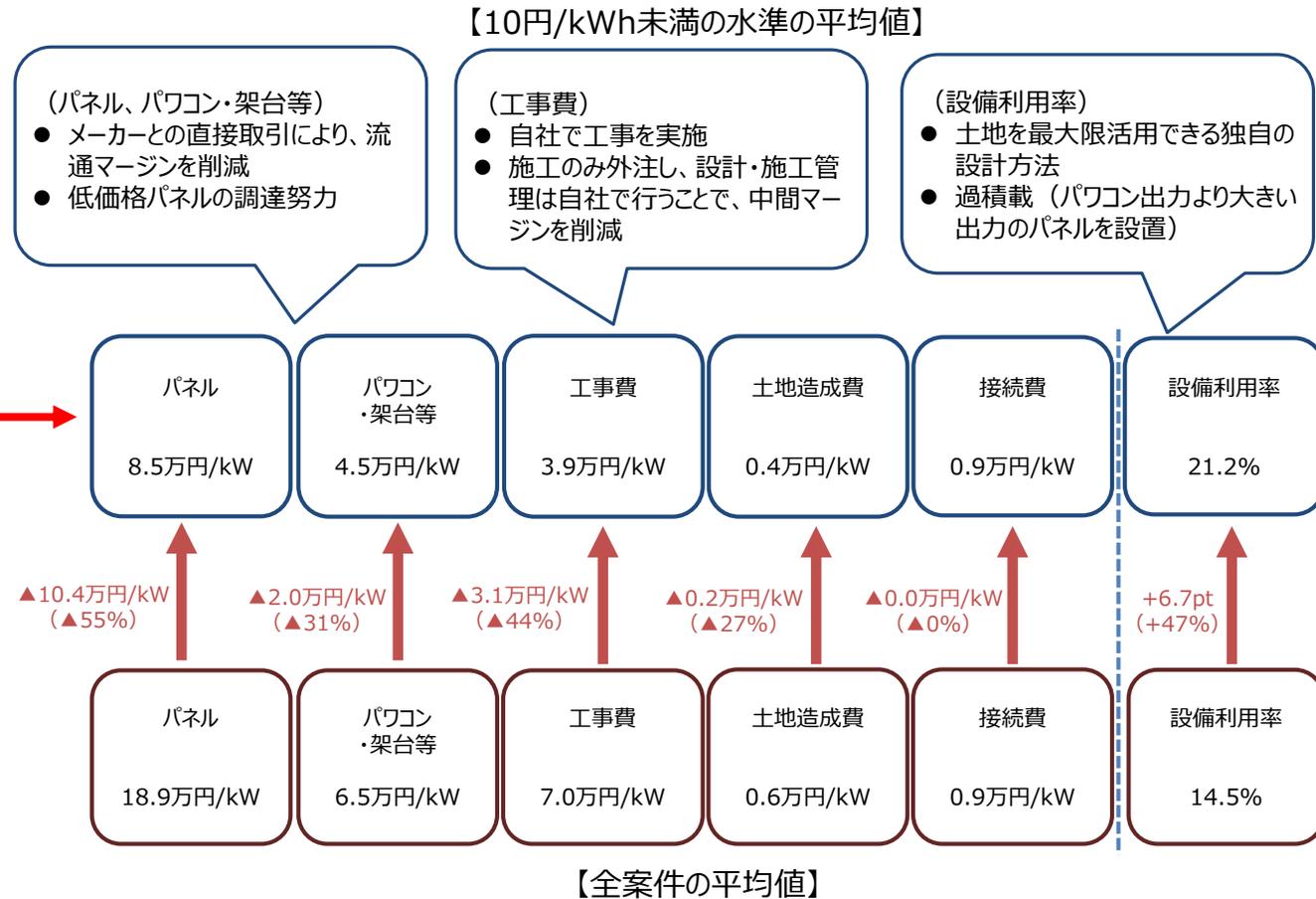
設置年 認定年度	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年
2012年度認定	6,493件	46,201件	10,104件	3,135件	1,418件	760件	523件	216件	102件
	40.7万円/kW	36.5万円/kW	33.9万円/kW	32.7万円/kW	34.3万円/kW	32.6万円/kW	31.6万円/kW	26.3万円/kW	30.6万円/kW
2013年度認定		14,786件	74,578件	28,813件	12,981件	7,326件	3,880件	2,555件	1,264件
		36.2万円/kW	32.7万円/kW	32.1万円/kW	31.7万円/kW	31.9万円/kW	31.8万円/kW	27.8万円/kW	23.0万円/kW
2014年度認定			17,730件	51,977件	12,513件	3,677件	1,374件	963件	431件
			33.6万円/kW	31.6万円/kW	30.1万円/kW	29.7万円/kW	28.5万円/kW	26.0万円/kW	21.9万円/kW
2015年度認定 ※～6/30				4,084件	3,261件	494件	188件	115件	47件
				31.9万円/kW	31.3万円/kW	30.1万円/kW	28.8万円/kW	24.6万円/kW	25.6万円/kW
2015年度認定 ※7/1～				3,456件	19,415件	4,109件	1,037件	510件	211件
				31.2万円/kW	31.0万円/kW	29.0万円/kW	29.2万円/kW	26.0万円/kW	25.5万円/kW
2016年度認定					7,694件	23,187件	6,107件	2,362件	1,081件
					29.9万円/kW	29.2万円/kW	28.3万円/kW	26.4万円/kW	24.2万円/kW
2017年度認定						4,709件	10,449件	1,407件	297件
						29.2万円/kW	26.8万円/kW	27.8万円/kW	26.1万円/kW
2018年度認定							12,158件	16,946件	3,985件
							25.6万円/kW	25.3万円/kW	26.8万円/kW
2019年度認定								5,351件	3,724件
								21.7万円/kW	21.0万円/kW
2020年度認定									90件
									26.4万円/kW

令和2年度の調達価格等算定委員会で使用している定期報告データより作成。10万円/kW未満及び100万円/kW以上の案件は排除している。

上段：分析対象件数、下段：システム費用中央値

- 事業用太陽光発電について、定期報告データの提出があり、かつ設備利用率が確認できた事業者（402,510件）のうち、**1,968件（全体の0.5%）**が10円/kWh未満で事業を実施できている、**全体に占める割合は増加傾向**にある。
- 10円/kWh未満の事業者は、パネル、パワコン・架台等、工事費が**平均的な案件の半額程度**だった。設備利用率は**平均的な案件より4～5割程度高く、21.2%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	13件
7円/kWh～8円/kWh	91件
8円/kWh～9円/kWh	582件
9円/kWh～10円/kWh	1,282件
10円/kWh～11円/kWh	2,740件
11円/kWh～12円/kWh	5,410件
12円/kWh～13円/kWh	8,606件
13円/kWh～14円/kWh	12,429件
14円/kWh～15円/kWh	16,250件
15円/kWh～16円/kWh	19,249件
16円/kWh～17円/kWh	21,735件
17円/kWh～18円/kWh	24,411件
18円/kWh～19円/kWh	27,008件
19円/kWh～20円/kWh	29,614件
20円/kWh以上	233,090件
合計	402,510件



(パネル、パワコン・架台等)

- メーカーとの直接取引により、流通マージンを削減
- 低価格パネルの調達努力

(工事費)

- 自社で工事を実施
- 施工のみ外注し、設計・施工管理は自社で行うことで、中間マージンを削減

(設備利用率)

- 土地を最大限活用できる独自の設計方法
- 過積載（パワコン出力より大きい出力のパネルを設置）

(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%と仮定し、最新の調達価格の想定値を使用した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。

(2) 国内の動向：自家消費型地域活用電源（要件具備に要する費用） 43

- **2020年度より、小規模事業用太陽光発電（10-50kW）については、自家消費型の地域活用要件が設定されている。**具体的には、①再エネ発電設備の設置場所で少なくとも30%の自家消費等を実施すること※¹、②**災害時に自立運転**※²を行い、**給電用コンセントを一般の用に供すること**、①②両方をFIT認定の要件として求めている。
※¹：農地一時転用許可期間が10年間となり得る営農型太陽光は、自家消費等を行わないものであっても、災害時活用を条件に、FIT制度の対象。
※²：災害時のブラックスタート（停電時に外部電源なしで発電を再開すること）が可能であること。
- この災害時の活用のために必要となる費用は、昨年度の事務局による事業者ヒアリングに基づくと、**2,820円/kW程度**と考えられることから、**2020年度の太陽光発電（10-50kW）の資本費の想定値には、地域活用要件具備に要する費用として、0.3万円/kW分を加えている。**
- この地域活用要件を求めている太陽光発電（10-50kW）について、**定期報告データは現時点で得られていない。**

第3回再エネ主力電源化制度改革小委員会（2019年10月28日）事務局資料より抜粋

<事業用太陽光発電の新設時における自立運転モードの設置に必要な事項>

✓ 自立運転モードに対応可能なパワコンを購入する

※ 50kW未満の低圧設備では、自立運転モードに対応可能な住宅用のパワコンを流用することが可能であり、追加的負担はほぼないものと考えられる。

✓ 非常時のコンセントBOX・その架台を購入する

31,000円程度

✓ コンセントBOXに接続するためのケーブル等を購入する

50,000円程度

✓ 追加的な工事（非常時のコンセントBOXまでの配線等）を行う

60,000円程度

141,000円程度
(= 2,820円/kW)

※ 事業者ヒアリングをもとに資源エネルギー庁推計。

- 自家消費型の地域活用要件が設定されている事業用太陽光発電（10-50kW）は、**それより大規模な案件と比べて相対的にコストが高い**。このため、2020年度の調達価格（10-50kW）は、再エネ発電事業を「効率的に」実施した場合に「通常要する費用」に見合ったシステム費用の想定値として、**10kW以上全体でトップランナー分析**を行って設定した。具体的には、自家消費型の地域活用要件が設定されない規模と同様、3年前の設置案件のどの水準に、直近（2019年1月～2019年9月）の設置案件の中央値が位置しているかを確認し、**上位21%をトップランナー水準として採用**した。
- **2020年設置案件（10kW以上）の上位21%は18.18万円/kW**であり、**2020年度の調達価格における想定値21.2万円/kWから低減**した。
- なお、その他の諸元は、昨年度の本委員会にて、**2020年度は地域活用要件の設定されない規模の想定値と同額**としつつ、**今後地域活用要件を具備する案件のコストデータの収集が進んだ時点で検証を行い、必要に応じて見直す**とされた。

