

太陽光発電について

2026年1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）

- 太陽光発電については、昨年度の委員会で、2026年度の事業用太陽光発電（入札対象外）・住宅用太陽光発電の調達価格・基準価格や、2026年度にFIP制度のみ認められる対象等について、取りまとめたところ。
- このため、本日の委員会では、以下の内容について、御議論いただきたい。
 - (1) 2026年度の事業用太陽光（地上設置）の調達価格・基準価格
 - (2) 2027年度以降の事業用太陽光（地上設置（10kW以上））の取扱い
 - (3) 2026・2027年度の事業用太陽光（屋根設置）の調達価格・基準価格
 - (4) 2027年度以降の初期投資支援スキーム（住宅用太陽光）の取扱い
 - (5) 2026・2027年度の住宅用太陽光（10kW未満）の調達価格
 - (6) 新たな発電設備区分の創設に関する検討
- なお、2027年度にFIP制度のみ認められる対象や2026年度の入札上限価格、2026年度の低圧事業用太陽光発電（10-50kW）の地域活用要件等については、別日の委員会で御議論いただくこととしたい。

御議論いただきたい事項

電源 〔調達/交付期間〕	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	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 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	24円	入札制 21円 (2,000kW以上)	入札制 15.5円 (2,000kW以上)	入札制 14円/13円 (500kW以上)	入札制 12円/11.5円 (250kW以上)	入札制 11円/10.75円/ 10.5円/10.25円 (250kW以上)	入札制 10円/9.88円/ 9.75円/9.63円 (250kW以上)	【地上設置】 入札制 9.50円/9.43円/ 9.35円/9.28円 (250kW以上) ※4	入札制 9.5円 (50kW以上250kW未満)	9.2円 (50kW以上250kW未満)	8.9円 (50kW以上250kW未満)	入札制 (一定規模 以上)	入札制 (250kW以上)	入札制 (250kW以上)	卸電力 取引市場 価格 + 環境 価値
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	19円	17円	16円	16円	15円	初期投資 支援スキーム ※4	初期投資 支援スキーム ※4				

※1 7/1～(利潤配慮期間終了後)

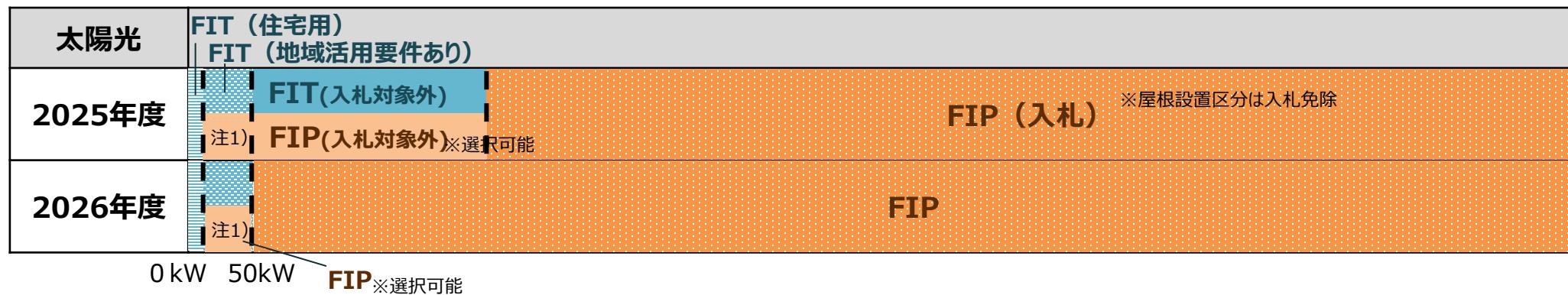
※2 10kW以上50kW未満の事業用太陽光発電には、2020年度から自家消費型の地域活用要件を設定する。ただし、営農型太陽光は、10年間の農地転用許可が認められ得る案件は、自家消費を行わない案件であっても、災害時の活用が可能であればFIP制度の新規認定対象とする。

※3 出力制御応答機器設置義務あり（2020年度以降は設置義務の有無にかかわらず同区分） ※4 50kW以上1,000kW未満のFIPの新規認定は、入札外で10円。