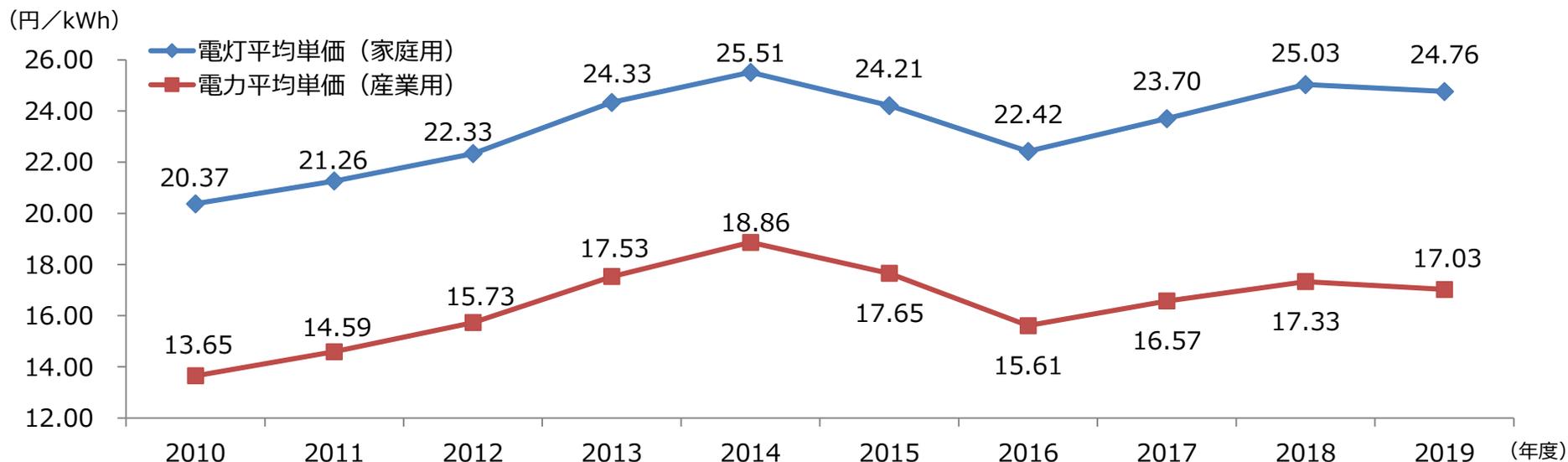
<10kW以上のトップランナー分析>

%	2020年1～9月設置 (10kW以上) N=11,235 [万円/kW]	2019年1～12月設置 (10kW以上) N=30,426 [万円/kW]	2018年1～12月設置 (10kW以上) N=35,736 [万円/kW]	2017年1～12月設置 (10kW以上) N=44,415 [万円/kW]
5%	14.82	15.67	16.85	18.24
10%	16.43	17.58	19.58	19.88
15%	17.43	18.71	21.27	21.43
20%	17.98	19.85	22.69	23.09
21%	18.18	20.04	22.95	23.39
22%	18.35	20.28	23.14	23.70
23%	18.44	20.57	23.31	24.00
24%	18.64	20.83	23.47	24.24
25%	18.82	21.03	23.58	24.48
30%	19.82	21.70	24.37	25.70
35%	20.83	22.44	25.00	26.75
40%	21.82	23.36	25.82	27.82
45%	22.77	24.06	26.42	28.80
50%	23.82	24.75	26.88	29.45

※いずれも、2020年10月14日末時点までに報告された定期報告を対象。

- 自家消費型の地域活用要件が設定されている事業用太陽光発電（10-50kW）については、調達価格の設定に当たって、自家消費分の便益が想定されている。
- 2020年度の自家消費分の便益については、大手電力の直近7年間（2012年度～2018年度）の産業用電気料金単価を踏まえ、18.74円/kWhと設定されている。
- 同様に、大手電力のFIT制度開始時点から最新の直近8年間（2012年度～2019年度）の平均値に現行の消費税率（10%）を加味すると、**18.74円/kWh**になる。

＜大手電力の電気料金平均単価（税抜）の推移＞



- 昨年度の本委員会では、FIT制度を利用しない自家消費比率100%（全量自家消費）案件があることを紹介したが、最近では、全量自家消費のモデルに限らず、再生可能エネルギーのニーズの高まりに応じ、非FIT太陽光発電の運転が開始している。今後、さらに非FIT太陽光発電の開発が推進されると期待される。

ヒューリック株式会社・株式会社アドバンス



- ✓ ヒューリック株式会社は、RE100の達成手法としてFIT制度を採用しない太陽光発電を自社で保有することによって100%再生可能エネルギー化を実現するために、事業パートナーとなる株式会社アドバンスと太陽光発電の開発を推進。2020年10月、第1号物件となる太陽光発電設備（埼玉県加須市）が完成し、発電を開始。発電規模は1,311kW。
- ✓ ヒューリック株式会社は、2025年RE100達成に向け、引き続き、非FIT太陽光発電の開発を推進していく。

（出典）ヒューリック株式会社 HP ニュースリリース（2020年10月22日）

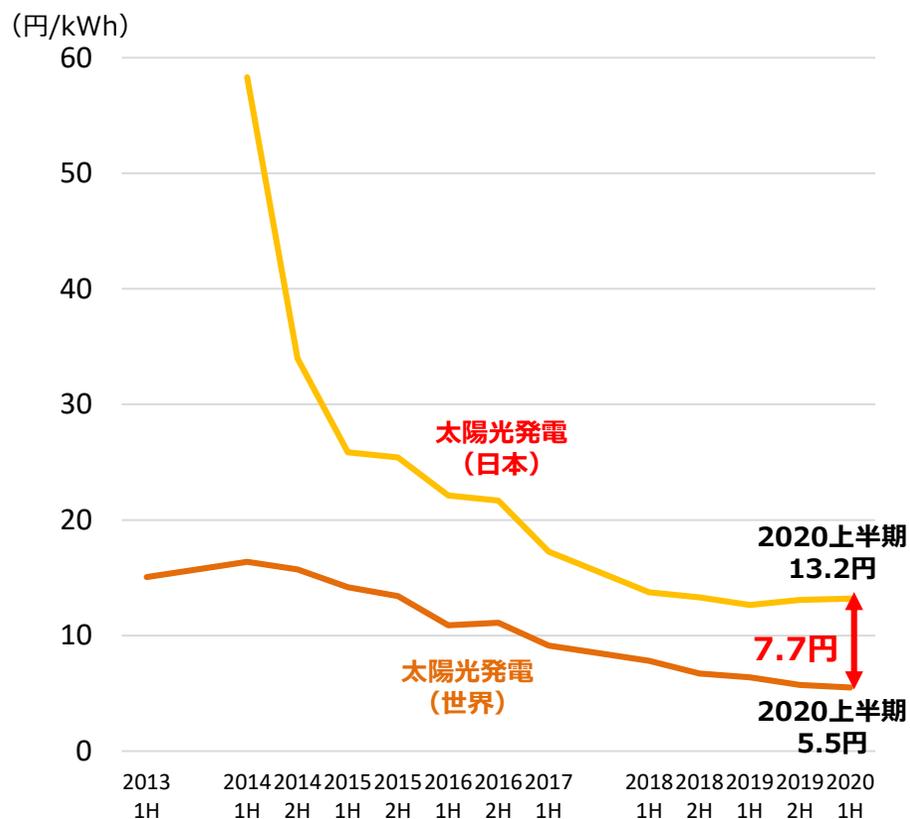
株式会社ウエストホールディングス ・大阪ガス株式会社

- ✓ 日本においても、RE100など環境志向の高まっている傾向にある中、再生エネルギーを利用した企業活動の推進を望まれる顧客ニーズにこたえるべく、株式会社ウエストグループは新設非FITの太陽光発電所建設を行っている。
- ✓ 2020年9月、その第1号となる発電所が運転開始。本発電所で発電した電力は、ウエストグループが大阪ガス株式会社と2020年8月に契約締結した新設非FIT太陽光発電設備に由来する電力契約に基づき、大阪ガスへ長期間にわたり供給する。
- ✓ ウエストグループは、今後3年間で1GWの非FIT太陽光発電建設を行い、再生可能エネルギーの普及に貢献する。

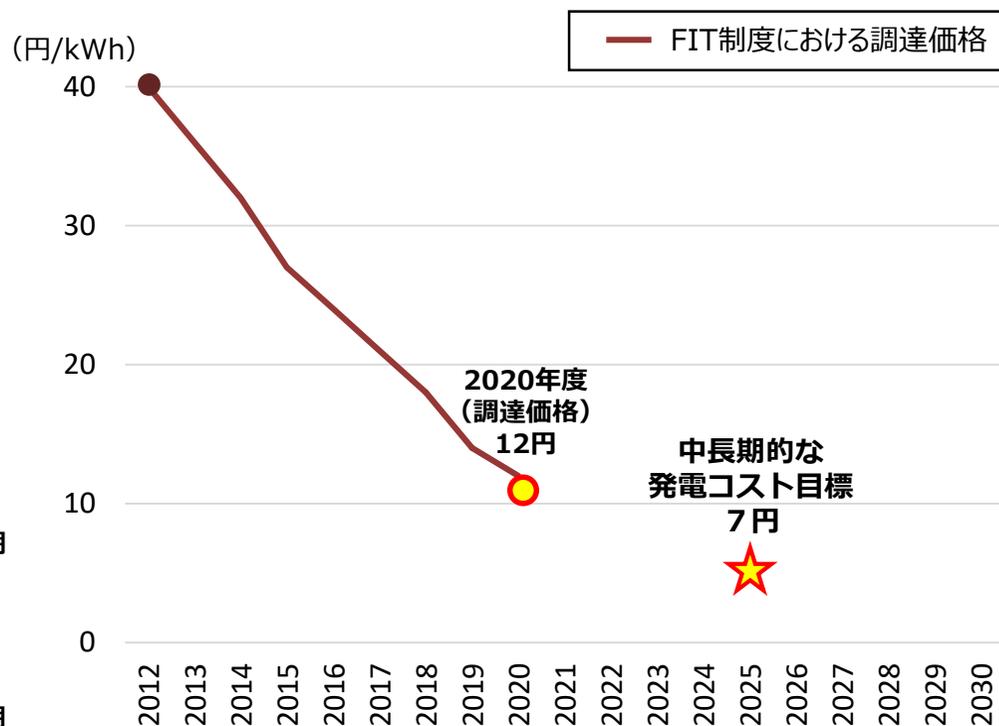
（出典）株式会社ウエストホールディングス HP ニュースリリース（2020年9月1日）

- 太陽光発電のコストは低減しているものの、依然として世界より高く、低減スピードも鈍化の傾向。
- 再エネ導入拡大と国民負担抑制の観点から、FIT制度で掲げている**2025年発電コスト7円/kWhの目標に向けて、取り組んでいく必要**がある。一方で、**導入拡大により適地が減少し、コスト増となっていく懸念**もある。

＜世界と日本の太陽光発電のコスト推移＞



＜事業用太陽光の価格目標のイメージ＞



※折れ線は、毎年度、調達価格等算定委員会の意見を聞いて経済産業大臣が決定している調達価格を指す。
 なお、2020年度については、上記のうち50kW以上の調達価格。
 ※「中長期的な発電コスト目標」とは、2025年に運転開始する案件の平均的な発電コストで7円/kWhとされているものであり、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。
 ※調達価格に換算（内部収益率IRR5%）すると、8.5円/kWhに相当する。

<調達価格の設定方法>

- 事業用太陽光発電の**価格目標「2025年に運転開始する案件の平均的な発電コストで7円/kWh」を達成し、国民負担の抑制と最大限の導入を進めるためには、2025年に運転開始する案件の平均的な調達価格（または基準価格）が8.5円/kWh相当※でなければならない。**※8.5円/kWhは、IRR5%を想定して調達価格（または基準価格）に換算した額であり、IRRの想定値に応じて変わる。

事業用太陽光について、認定から運転開始までの所要年数を、2020年3月時点で運転を開始している案件を対象に集計したところ、1年以内が70.5%、2年以内が89.8%、3年以内が94.9%となっていた※。これをふまえると、**認定から運転開始までの平均的な年数は、実績ベースで1年以内と考えられる。**したがって、価格目標を達成するためには、**調達価格（または基準価格）が、2023～2024年度頃には8～9円/kWh相当であることが必要**となる。

※なお、運転開始に至った年月については、買取実績を根拠に集計したため、実際の運転開始と数ヶ月程度の誤差が生じている可能性がある。

- 調達価格は、**再エネ特措法上、再エネ電気の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等**を基礎とし、**価格目標その他の事情を勘案して定めると規定**されている。

これまでの調達価格は、**価格目標との整合性を踏まえつつ、毎年のコスト低減状況からトップランナー方式等による必要コストの積み上げ**により設定してきた。しかし、**今年の実績を確認すると、低減傾向が鈍化しているため、これまでと同様の価格設定方式では、価格目標への道筋が不透明**となる状況。そこで、トップランナー方式だけではなく、**価格目標をより意識し、「2025年に運転開始する案件の平均的な発電コストで7円/kWh」という価格目標の達成に向けた道筋が見えるかたちで、足下の調達価格（または基準価格）を設定してはどうか。**

<調達価格の設定年度>

- その場合、**同時にコスト低減に向けてより効率的な案件形成を促進する必要がある**のではないかと。事業者からは、「複数年度の目標値が公開されていると案件開発が効率化できる」という声があることも踏まえ、上記のように**調達価格や基準価格が低減するなかでも案件開発が計画的に進むよう、事業用太陽光発電の調達価格かつ基準価格について、2021年度に加え、2022年度も設定してはどうか。**

- 昨年度の本委員会で、50kW以上の事業用太陽光発電については、地域での活用実態等を踏まえて、今後、地域活用の在り方を検討することとした。また、小規模事業用太陽光発電（10-50kW）については、地域において信頼を獲得し、長期安定的に事業運営を進めるため、自家消費を前提とした設備等の支援に重点化していくという方針を整理し、今年度から自家消費型の地域活用要件を設定している。
- こうしたなか、10/30に実施された本委員会における業界ヒアリングでは、50-250kWについても地域活用電源を定義してほしい、10-50kWについては現在の自家消費要件に加えて自家消費以外の地域活用要件によるFITを適用してほしい、という要望があった。これに対し、委員からは、以下のような御指摘があった。
 - FIT制度からFIP制度、そして最終的には自立するなかで、太陽光はかなり量が増えており、早期に自立すべきではないか。
 - 原則として、FIP制度や入札制に移行すべきであり、その過程で、移行すると社会的に非効率が発生する、といった著しく不合理であると認められるものに限り、地域活用電源などの別の方法を検討すべきではないか。
- また、最近では、再生可能エネルギーのニーズの高まりに応じ、非FIT太陽光発電の運転も開始しており、今後、さらに非FIT太陽光発電の開発が推進されると期待される。
- こうした非FIT太陽光発電の活用実態や動向、委員からの御指摘をふまえると、50kW以上の事業用太陽光発電については、地域活用要件を設定してFIT制度による支援を当面継続していくのではなく、電源毎の状況や事業環境をふまえながらFIP制度の対象を徐々に拡大し、早期の自立を促すべきではないか。
- また、自家消費型の地域活用要件が設定された事業用太陽光（10-50kW）については、昨年度の本委員会で、自家消費型への支援重点化を含めて整理したところであり、かかる事業の定期報告データが出てきていない現時点においては、現行の地域活用要件を維持して様子を見ることとしてはどうか。その際、調達価格については、2021年度以降も、2020年度と同じように、地域活用要件の具備に要する費用や自家消費分の便益を考慮して設定する方向としてはどうか。

太陽光発電

I 太陽光発電（共通）

①太陽光発電の2022年度以降の取扱い

II 事業用太陽光発電

①2021年度の調達価格（入札対象範囲外）

②2021年度の入札制

③廃棄等費用の取扱い

III 住宅用太陽光発電

(1) これまでの入札結果：太陽光

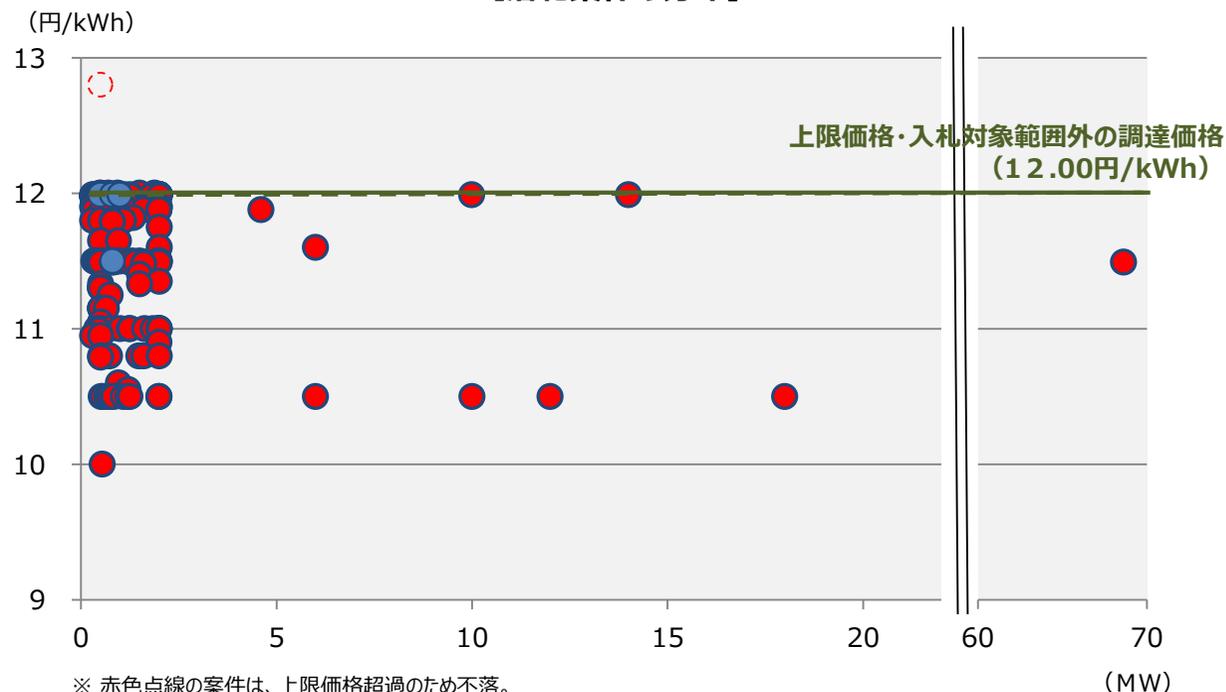
- **事業用太陽光発電**については、2017年度から入札制に移行。入札対象範囲は、2017年度は「2,000kW以上」、2019年度上期から「500kW以上」、2020年度上期から「250kW以上」に拡大。

	事業用太陽光						
	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回	第6回	第7回
実施時期	2017年度	2018年度 上期	2018年度 下期	2019年度 上期	2019年度 下期	2020年度 上期	2020年度 下期
入札対象	2,000kW以上			500kW以上		250kW以上	
募集容量	500MW	250MW	197MW	300MW	416MW	750MW	750MW
上限価格	21円/kWh (事前公表)	15.5円/kWh (事前非公表)	15.5円/kWh (事前非公表)	14.0円/kWh (事前非公表)	13.0円/kWh (事前非公表)	12.0円/kWh (事前非公表)	事前非公表
入札容量 (件数)	141MW (9件)	197MW (9件)	307MW (16件)	266MW (71件)	186MW (72件)	369MW (255件)	
平均入札価格	19.64円/kWh	17.06円/kWh	15.40円/kWh	13.46円/kWh	13.38円/kWh	11.49円/kWh	
落札容量 (件数)	141MW (9件)	0MW (0件)	197MW (7件)	196MW (63件)	40MW (27件)	368MW (254件)	
最高落札価格	21.00円/kWh	-	15.45円/kWh	13.99円/kWh	13.00円/kWh	12.00円/kWh	
平均落札価格	19.64円/kWh	-	15.17円/kWh	12.98円/kWh	12.57円/kWh	11.48円/kWh	
最低落札価格	17.20円/kWh	-	14.25円/kWh	10.50円/kWh	10.99円/kWh	10.00円/kWh	
調達価格決定方法	応札額を調達価格として採用 (pay as bid 方式)						

(1) これまでの入札結果：第6回太陽光入札（直近の入札）

- 太陽光第6回（2020年度上期）の入札は、**募集容量：750MWを上限価格を非公表として実施し、実際の入札件数・容量は255件・369MWとなり、募集容量を下回った。**平均入札価格は11.49円/kWhだった。
- **254件・368MWが落札**し、落札できなかった案件は1件のみであった。**平均落札価格は11.48円/kWh・最低落札価格10.00円/kWh。**
- 前回（第5回）の入札と比べて、**平均入札価格（▲1.89円/kWh）・平均落札価格（▲1.09円/kWh）**のいずれについても、**コスト低減効果が確認**された。

【落札案件の分布】



※ 赤色点線の案件は、上限価格超過のため不落。
青色の案件は、落札後、第2次保証金が納付されず落札者決定取消し。

入札の結果

入札参加申込件数・容量 : 346件・527 MW
参加資格を得た件数・容量 : 321件・465 MW
実際の入札件数・容量 : 255件・369 MW

落札の結果

平均入札価格 : 11.49円/kWh
落札件数・容量 : 254件・368 MW
最低落札価格 : 10.00円/kWh
最高落札価格 : 12.00円/kWh
平均落札価格 : 11.48円/kWh



4-1. 入札制度についての要望

- コスト低減には、一定の市場規模が必要。
- 入札の募集容量の未達は、開発環境整備、コスト実態と入札上限価格の不整合もその原因と考える。
- 開発環境の改善による更なるコスト低減には時間が必要で、その間、上限価格の決定においては、入札容量確保のための上限価格検討が望まれる。
- 当面は、上限価格及び複数年度の目標値の公開により、事業者の努力目標を示し、案件開発の効率化を進めるほうが、入札参加者は増えると考えている。
- 入札対象容量は、現状維持が望まれる。

入札活性化にむけた事業者意見

1) 上限価格の公開

- 入札上限価格は、開発推進するか否かを検討する上での判断基準のため、公開した方が入札参加者の案件開発効率は改善され、案件数は増えると考ええる。
- 募集枠未達の場合の高額側の足切り等、上限貼り付き防止策の検討も必要か。

2) 入札対象容量

- 入札準備に必要な経費は事業規模比例で小さくなるわけではないので、小規模事業者、小規模設備ほど重い負担となる。
- 将来的に事業用の太陽光発電は入札とすべきだが、250kW未満については、2022年以降のFIP制度設計を踏まえた検討が必要ではないか。

3) 入札活性化のために

- 将来の上限価格トレンドの提示(複数年度の目標値開示)。将来案件の開発活性化に有効ではないか。
- 保証金の納付タイミングが落札直後となっている為、事業リスクを全て負うことができない案件はドロップせざるを得ない。保証金の支払い時期を見直すことはできないか。

(2) 国内の動向：事業用太陽光のFIT認定量・導入量（件数ベース） 54

■ 事業用太陽光発電のFIT認定件数について、例えば2019年度のFIT認定件数は以下のとおり。

- **50-100kWの規模帯は19件**（50kW以上全体の合計では1,543件）
- **100-250kWの規模帯は302件**（100kW以上全体の合計では1,524件）
- **250-500kWの規模帯は1,145件**（250kW以上全体の合計では1,222件）

<2020年度6月末時点のFIT認定件数・導入件数（件数ベース）>

単位：件

	10 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -750kW	750 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000 kW-	10kW- 全体合計
2012年度（40円）	93,837	556	2,447	1,907	966	1,073	2,185	371	103,342
2013年度（36円）	215,410	312	2,160	2,871	1,494	1,058	3,412	492	227,209
2014年度（32円）	134,513	180	1,668	1,644	694	380	1,072	208	140,359
2015年度（27円）	57,970	47	541	657	253	124	320	34	59,946
2016年度（24円）	73,093	32	601	946	335	196	388	59	75,650
2017年度（21円）	25,673	20	341	608	157	130	234	4	27,167
2018年度（18円）	91,855	48	715	1,396	399	302	687	6	95,408
2019年度（14円）	45,793 [96.7%] (2,124)	19 [0.0%] (1)	302 [0.6%] (14)	1,145 [2.4%] (41)	2 [0.0%] (0)	17 [0.0%] (0)	53 [0.1%] (0)	5 [0.0%] (0)	47,336 [100%] (2,180)
2020年度（12円/13円）	(348)	(1)	(3)	(1)	(0)	(0)	(0)	(0)	(353)
認定量	738,492 [95.1%]	1,215 [0.2%]	8,778 [1.1%]	11,175 [1.4%]	4,300 [0.6%]	3,280 [0.4%]	8,351 [1.1%]	1,179 [0.2%]	776,770 [100%]
うち導入量	602,903 [95%]	1,169 [0.2%]	7,817 [1.2%]	8,526 [1.3%]	3,699 [0.6%]	2,796 [0.4%]	6,875 [1.1%]	656 [0.1%]	634,441 [100%]