※4 2025年度下期以降、国民負担には中立的な形で、投資回収の早期化を図る初期投資支援スキームを採用し、事業用太陽光（屋根設置）は19円（～5年）、8.3円（6～20年）、住宅用太陽光は24円（～4年）、8.3円（5～10年）

(参考) FIT/FIP・入札の対象 (太陽光) のイメージ

調達価格等算定委員会（第105回）
(2025年10月24日) 事務局資料より一部抜粋



注1) 事業用太陽光は、一定の条件を満たす場合には50kW未満であってもFIP制度が認められる。
※沖縄地域・離島等供給エリアは地域活用要件なしでFITを選択可能とする。

1. 自立化に向けた進捗状況とそれを踏まえた支援のあり方

調達価格等算定委員会（第105回）
(2025年10月24日) 事務局資料より抜粋

- 昨年度の本委員会においては、電源の特性、導入状況等に応じて、コストダウンのスピードに差異がある点を踏まえ、**各再エネ電源の自立化に向けた進捗状況とそれを踏まえた支援のあり方**等について御議論いただいた。昨今のインフレによる建設費の上昇等が見られる中でも、引き続き、**環境価値が適切に評価される再エネの事業環境整備を図りながら、FIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを目指していくことが重要**であることから、昨年度整理された支援のあり方を踏まえ、各電源について別紙の観点から今年度の本委員会において御議論いただくこととしてはどうか。

2. 今後のFIT/FIP制度における価格算定のあり方

- 再エネ特措法に基づく調達価格/基準価格の算定にあたっては、同法第2条の3第2項又は第3条第5項の規定に基づき、**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、適正な利潤その他の事情を勘案して定める**こととされている。
- 加えて、FIT/FIP制度は、**再エネのコスト競争力が他電源と比べてまだ十分ではない段階**において、**国民負担により価格支援を行うことで導入拡大を図り、導入拡大によるスケールメリット・習熟効果等を通じてコストダウンを実現していく**制度である。したがって、FIT/FIP制度の対象となる電源は、**将来的にFIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを実現していくこと**、すなわち、**再生可能エネルギーの自立化を実現していく**ことが制度の前提である。
- 昨今のインフレによる建設費等の上昇が見られる中で、足下のコストデータが上昇しているという電源も現れているが、これらの前提を踏まえ、コストデータに上昇が見られる全ての電源について、機械的に一律の想定値の引上げ等を行うのではなく、**各電源の特性を考慮しつつ、①自立化に向けた取組がなされているか、②コストデータの上昇について、当該電源の中でも事業が特に効率的に実施されている場合においても生じているものかを確認**した上で、総合的に判断しながら足下のコストデータの上昇について適切に調達価格等/基準価格等への反映を行うこととしてはどうか。

3. FIT/FIP制度における入札制度の活用のあり方

- 事業用太陽光発電や陸上風力発電においては、入札制度によるコスト低減が実現**してきたところであり、**直近の入れでは、卸電力市場価格を下回る価格での落札が生じており、非FIT/非FIPでの導入も増加する等、FIT/FIP入札への参加件数は減少傾向にある。件数が減少する場合であっても、入札システムの保守・運用費用等の事務コストは一定程度要することが課題。**
- 現時点で入札対象となっている各電源について、**上限価格や落札価格の水準、入札件数等を踏まえつつ、最大限の再エネ導入拡大**という観点から、**①入札制度を継続するか、②入れではなく政府が一律の調達価格/基準価格を設定する方法とするか**、御議論いただくこととしてはどうか。

①コストダウンが進展している/見込まれる電源（例：太陽光発電、陸上風力発電）

- 太陽光発電や陸上風力発電については、コストダウンが進展している/見込まれる電源である。既にFIT/FIPによらない案件の形成が進んできている。地域との共生の観点から、関係法令に基づいて適切に事業規律の強化を図りながら、自立化に向けた道筋の検討を加速化させる必要がある。
- 特に、大規模な事業用太陽光については、調達価格/基準価格が卸電力市場価格を下回るなど、着実なコスト低減が実現されてきている中で、大規模な事業用太陽光の入札件数の減少やPPA等を活用しながら卸電力市場価格を大幅に下回る価格での入札も生じている。こうした事業者の入札行動を踏まえつつ、具体的な自立化の道筋の検討をより加速させていく。具体的には、2027年度以降の支援のあり方、価格水準について、どう考えるか。

②電源の特性を踏まえた中長期的なコストダウン策を検討すべき電源（例：中小水力発電・地熱発電）

- 地熱発電・中小水力発電は、太陽光発電等と比べて稼働期間が長いという特徴を有している。この特徴も踏まえ、まずは、FIT/FIP制度の支援期間の終了後も長期安定的な稼働が確保されることが重要。その上で、特に小規模なこれらの電源については、中長期的に「FIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況」を目指しながら、緩やかなコストダウンを実現していくべきではないか。
- また、地熱発電は、地熱資源の開発を伴うという電源の性質上、開発リスク/開発コストが高いという特徴を持つことから、官民の役割やリスク分担のあり方、自立化に向けたコスト低減の見通しについて関係審議会等にて議論が行われているところ。これらの見通しについて確認した上で、支援のあり方を検討していくべきではないか。

③大規模化や案件形成等を行うことによる産業基盤の構築を通じてコストダウンを目指すべき電源（例：洋上風力発電）

- 国内の洋上風力は未だ黎明期にあることから、今後、大規模化や案件形成、人材育成等を行うことによる産業基盤の構築を通じてコストダウンを目指すことが求められるものの、投資額が大きく、総事業期間が長くなることによる収入・費用の変動リスクが大きいという大型電源としての特性を持つ中で、足下では国内における洋上風力発電事業についても世界的なインフレ等による影響が生じていることが指摘されている。
- こうした状況を踏まえ、洋上風力発電については、自立化に向けたコスト低減や産業基盤構築に関する中長期的見通しを明確にしながら、その意義を改めて確認した上で、支援のあり方を検討していくべきではないか。

④自立化への課題が大きいコスト構造にある電源（例：バイオマス発電）

- バイオマス発電については、発電コストの大半を燃料費を含む運転維持費が占める構造にあるが、FIT/FIP制度による支援終了後の事業の安定継続に課題が生じるなど、自立化への課題が大きいコスト構造にある電源である。
- 電源の特性を踏まえ、自立化に向けたコスト低減を進めていくにあたって重要な燃料供給サプライチェーンの強化・構築の状況を確認した上で、支援のあり方を検討していくべきではないか。

(※) 例えば、大規模バイオマス発電については、発電コストの大半を燃料費が占めるというコスト構造であり、その燃料費は国際市場の需給や円安等の影響を強く受ける性質があり、現在の事業環境下では、新規の案件形成が大きく進むとは考えにくいことから、2024年度調達価格等算定委員会においては、一般木質等（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模）は、2026年度以降、FIT/FIP制度の支援の対象外とするとの意見がとりまとめられた。

<太陽光発電①>

調達価格等算定委員会（第105回）
(2025年10月24日) 事務局資料より抜粋

● 事業用／住宅用太陽光発電の2027年度以降の調達価格／基準価格等

- 太陽光発電は、2040年度エネルギー믹스において大きな電源構成を占める電源であるところ、地域共生を前提としつつ、国民負担の抑制に向けたより効率的な事業実施・自立化と導入の拡大の両立を実現する観点から、2027年度の調達価格／基準価格等をどう設定するか。また、2026年度のFIT／FIP入札の対象や募集容量、上限価格等について、どう設定するか。
- 特に、大規模な事業用太陽光については、調達価格／基準価格が卸電力市場価格を下回るなど、着実なコスト低減が実現されてきている中で、大規模な事業用太陽光の入札件数の減少やPPA等を活用しながら卸電力市場価格を大幅に下回る価格での入札も生じている。こうした事業者の入札行動を踏まえつつ、具体的な自立化の道筋の検討をより加速させていく。具体的には、2027年度以降の支援のあり方や価格水準について、どう考えるか。
- 電源毎の状況や事業環境を踏まえながらFIP制度の対象を徐々に拡大し、早期の自立化を促していくとのこれまでの本委員会の意見や、FIP制度の更なる促進に向けた関係審議会での検討状況を踏まえつつ、2027年度のFIT／FIP制度の対象をどう設定するか。