（注）四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。2020年度は4-6月のみのため括弧表記しており、参考として2019年度も4-6月のFIT認定量を括弧表記している。オレンジハイライトは入札対象区分。

(2) 国内の動向：事業用太陽光のFIT認定量・導入量（容量ベース） 55

- 事業用太陽光発電のFIT認定容量・導入容量については、例えば**100kW以上、250kW以上の案件が事業用全体に占める割合は、それぞれ、FIT認定量で68%・導入量で65%、FIT認定量で66%・導入量で62%。**

＜2020年度6月末時点のFIT認定量・導入量（容量ベース）＞

単位：MW

認定年度	10 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -750kW	750 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	10kW- 全体合計
2012年度（40円）	2,252	46	389	677	545	969	3,438	6,366	14,682
2013年度（36円）	6,457	27	366	1,002	826	911	5,167	9,462	24,218
2014年度（32円）	3,309	16	277	569	384	322	1,619	3,746	10,242
2015年度（27円）	1,555	4	91	226	143	104	478	755	3,356
2016年度（24円）	2,299	3	105	332	191	163	557	1,163	4,812
2017年度（21円）	639	2	59	222	93	109	348	39	1,511
2018年度（18円）	3,352	4	131	515	243	254	1,060	196	5,754
2019年度（14円）	1,714 [69.4%] (45)	2 [0.1%] (0)	56 [2.3%] (2)	481 [19.5%] (14)	1 [0.0%] (0)	15 [0.6%] (0)	93 [3.8%] (0)	107 [4.3%] (0)	2,470 [100%] (62)
2020年度（12円/13円）	(6)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(7)
認定量の合計	21,583 [32.2%]	104 [0.2%]	1,474 [2.2%]	4,023 [6%]	2,427 [3.6%]	2,848 [4.2%]	12,761 [19%]	21,834 [32.6%]	67,053 [100%]

うち導入量	15,830 [35.3%]	99 [0.2%]	1,298 [2.9%]	2,991 [6.7%]	2,073 [4.6%]	2,435 [5.4%]	10,403 [23.2%]	9,760 [21.7%]	44,889 [100%]
-------	-------------------	--------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-------------------	------------------	------------------

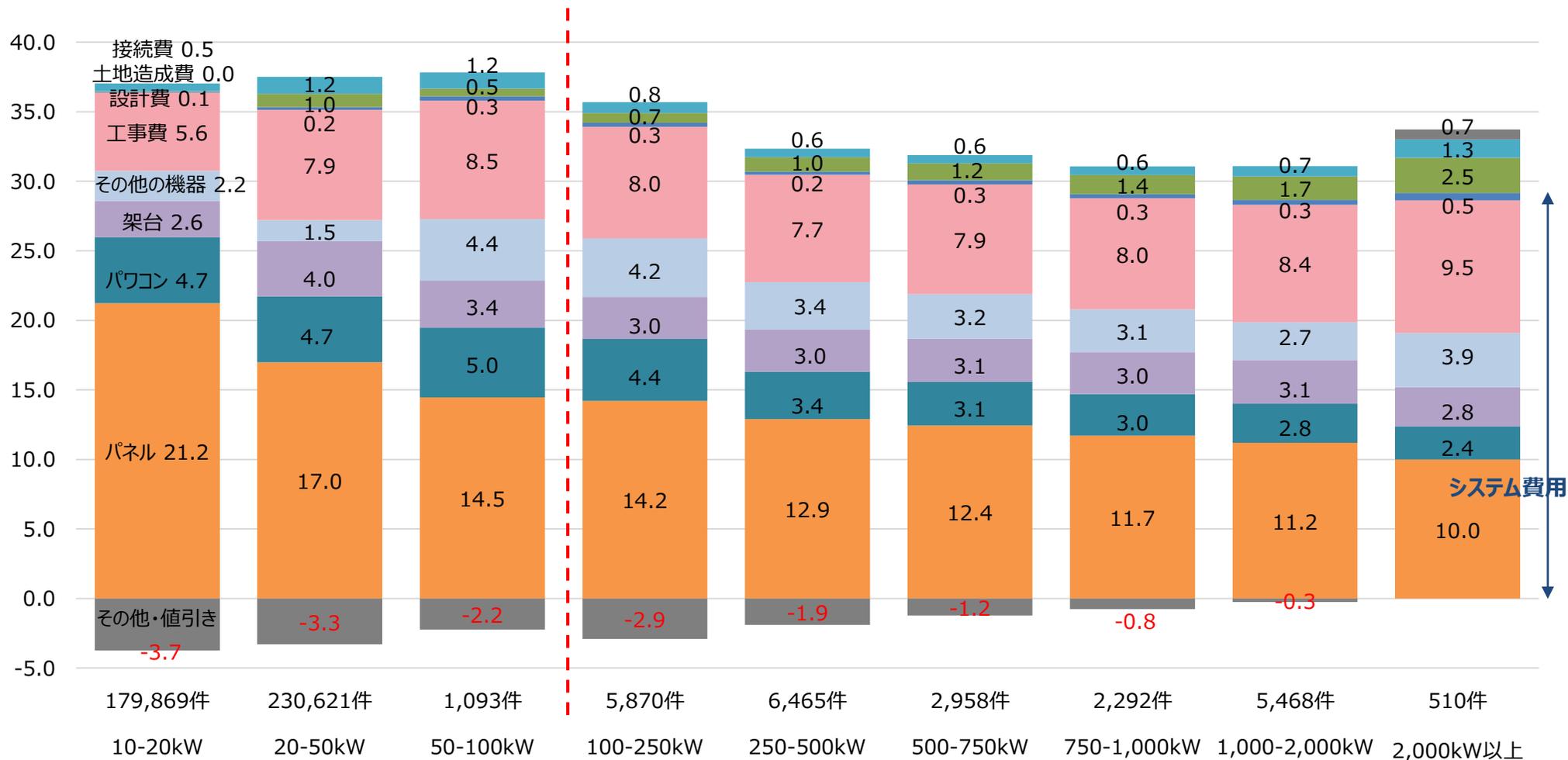
(注) 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。2020年度は4-6月のみのため括弧表記としており、参考として2019年度も4-6月のFIT認定量を括弧表記している。オレンジハイライトは入札対象区分。

(2) 国内の動向：資本費およびその構成の規模別動向（全設置期間） 56

- 事業用太陽光発電の規模別のコスト動向を定期報告データを用いて分析した結果、**10-100kWの規模帯は他の規模帯よりもコストが高く、100kW以上では規模帯によるコストの差は小さい傾向。**

<資本費内訳（全設置期間）>

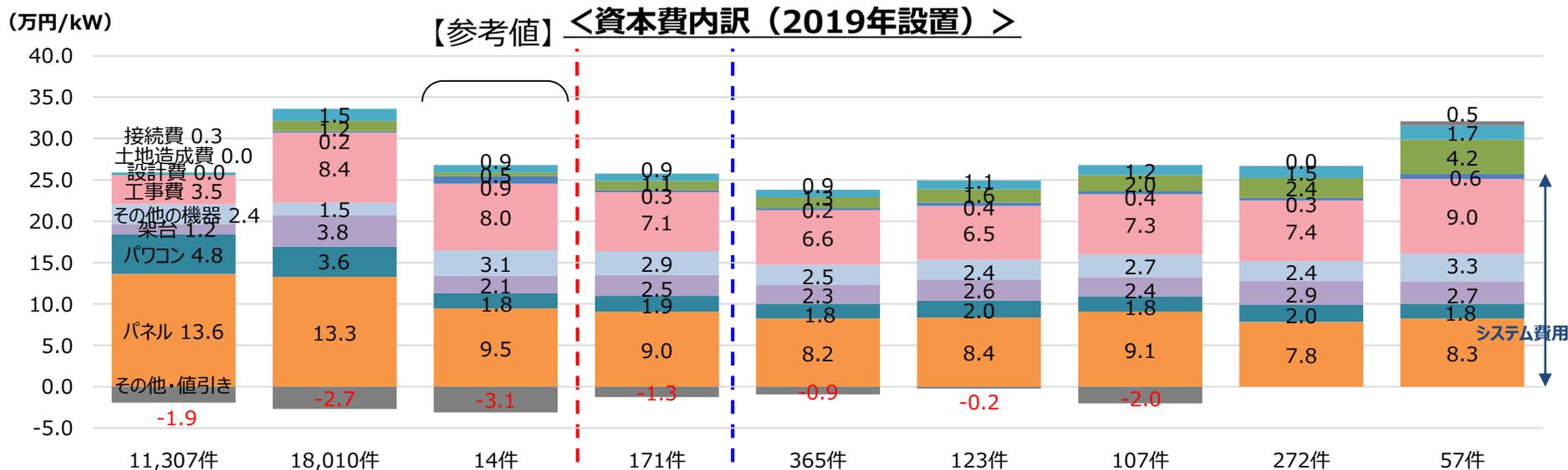
(万円/kW)