<太陽光発電②>

- 住宅用太陽光発電における調達期間／交付期間や調達価格／基準価格のあり方（初期投資支援スキーム）
 - 屋根設置等の需給近接型の太陽光発電については、比較的地域共生しやすい再エネであり、加えて系統負荷が小さいため、他の太陽光発電と比較し、統合コストが小さいと考えられることから、国民負担の抑制を図りつつ、今後の導入を加速することが重要。設置主体となる建物所有者等の属性として、個人や中小事業者といった財務体力の小さい主体が多く、投資回収年数の長さが導入に向けた障壁の一つとなっているところ、早期の投資回収を可能とする「初期投資支援スキーム」を措置した。
 - その中でも、住宅用太陽光発電については、投資回収の早期化の観点から「支援期間の短縮」を原則としつつ、事業者の予見可能性が担保されるよう、一定の猶予期間を設け、当該期間においては「階段型の価格設定」による初期投資スキームを適用することとした。
 - これらの観点を踏まえ、住宅用太陽光に適用する初期投資支援スキームにおける2027年度以降の調達期間や調達価格をどのように設定すべきか。
- 次世代型太陽電池を念頭に置いた新たな発電設備区分の創設の検討
 - 軽量・柔軟等の特徴を兼ね備えるペロブスカイト太陽電池については、適地が限られる中、従来設置が進んでいなかった場所（耐荷重性の低い工場の屋根、ビル壁面等）への導入が期待されている。
 - また、次世代型太陽電池の早期社会実装に向けては、量産技術の確立、生産体制整備、需要の創出を三位一体で、官民関係者が総力を挙げて取り組み、2030年を待たずにGW級の生産体制の構築、2040年には約20GWの導入を目指しているところ。
 - 国民負担の観点や、需給近接による系統負荷の低減、事業開始から廃棄までの一連の事業サイクルを通じた地域との地域共生が期待されるといった次世代型太陽電池の特性、タンデム型を含めた量産に向けた技術開発や生産体制整備の進捗、社会実装に向けた導入モデルの創出を目的とした需要家向けの導入支援が開始し、設置・施工のガイドラインについても議論が進められているところ、その導入促進について、どう考えるか。

<コストデータの上昇を価格に反映させる場合の対象及びその考え方>

- 再エネ特措法に基づく調達価格/基準価格の算定にあたっては、法第2条の3第2項又は第3条第5項の規定に基づき、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、適正な利潤その他の事情を勘案して定めることとされている。
- 加えて、FIT/FIP制度は、再エネのコスト競争力が他電源と比べてまだ十分ではない段階において、国民負担により価格支援を行うことで導入拡大を図り、導入拡大によるスケールメリット・習熟効果等を通じてコストダウンを実現していく制度である。したがって、FIT/FIP制度の対象となる電源は、将来的にFIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを実現していくこと、すなわち、再生可能エネルギーの自立化を実現していくことが制度の前提である。
- こうした前提のもと、第105回の本委員会においては、コストデータに上昇が見られる全ての電源について、機械的に一律の想定値の引上げ等を行うのではなく、各電源の特性を考慮しつつ、①自立化に向けた取組がなされているか、②コストデータの上昇について、当該電源の中でも事業が特に効率的に実施されている場合においても生じているものかを確認した上で、総合的に判断しながら足下のコストデータの上昇について適切に調達価格等/基準価格等への反映を行うことについて議論が行われた。
- 他方で、第105回の本委員会において、コストダウンが着実に進展している太陽光発電・陸上風力発電以外の電源については、将来に向けた自立化の具体的な道筋、コストの中長期的な見通しを確認した上で、その支援のあり方を検討していくことについて議論がされた。これらの電源については、コストデータの上昇の調達価格等/基準価格等への反映を行うにあたっては、上記①の点について確認を継続していくことが重要ではないか。
- こうした観点から、今後の各業界からのヒアリング等の機会においても、自立化に向けた取組状況や業界としてのコミットメントについて本委員会への報告を求めることとしてはどうか。

<2026年度・2027年度における調達価格等/基準価格等の考え方>

調達価格等算定委員会（第108回）
(2025年11月4日) 事務局資料より抜粋

- 再エネ導入の促進を図る観点から、事業者にFIT/FIP認定の時期を遅らせるインセンティブが働くないようにするため、コストデータの上昇について調達価格等/基準価格等への反映を行ったうえで、当該価格が既に設定している2026年度・2027年度の調達価格等/基準価格等を上回る場合は、2026年度・2027年度の調達価格/基準価格等を改めて設定することが考えられるが、既に設定されている調達価格等/基準価格等との関係が論点となる。この点について、以下のとおり整理することを本委員会として確認してはどうか。

- ① 再エネ特措法上、調達価格等/基準価格等は、原則として年度ごとに経済産業大臣が定めて告示しなければならないこととされている（第2条の3第1項、第3条第2項）が、これらの項のただし書において、再エネの供給量の状況等を勘案し、必要があると認めるときは、半期ごとに当該半期の開始前に調達価格等/基準価格等を定めることができるとされている。これは、法制定時の国会審議等を踏まえ、今後FIT/FIP認定を行う案件の調達価格等/基準価格等について、年度当初に想定していなかった急激な状況の変化が生じた場合には、当該年度の途中で下半期の調達価格等/基準価格等を改めて設定することができる旨を定めた規定であると解釈されている。
- ② また、再エネ特措法上、再エネの供給量の状況等を勘案し、必要があると認めるときは、複数年度の調達価格等/基準価格等の設定ができる（第2条の3第3項、第3条第3項）とされている。これらの規定に基づき複数年度の調達価格等/基準価格等の設定を行った場合についても、法第2条の3第1項又は第3条第2項のただし書の趣旨を踏まえ、同様に、今後FIT/FIP認定を行う案件の調達価格等/基準価格等を改めて設定することができると解されている。
- ③ こうした考え方に基づく規定の適用については、厳格に解することが必要であるが、
 - ・ コストデータの上昇の反映は、インフレ下においても、特にその影響を受ける電源に対する投資が進むようにすることを目的とした措置であり、事業者にとっては投資促進の効果があること
 - ・ 仮に2026年度・2027年度の調達価格等/基準価格等を再設定しない場合、コストデータの上昇を反映させた調達価格等/基準価格等で支援を受けるためにFIT/FIP認定を2027年度・2028年度以降に遅らせる事態が発生し、再エネ導入拡大を滞らせるおそれがあること

などを総合的に勘案すると、コストデータの上昇について調達価格等/基準価格等への反映を行ったうえで、当該価格が既に設定している2026年度・2027年度の調達価格等/基準価格等を上回る場合には、2026年度・2027年度の調達価格等/基準価格等を改めて設定することが妥当と考えられる。

(参考) 太陽光発電の年度別／規模別の認定／導入容量

10

調達価格等算定委員会（第105回）
(2025年10月24日) 事務局資料より抜粋

＜事業用太陽光発電の認定量：2025年3月末時点＞

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	2,182(91,669)	46(559)	388(2,438)	673(1,894)	542(960)	969(1,073)	3,406(2,164)	6,188(363)	14,394(101,120)
2013年度	5,852(200,093)	26(304)	363(2,136)	985(2,815)	814(1,474)	907(1,053)	5,000(3,312)	8,421(452)	22,367(211,639)
2014年度	2,998(125,700)	16(180)	270(1,630)	562(1,620)	367(661)	316(373)	1,504(1,003)	2,919(167)	8,953(131,334)
2015年度	1,293(51,273)	4(45)	87(520)	216(629)	139(245)	98(116)	428(288)	308(21)	2,572(53,137)
2016年度	1,658(58,006)	2(27)	97(560)	304(865)	162(282)	154(185)	462(326)	988(48)	3,828(60,299)
2017年度	580(23,968)	2(19)	57(326)	210(573)	82(138)	104(124)	301(207)	32(3)	1,367(25,358)
2018年度	2,580(73,777)	4(45)	116(637)	443(1,199)	196(321)	214(254)	718(484)	196(6)	4,468(76,723)
2019年度	1,304(36,467)	1(16)	49(271)	385(924)	1(2)	15(17)	73(42)	105(4)	1,935(37,743)
2020年度	54(1,868)	4(51)	183(843)	37(81)	12(19)	41(47)	97(59)	135(7)	563(2,975)
2021年度	176(4,358)	3(35)	243(1,121)	53(123)	47(79)	65(75)	229(146)	118(6)	934(5,943)
2022年度	76(2,406)	3(37)	171(784)	16(39)	13(23)	39(44)	39(25)	130(4)	486(3,362)
2023年度	46(1,539)	3(41)	71(353)	66(164)	12(21)	28(32)	104(67)	185(6)	515(2,223)
2024年度	13(530)	3(41)	35(212)	10(28)	9(15)	15(17)	72(45)	30(3)	186(891)
	18,812(671,654)	117(1,400)	2,131(11,831)	3,959(10,954)	2,398(4,240)	2,965(3,410)	12,433(8,168)	19,755(1,090)	62,569(712,747)