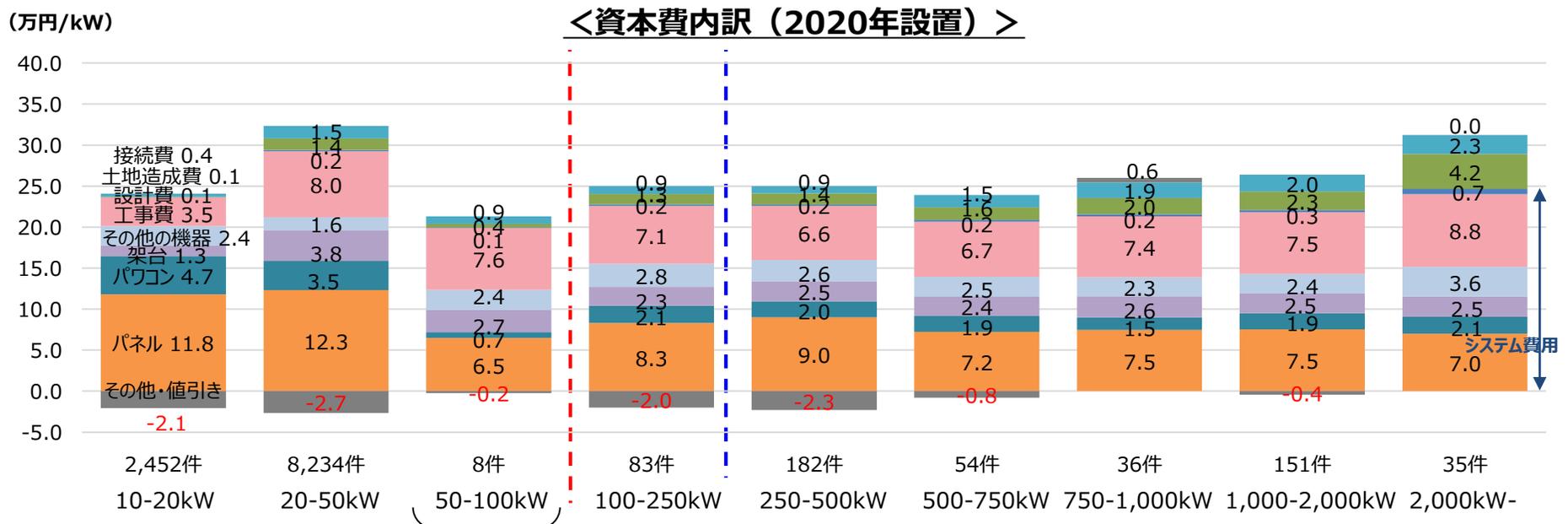
※2020年10月14日時点までに報告された定期報告を対象。

(2) 国内の動向：資本費およびその構成の規模別動向（直近設置案件）⁵⁷

2019年
設置案件



2020年
設置案件



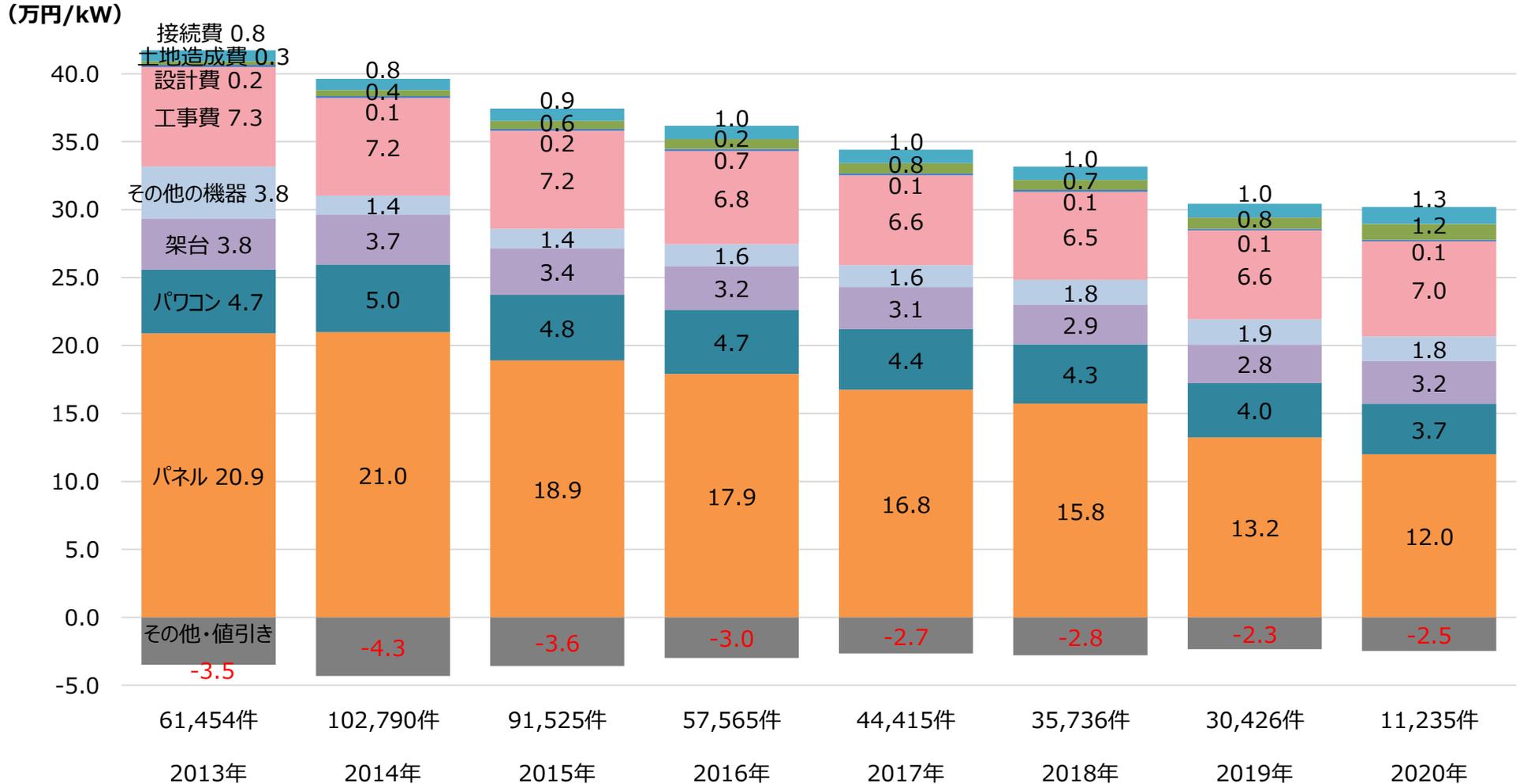
※2020年10月14日時点までに報告された定期報告を対象。

(※) 50-100kWについては、2019年設置案件が14件・2020年設置案件が8件のみと件数が少ないため、参考値である。

(2) 国内の動向：資本費およびその構成の設置年別推移（再掲）

- 設置年別に資本費の構成変化を見ると、パネル費用は急速に低減している（2013年から2020年までに▲43%）一方で、工事費の低減率はより緩やか（2013年から2020年まで▲4%）である。

<設置年別 資本費内訳（10kW以上全体）>



※2020年10月14日時点までに報告された定期報告を対象。

(3) 海外の制度動向：各国の入札対象範囲

■ 世界では、**入札制が広く活用**されている。なお、太陽光発電の入札対象規模の比較に当たっては、**日本は海外よりも小規模案件が多く、より対象範囲を広げなければ、海外と同等の入札参加量を確保することが難しい点には留意が必要**である。

	 日本	 ドイツ	 イギリス	 フランス	 イタリア
	再エネ比率：16.9% (2018年)	再エネ比率：33.4% (2017年)	再エネ比率：29.6% (2017年)	再エネ比率：16.6% (2017年)	再エネ比率：35.3% (2017年)
上限価格	事前非公表	事前公表	事前公表	事前公表	事前公表
太陽光	250kW～	750～10,000kW ※1	— ※2	屋根設置※1 (100～8,000kW) 地上設置※1 (500～30,000kW)	20kW～ ※3
陸上風力	—	750kW～	— ※2	7基～	○ ※3
洋上風力 ※5	着床式洋上風力 (※再エネ海域利用法適用 対象の洋上風力は別途)	○	○	○	— ※2
地熱	—	—	○	—	— ※2
水力	—	—	— ※2	1,000kW～	○ ※3
バイオマス	一般木材等 (10,000kW～) 液体燃料	150～20,000kW ※1	○ ※6	— ※4	○ ※3、※7

※1) これを超える規模は支援対象外。 ※2) 支援対象外。 ※3) 1,000kW以下については、1,000kW超とは別に総合評価方式により実施。

※4) 支援対象はバイオガス発電のみで、12,000kW超は支援対象外。 ※5) ドイツ・イギリス・フランスでは浮体式の実証案件のみ入札対象外。

※6) バイオマス設備のうち、バイオマス専焼CHP、高度変換技術、嫌気性消化（5,000kW超）が支援対象。 ※7) 下水ガスのみ支援対象。

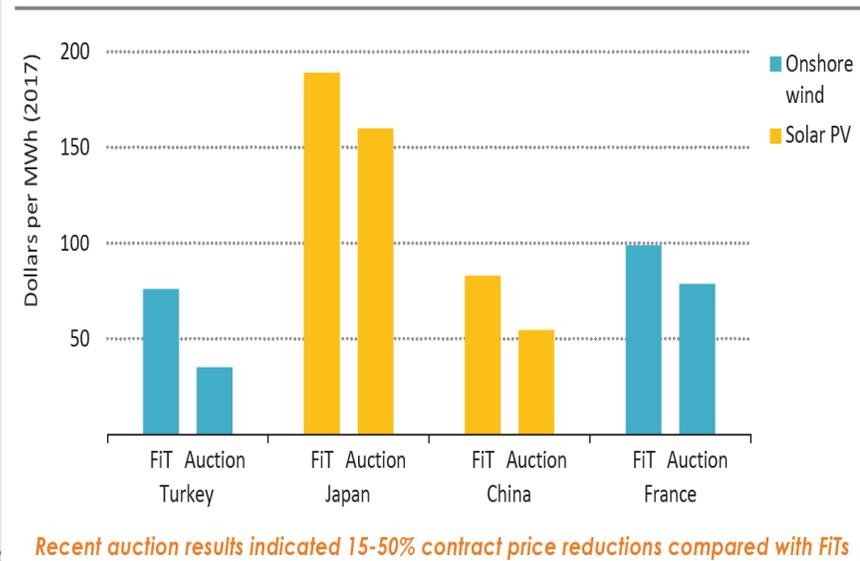
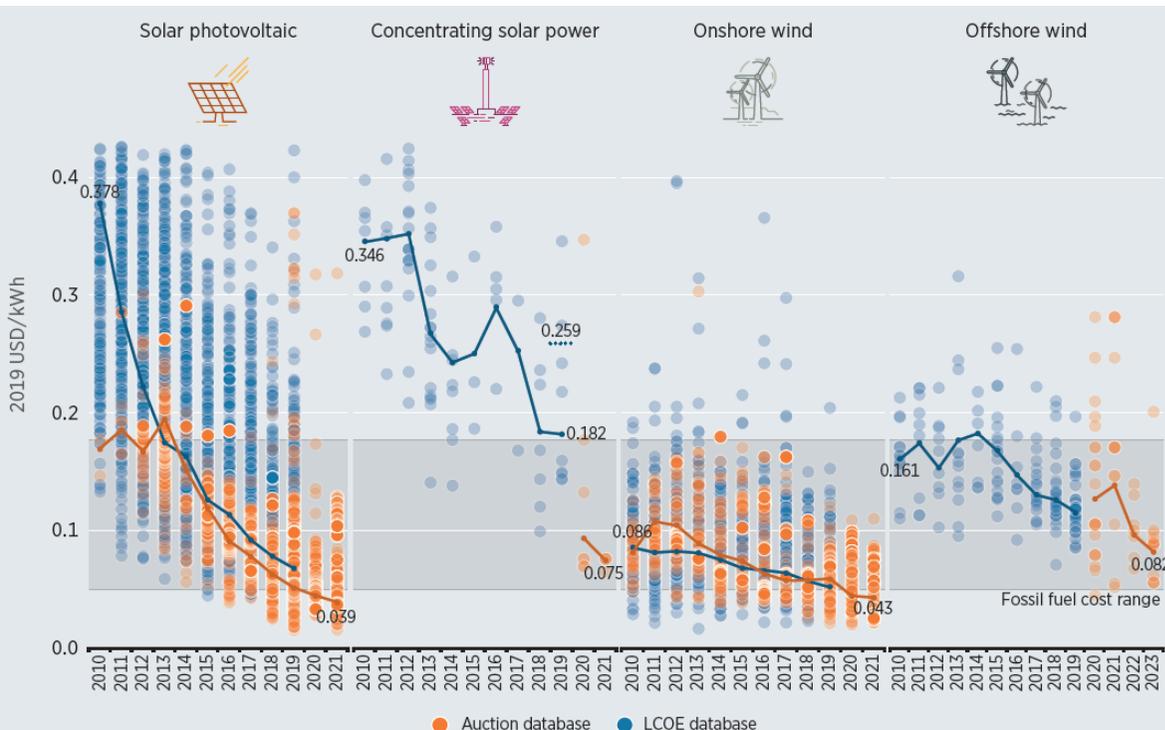
(出典) 資源エネルギー庁調査

調達価格等算定委員会（第60回）
（2020年9月29日）事務局資料より抜粋

- 複数の国際機関から、入札制の活用を通じて、事業者間の競争を通じたコストダウンが実現するというデータが示されている。
 - 世界の太陽光（Solar photovoltaic）のLCOEと入札による落札価格を比較すると、全体として、入札の落札価格の方が低い水準にある（左下図）。
 - 各国（トルコ・日本・中国・フランス）では、入札制の活用により、FIT制度の調達価格と比べて15～50%程度の価格低減効果が確認されている（右下図）。

＜世界のLCOEと入札による落札価格＞

＜各国における調達価格と入札による落札価格＞



出典：IEA「World Energy Outlook 2018」

Note: For CSP, the dashed blue bar in 2019 shows the weighted average value including projects in Israel.

出典：IRENA「Renewable Power Generation Costs in 2019」

<入札対象範囲>

- 事業用太陽光発電については、**2017年度から入札制を適用。入札対象範囲は**、2017年度から「2,000kW以上」、2019年度上期から「500kW以上」、2020年度上期から「250kW以上」と**拡大してきた**。
- 昨年度の本委員会では、「引き続き**コスト低減の加速を図るため、入札対象範囲を可能な限り拡大していくことが重要**である。」、「その際、(中略) **入札に伴う社会的トータルコストの増大も考慮する必要**がある。」ことをふまえ、「**将来の入札対象範囲の更なる拡大を見据えながら、地域活用要件の内容や適用範囲との関係も踏まえつつ、2020年度**の事業用太陽光発電の入札対象範囲は、「**250kW以上**」とする」こととした。
- 2020年度上期(第6回)の入札結果をみると、**入札・落札した事業の約4割(件数ベース)が新たに入札対象となった規模(250kW以上500kW未満)**であり、当該規模においても入札価格の低い事業が一定数あるなど、**競争が進んでいる**。
- 他方、**入札対象の拡大により件数が大幅に増加(第5回27件→第6回254件)しており、これ以上の拡大をする場合には、円滑に制度を運用するための体制整備も求められる**。また、10/30に実施された本委員会における**業界ヒアリング**では、**入札対象規模について現状維持の要望**があり、**入札準備に必要な経費は小規模ほど重い負担**となるという事業者意見の紹介もあった。**国内における規模別のコスト動向**をみると、資本費について、100kW以上250kW未満は、250kW以上と比較して高い。これらをふまえると、**現時点でより小規模な事業を入札対象にすることは、小規模事業の更なるコスト増加を招く可能性**がある。
- これらの状況をふまえると、**2021年度の事業用太陽光発電の入札対象範囲は、2020年度と同じく、「250kW以上」**としてはどうか。

<上限価格の事前公表/非公表>

- 入札の設計にあつては、
 - ① 上限価格を非公表としたうえで、相対的に余裕のある募集容量の下で、上限価格を意識して競争をする。
 - ② 上限価格を公表としたうえで、募集容量を絞り、限られた容量の下で、他の事業者と競争をする。という2つの大きな方向性がある。
- 上限価格の公表／非公表について、これまで、**2017年度の第1回は事前公表したが、第2回以降は事前非公表**で実施してきた。上限価格を事前非公表とすることについて、例えば、昨年度の本委員会では、「**2019年度の入札（中略）では、いずれも入札容量が募集容量を下回っていることを踏まえ**」、「**2020年度の入札については、上限価格への張付きを防止するため、いずれの電源・入札回についても、上限価格を非公表として実施する**」という意見を取りまとめている。また、2020年度上期（第6回）の入札でも、入札容量は募集容量を下回った。
- 他方、業界ヒアリングでは、上限価格を公開する要望があり、上限価格は開発推進の判断基準となるため公開したほうが案件数が増えると考えられるという事業者意見の紹介もあった。仮に、上限価格の公開によって**新規案件の継続的かつ効率的な開発が進めば、取引量が増加して更なるコスト効率化**がもたらされるなど、**好循環が生まれることも考えられる**。
- これらをふまえると、**2021年度の事業用太陽光発電の入札の上限価格の公表/非公表**については、
 - 案①：上限価格への張付きを防止するため、これまでに**引き続き、上限価格を非公表**として実施する
 - 案②：競争性と導入量を両方確保するため、上限価格を公表する一方で、例えば、**入札1回当たりの募集容量を減らして募集回数を増やす**などの取組も**同時に行う**といった方向性が考えられるが、**価格目標の達成**（2025年に発電コスト7円/kWh）**を見すえた確実なコスト低減と、再生可能エネルギーの最大限の導入を図っていく**には、案②の方向性が有効ではないか。
- ※ なお、**2021年度の事業用太陽光発電の入札にかかる**その他の事項（募集回数・募集容量等）は、本日の御議論及び第7回入札結果（12/25公表）をふまえて決定することとしてはどうか。

太陽光発電

I 太陽光発電（共通）

①太陽光発電の2022年度以降の取扱い

II 事業用太陽光発電

①2021年度の調達価格（入札対象範囲外）

②2021年度の入札制

③廃棄等費用の取扱い

III 住宅用太陽光発電

- 太陽光発電設備が、発電事業終了後、放置・不法投棄されるという懸念に対応するため、**廃棄等費用の確実な積立てを担保する制度**を施行予定。対象は、**10kW以上すべての太陽光発電※のFIT・FIP認定事業**。

※ただし、複数太陽光発電設備事業も対象。

	原則、源泉徴収的な外部積立て	例外的に、内部積立てを許容
廃棄処理の責任	<ul style="list-style-type: none"> 積立ての方法・金額にかかわらず、最終的に排出者が廃棄処理の責任を負うことが大前提 	
積立て主体	<ul style="list-style-type: none"> 認定事業者 (ただし、内部積立てについては、上場している親会社等が廃棄等費用を確保している場合に一部例外あり) 	
積立て金額水準・単価	<ul style="list-style-type: none"> 調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用 (入札案件は最低落札価格を基準に調整) 供給電力量 (kWh) ベース ※ 実際の廃棄処理で不足が発生した場合は事業者が確保 	<ul style="list-style-type: none"> 調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用と同水準 (認定容量 (kW) ベース) 以上 ※ 実際の廃棄処理で不足が発生した場合は事業者が確保
積立て時期	<ul style="list-style-type: none"> 調達期間/交付期間の終了前10年間 	<ul style="list-style-type: none"> 外部積立てと同じか、より早い時期
積立て頻度	<ul style="list-style-type: none"> 調達価格の支払・交付金の交付と同頻度 (現行制度では月1回) ※FIP認定事業で積立不足が発生した場合は、当該不足分は1年程度分まとめて積み立てる 	<ul style="list-style-type: none"> 定期報告 (年1回) により廃棄等費用の積立て状況を確認
積立金の使途・取戻し	<ul style="list-style-type: none"> 取戻しは、廃棄処理が確実に見込まれる資料提出が必要 調達期間/交付期間終了後は、事業終了・縮小のほか、パネル交換して事業継続する際にも、パネルが一定値を超える場合に取戻しを認める ※具体的には、認定上の太陽光パネル出力の15%以上かつ50kW以上 調達期間/交付期間中は、事業終了・縮小のみ取戻しを認める 	<ul style="list-style-type: none"> 基本的に、外部積立てと同じ場合のみ、取崩し 修繕等で資金が必要な場合の一時的な使用を認めるが、原則、1年以内に再び基準を満たす積み増しが必要
積立金の確保・管理	<ul style="list-style-type: none"> 電力広域的運営推進機関に外部積立て 電力広域的運営推進機関が適正に積立金を管理 事業者の倒産時も、取戻し条件は維持されるため債権者は任意に取り戻せず、事業譲渡時には積立金も承継する 積立て状況は公表 	<ul style="list-style-type: none"> 積立て主体が、使途が限定された預金口座若しくは金融商品取引所との関係で開示義務がある財務諸表に廃棄等費用を計上することにより確保、又は、資金確保の蓋然性が高い保険・保証により担保 金融機関との契約による口座確認又は会計監査等による財務状況の確認 内部積立条件を満たさなくなるときは、外部に積立て 積立て状況は公表
施行時期	<ul style="list-style-type: none"> 最も早い事業が積立てを開始する時期を2022年7月1日とする ※事業ごとの調達期間/交付期間終了時期に応じて、順次、積立てを開始 	

- **2019年度までの事業用太陽光発電の調達価格の設定に当たっては、資本費の5%を廃棄等費用として採用してきた。**こうした中、太陽光発電設備の廃棄等費用の確保に関するワーキンググループ（以下「廃棄等費用確保WG」）からの要請を受け、昨年度の本委員会では、**2020年度以降の廃棄等費用の想定値は、入札対象範囲の内外にかかわらず定額とし、その額は、調査結果や2019年度の想定値（約1万円/kW）も踏まえ、想定資本費の額にかかわらず、1万円/kWとすることとした。**また、運転開始11～20年目に分割して積み立てる想定で調達価格の算定を行うこととした。
- この想定値については、今後、廃棄等の実績が増えていく中で必要に応じ見直すこととし、**2021年度や2022年度の調達価格又は基準価格を算定するに当たっては、引き続き、入札対象範囲の内外にかかわらず、1万円/kWとしてはどうか。**
- また、廃棄等費用の確実な積立てを担保する制度では、法律上、**解体等積立基準額**（認定事業者が市場取引等又は特定契約若しくは一時調達契約により供給した電気**1 kWh当たりの積立額**）を経済産業大臣が定めることになっており、それを定めるに当たっては、あらかじめ、**調達価格等算定委員会の意見を聴いて、その意見を尊重**することとなっている。
- 廃棄等費用確保WGでは、最終的に積み立てる積立金の金額水準について、調達価格等算定委員会による調達価格又は基準価格の算定において想定してきている廃棄等費用としている。これを踏まえ、**解体等積立基準額は、各調達価格又は基準価格における想定設備利用率で電気供給したときに、調達期間又は交付期間の終了前10年間で、各調達価格又は基準価格における廃棄等費用の想定値を積み立てられるkWh当たりの単価**にすべきではないか。
- また、同WGでは、2019年度までの入札案件については、非入札案件において想定されてきた廃棄等費用の額を、当該年度の非入札案件の調達価格で除して、入札案件の最低落札価格を乗じた額とすることとしている。これを踏まえ、**2019年度までの入札案件の解体等積立基準額は、当該年度の調達価格の想定設備利用率で電気供給すると想定した単価**にすべきではないか。
- 加えて、2020年度から、**事業用太陽光（10-50kW）には自家消費型の地域活用要件が設定**されている。解体等積立基準額は、法律上、電気供給見込量を基礎として定めることになっているところ、当該案件は、**調達価格の算定における自家消費比率の想定値で電気供給すると想定した単価**にすべきではないか。
- また、解体等積立基準額は、**小数点第2位まで設定することとしてはどうか。**

(1) 廃棄等費用の取扱い (案) ②

認定年度※		調達価格	廃棄等費用の想定額	想定設備利用率	自家消費比率	解体等積立基準額
2012年度		40円/kWh	1.7万円/kW	12.0%	－	1.62円/kWh
2013年度		36円/kWh	1.5万円/kW	12.0%	－	1.40円/kWh
2014年度		32円/kWh	1.5万円/kW	13.0%	－	1.28円/kWh
2015年度		29円/kWh 27円/kWh	1.5万円/kW	14.0%	－	1.25円/kWh
2016年度		24円/kWh	1.3万円/kW	14.0%	－	1.09円/kWh
2017年度	入札対象外	21円/kWh	1.3万円/kW	15.1%	－	0.99円/kWh
	第1回入札対象	落札者ごと	1.1万円/kW	15.1%	－	0.81円/kWh
2018年度	入札対象外	18円/kWh	1.2万円/kW	17.1%	－	0.80円/kWh
	第2回入札対象	(落札者なし)	－	－	－	－
	第3回入札対象	落札者ごと	0.9万円/kW	17.1%	－	0.63円/kWh
2019年度	入札対象外	14円/kWh	1.0万円/kW	17.2%	－	0.66円/kWh
	第4回入札対象	落札者ごと	0.8万円/kW	17.2%	－	0.54円/kWh
	第5回入札対象	落札者ごと	0.8万円/kW	17.2%	－	0.52円/kWh
2020年度	10-50kW以外	12円/kWh	1万円/kW	17.2%	－	0.66円/kWh
	10-50kW	13円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh

※簡易的に認定年度を記載しているが、調達価格の算定において想定されている廃棄等費用を積み立てるという観点から、実際には、適用される調達価格に対応する解体等積立基準額が適用されることとする。

<参考> エネルギー供給強靱化法に含まれる再エネ促進法（改正再エネ特措法。2022年4月施行）における関連条文

第七節 解体等積立金

（解体等積立金の額）

第十五条の七 解体等積立金の額は、経済産業省令で定める期間ごとに、認定事業者が市場取引等又は特定契約若しくは一時調達契約により供給した再生可能エネルギー電気の量に**当該積立対象区分等に該当する再生可能エネルギー発電設備の解体等に通常要する費用の額及び再生可能エネルギー電気の供給の見込量を基礎として経済産業大臣が定める再生可能エネルギー電気一キロワット時当たりの額**（以下この条において「**解体等積立基準額**」という。）を乗じて得た額とする。

- 2 **経済産業大臣は、毎年度、当該年度の開始前に、積立対象区分等ごとに、解体等積立基準額を定めなければならない。**
- 3 経済産業大臣は、再生可能エネルギー発電設備の解体等に要する費用の額その他の事情に著しい変動が生じ、又は生ずるおそれがある場合において、特に必要があると認めるときは、解体等積立基準額を改定することができる。
- 4 **第二条の三第七項から第九項までの規定は、前二項の場合について準用する。**この場合において、同条第七項中「協議し、及び消費者政策の観点から消費者問題担当大臣の意見を聴く」とあるのは、「協議する」と読み替えるものとする。

※参考

第二条の三

1～6（略）

7 **経済産業大臣は、基準価格等を定めるときは、あらかじめ、当該再生可能エネルギー発電設備に係る所管に応じて農林水産大臣、国土交通大臣又は環境大臣に協議し、及び消費者政策の観点から消費者問題担当大臣の意見を聴くとともに、調達価格等算定委員会の意見を聴かなければならない。この場合において、経済産業大臣は、調達価格等算定委員会の意見を尊重するものとする。**

8 経済産業大臣は、基準価格等を定めたときは、遅滞なく、これを告示しなければならない。

9 経済産業大臣は、前項の規定による告示後速やかに、当該告示に係る基準価格等並びに当該基準価格等の算定の基礎に用いた数及び算定の方法を国会に報告しなければならない。

太陽光発電

I 太陽光発電（共通）

①太陽光発電の2022年度以降の取扱い

II 事業用太陽光発電

①2021年度の調達価格（入札対象範囲外）

②2021年度の入札制

③廃棄等費用の取扱い

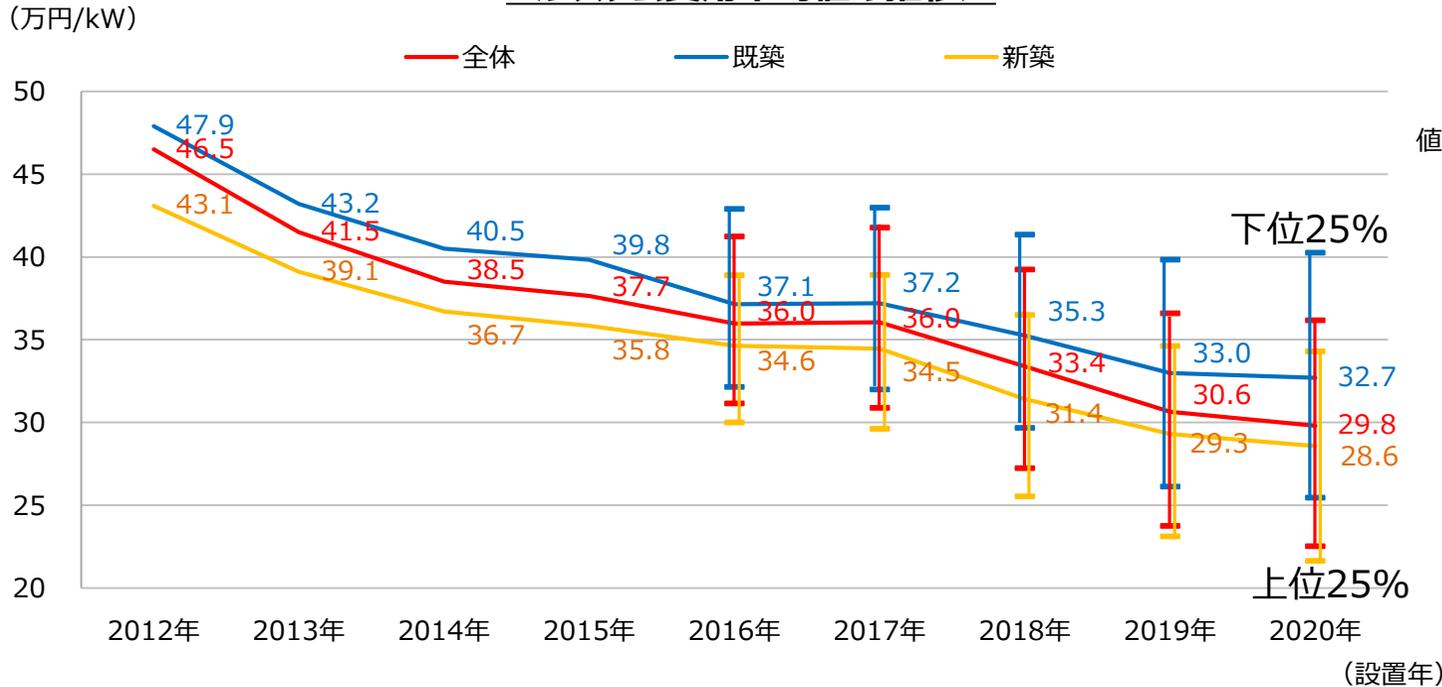
III 住宅用太陽光発電

- 10/30に実施された本委員会（第62回）における**業界団体ヒアリング**では、住宅用太陽光発電について、導入判断をする消費者は次年度以降の価格の提示によって、はじめて導入決定が可能となることから、**調達価格を複数年度提示してほしいとの要望**があった。
- これまで、2016年度の本委員会では、流通構造の是正等には一定の時間がかかることから、段階的に3年間で調達価格を引き下げてコスト低減を促していくこととし、**2017年度、2018年度、2019年度の3年間の住宅用太陽光発電の調達価格等に関する意見を取りまとめた。**
- 他方、住宅用太陽光発電は、**コストダウンが継続的に進んできた**電源であり、また、**運転開始期限が1年**となっていることをふまえると、複数年度の調達価格を提示することによって、**適時性のある価格から乖離した調達価格になってしまう可能性**も考えられる。
- 2022年度以降の住宅用太陽光発電の取扱いについては、前述のとおり、少なくとも2022年度はFIP制度を認める対象としない方向としてはどうか。その場合、**今年度の本委員会では、向こう2年間、すなわち、2021年度、2022年度の住宅用太陽光発電の調達価格を決定**することとしてはどうか、

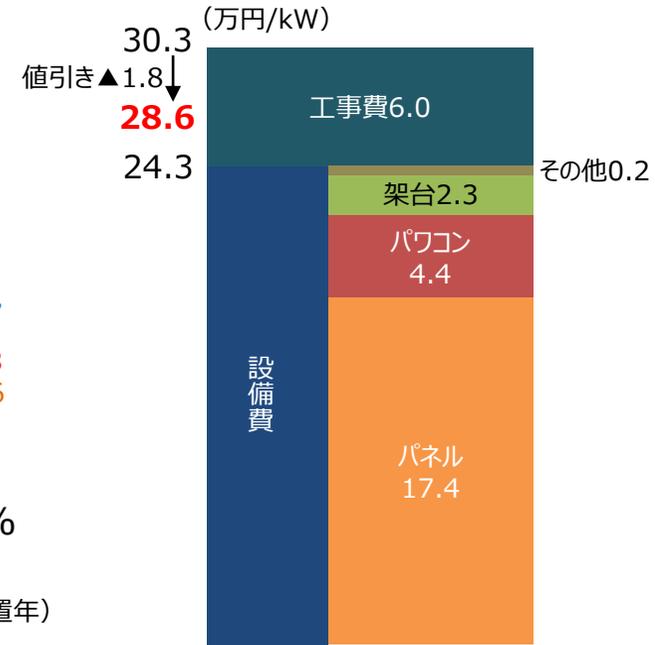
(2) 国内の動向：システム費用（設置年別の推移）

- 住宅用太陽光発電のシステム費用は**新築案件・既築案件ともに低減傾向**にある。
- 新築案件についていえば、設置年別に、2020年の**平均値は28.6万円/kW（中央値28.6万円/kW）**となり、2019年より0.7万円/kW（2.4%）、2018年より2.8万円/kW（8.9%）減少した。平均値の内訳は、**太陽光パネルが約61%、工事費が約21%**を占める。

＜システム費用平均値の推移＞

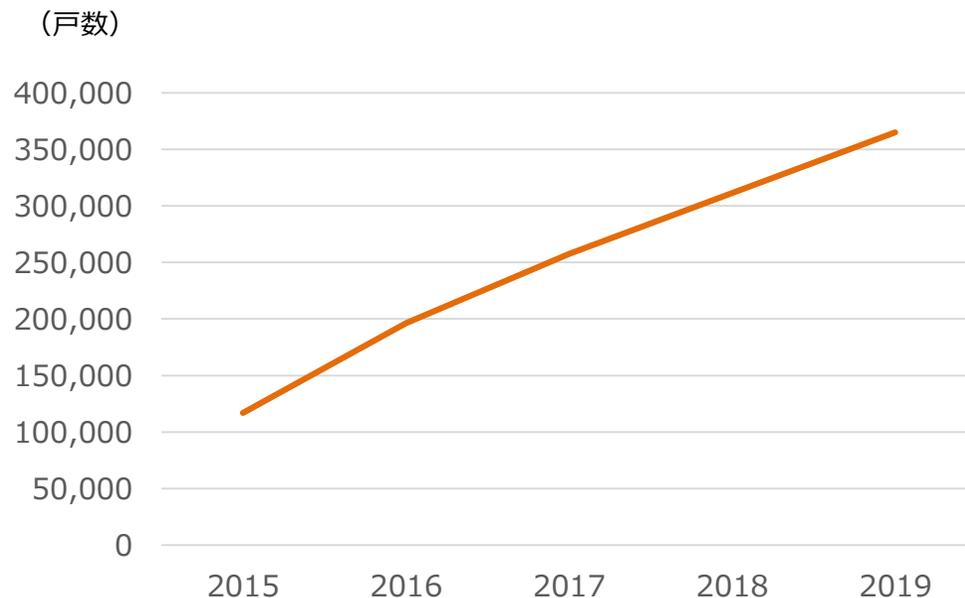
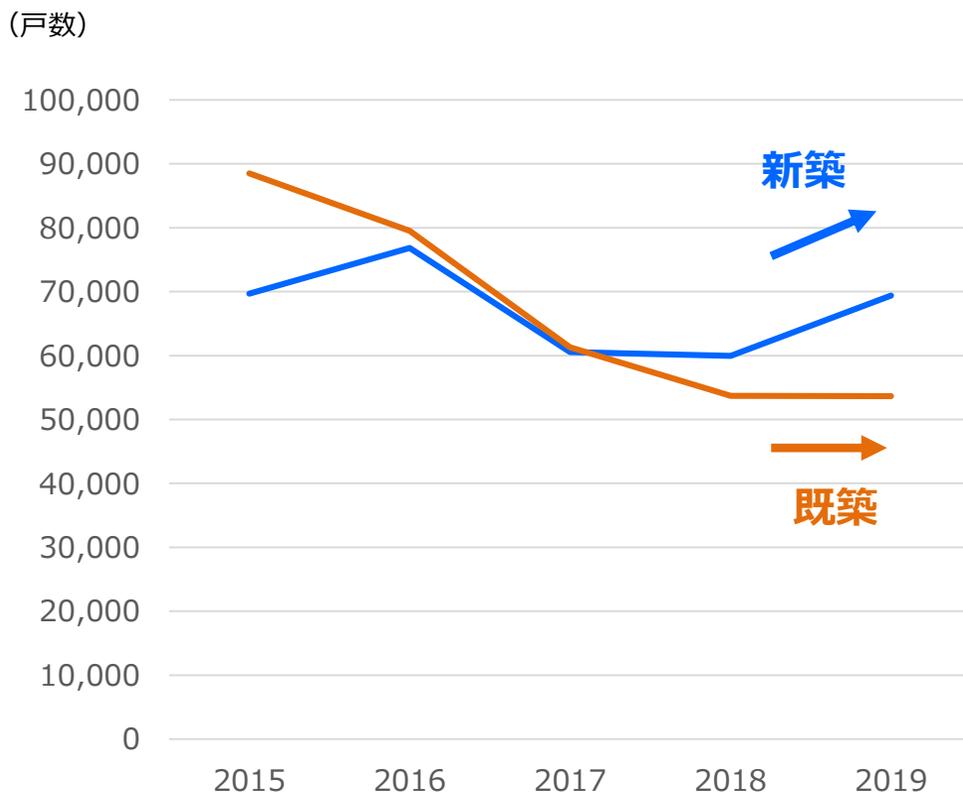


＜システム費用の内訳＞



～2014年：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
 2015年～：定期報告データ（2015年の新築・既築価格は、2014年の全体に対する新築・既築それぞれの価格の比率を用いて推計）

- 住宅用太陽光発電の導入件数（フロー）を見ると、**新築案件では横ばいから増加傾向に、既築案件では低減傾向から下げ止まりの傾向**が見られる。
- また、2019年度末時点の既築案件への住宅用太陽光発電の導入件数（ストック）を見ると、約35万戸となっており、**既築住宅総戸数の約0.6%**に止まっている。
- こうした現状を踏まえると、**今後、既築案件への導入をより一層促進していく必要がある。**



⇒ FIT制度開始以降、2020年3月末までの間に、既築案件に導入された住宅用太陽光発電の累積は、既築住宅総戸数の**約0.6%**。

※ 国土交通省「平成30年度住宅経済関連データ」に基づき、2013年度の住宅総戸数（約6000万戸）を用いて計算。

(2) 国内の動向：システム費用（トッパーナー分析）（案）

- 2021年度、2022年度の調達価格を決定するにあたり、トッパーナーとしてどのような水準を取るべきか。
- まず、住宅用太陽光発電については、足下の導入状況や業界団体ヒアリングをふまえると、**既築案件への導入促進が重要**となっているところ、2020年度に引き続き、**システム費用の想定値は既築も含めたデータで分析**することとしてはどうか。
- 既築も含めたシステム費用の実績について、**2020年に設置された案件の中央値が、2年前（2018年）に設置された案件のどの程度の水準に位置するか分析したところ、上位36-37%水準に位置していた**。この結果をふまえ、**2022年度のシステム費用の想定値は、2年前にあたる2020年に設置された案件の上位37%水準を採用し、25.9万円/kW**としてはどうか。
- また、**2021年度のシステム費用の想定値**については、**2020年度の想定値である29.0万円/kWと上記で求めた25.9万円/kWの中間を採用し、27.5万円/kW**としてはどうか。

	住宅用 システム費用		
%	2020年設置 (全体)	2019年設置 (全体)	2018年設置 (全体)
5%	16.25	18.25	20.25
10%	17.58	20.29	23.33
15%	19.19	21.78	24.90
20%	21.04	22.85	25.73
25%	22.52	23.75	27.25
30%	23.87	24.79	28.81
35%	25.19	26.09	29.80
36%	25.50	26.33	30.05
37%	25.87	26.62	30.34
38%	26.17	26.91	30.56
39%	26.51	27.25	30.83
40%	26.86	27.54	31.11
45%	28.49	28.88	32.35
50%	30.08	30.31	33.52

2年間での価格低減

- 運転維持費については、例年どおり、一般社団法人太陽光発電協会へのヒアリング調査を実施し、コストデータの収集を行った。ヒアリングの結果、5 kWの設備を想定した場合、
 - 発電量維持や安全性確保の観点から3～4年ごとに1回程度の定期点検が推奨されており、1回当たりの定期点検費用は相場は**約2.8万円程度**であること、
 - パワコンについては、20年間で一度は交換され、**20.9万円程度**が一般的な相場であること、が分かった。以上をkW当たりの年間運転維持費に換算すると、**約3,490円/kW/年**となり、**想定値(3,000円/kW/年)**より、**やや高い水準だった**。
- 他方、2020年1月～2020年9月に報告された定期報告データを分析すると**平均値は約872円/kW/年**であった。ただし、**報告の86%は要した費用が0円/kW/年**となっており、報告されたデータがFIT制度開始後に運転開始したものであるところ、**まだ点検費用や修繕費用が発生していない可能性**もある。
- このため、引き続き**今後の動向を注視することとし、2021年度、2022年度の想定値は、3,000円/kW/年を据え置くこと**としてはどうか。

<運転維持費に関する太陽光発電協会へのヒアリング結果>

$$\left(\begin{array}{l} \text{2.8万円} \\ \text{定期点検費用} \end{array} \times 5 \text{回} + \begin{array}{l} \text{20.9万円} \\ \text{パワコン交換費用} \end{array} \right) \div \text{5 kW} \div 20 \text{年間} = \text{約3,490円/kW/年}$$

- 設備利用率について、2020年1月から2020年9月の間に収集したシングル発電案件の平均値は13.7%だった。
- 気象条件等による上下動がありうるため、昨年度の委員会と同様、過去4年間に検討した数値の平均をとると13.6%となり、想定値（13.7%）とほぼ同水準。
- これらをふまえ、2021年度、2022年度の設備利用率の想定値は、2020年度の想定値13.7%を据え置くこととしてはどうか。

<過去4年間に検討した設備利用率>

2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
13.1%	13.6%	13.9%	13.7%
平均値：13.6%			
想定値：13.7%			

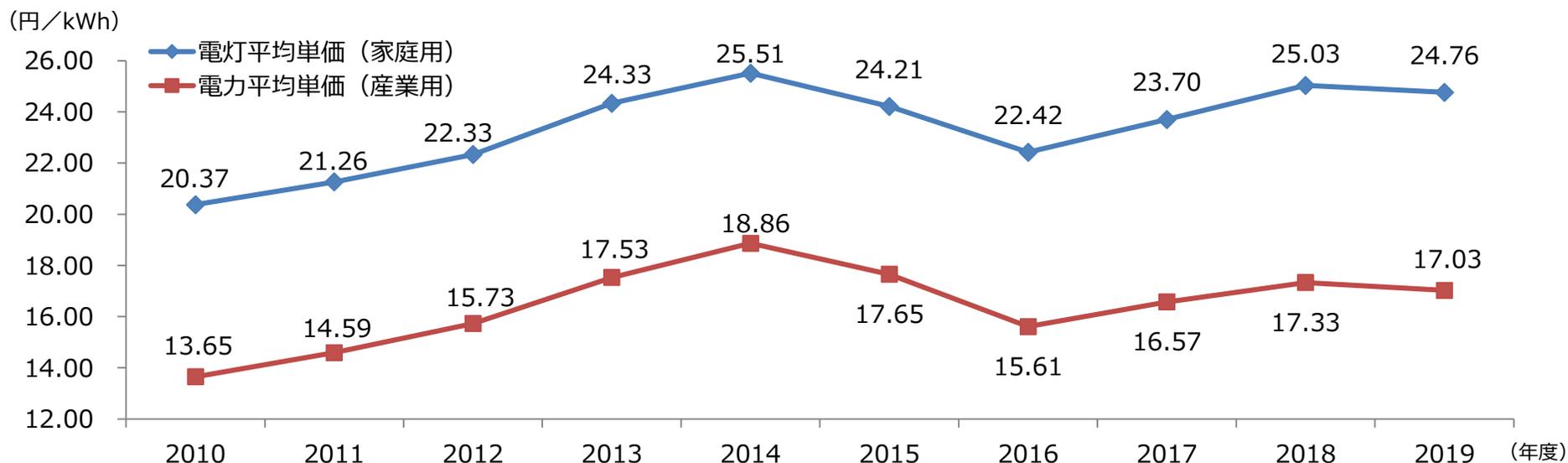
<余剰売電比率>

- 余剰売電比率について、2020年1月から2020年9月の間に収集したシングル発電案件を分析すると、**平均値71.3%（中央値72.1%）**であり、**想定値（70.0%）**とほぼ同水準であった。このため、**2021年度、2022年度の想定値は据え置くこと**としてはどうか。

<自家消費分の便益>

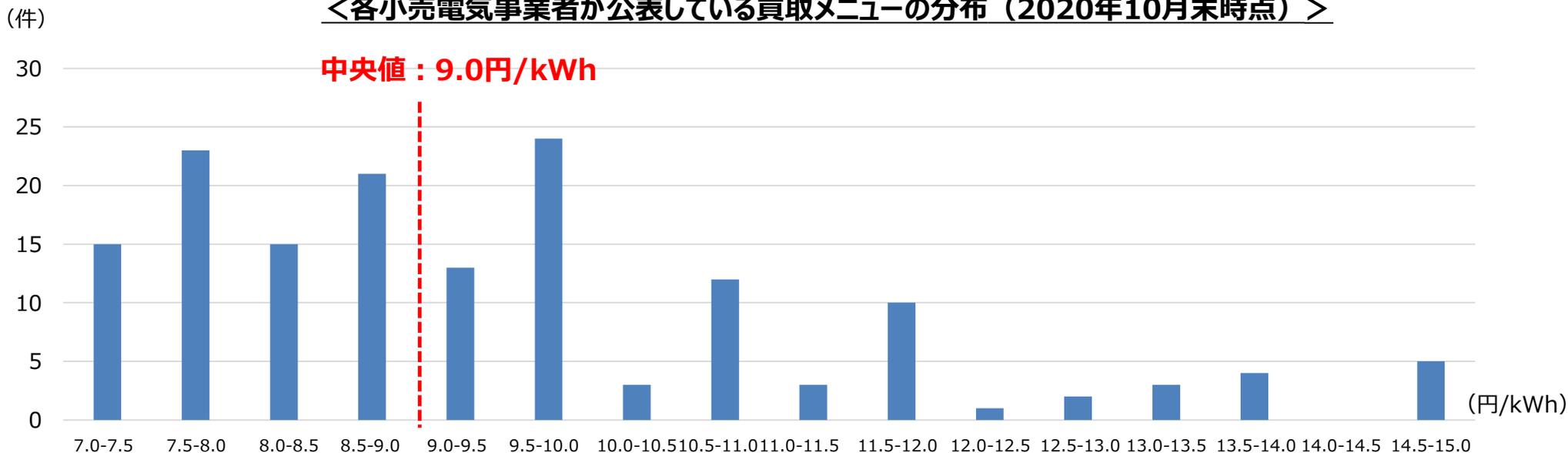
- 2020年度の自家消費分の便益については、大手電力の直近7年間（2012年度～2018年度）の家庭用電気料金単価を踏まえ26.33円/kWhと設定されている。そこで、**2021年度の想定値**については、**FIT制度開始時点から最新の直近8年間（2012年度～2019年度）**の平均値に現行の消費税率（10%）を加味した**26.44円/kWh**としてはどうか。また、これは2020年度の想定値とほぼ同じことから、**2022年度の想定値についても、同じく26.44円/kWh**としてはどうか。

<大手電力の電気料金平均単価（税抜）の推移>（再掲）



- **2020年度の住宅用太陽光発電の調達期間終了後の売電価格**については、昨年度、2019年10月末までに確認できた各小売電気事業者が公表している買取メニューにおける売電価格をもとに、**9.3円/kWhを想定**されている。
- 今回、2020年10月末に確認できた**買取メニューにおける売電価格※を確認したところ、その中央値は9.0円/kWh**であった。再エネ特措法上、調達価格の設定は「再エネ電気の供給が『効率的に』実施される場合に通常要する費用」等を基礎とすることとされており、中央値より効率的な（高価格な）水準を想定することもありうる。しかし、10円/kWh水準以上のメニューは、当該小売電気事業者による電気供給とのセット販売であったり、蓄電池併設等の条件付きであったりすることが比較的多いため、状況を注視することが重要。
- したがって、**2021年度、2022年度の想定値は、中央値の9.0円/kWhを採用することとしてはどうか。**

<各小売電気事業者が公表している買取メニューの分布（2020年10月末時点）>



※小売電気事業者からの掲載希望登録にもとづいて資源エネルギー庁HP「どうする？ソーラー」に掲載された情報をもとに、各小売電気事業者の公表する調達期間終了後の住宅用太陽光発電を対象とした買取メニューを参照して作成