＜事業用太陽光発電導入量：2025年3月末時点＞

単位：MW (件)

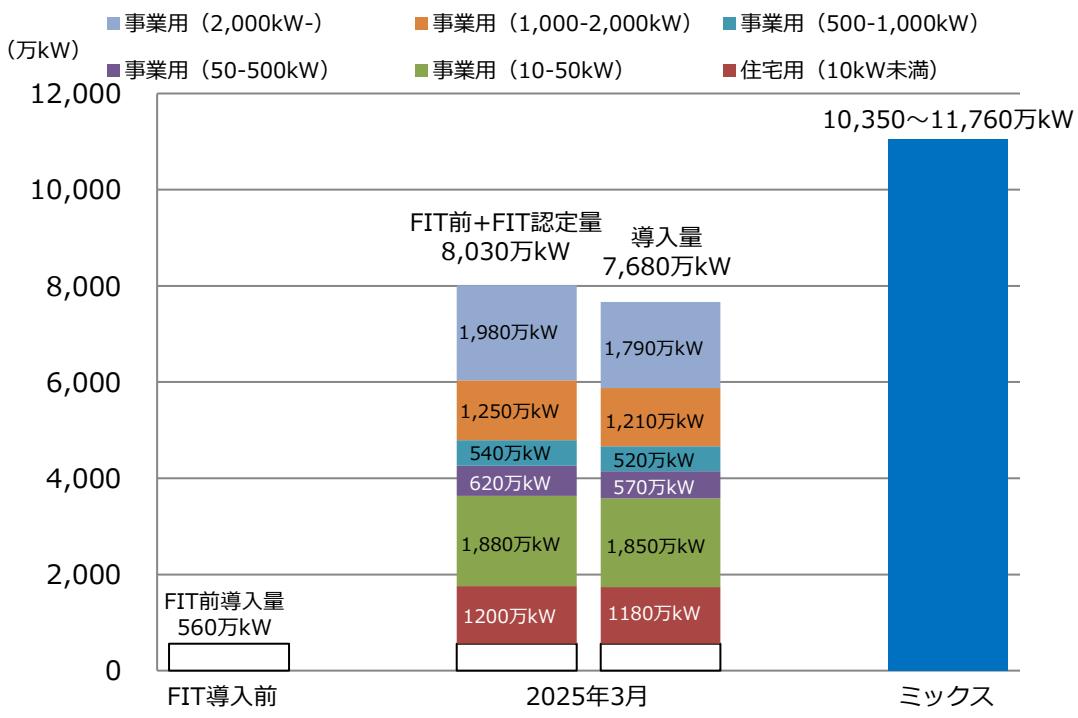
	10-50kW	50-100kW	100-250kW	250-500kW	500-750kW	750-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW-	10kW-全体合計
2012年度	2,413(116,418)	45(536)	380(2,405)	560(1,606)	403(716)	641(708)	1,782(1,153)	539(55)	6,763(123,597)
2013年度	3,577(146,396)	23(270)	261(1,554)	562(1,644)	462(843)	543(625)	1,936(1,299)	1,000(85)	8,365(152,716)
2014年度	2,921(109,785)	13(150)	238(1,426)	561(1,617)	430(778)	439(513)	2,291(1,547)	1,255(91)	8,148(115,907)
2015年度	1,935(68,848)	8(91)	142(840)	356(1,015)	266(478)	250(292)	1,342(898)	1,145(87)	5,443(72,560)
2016年度	1,491(50,565)	4(43)	96(567)	295(848)	182(323)	185(215)	1,049(680)	1,443(96)	4,745(53,337)
2017年度	1,522(52,441)	4(44)	83(473)	267(742)	143(247)	162(189)	882(573)	1,842(100)	4,905(54,809)
2018年度	1,530(46,909)	3(29)	77(430)	288(780)	139(233)	164(192)	742(481)	1,937(104)	4,878(49,158)
2019年度	1,272(31,029)	2(25)	71(393)	317(832)	121(203)	156(183)	791(510)	2,271(129)	5,001(33,304)
2020年度	837(18,919)	4(47)	84(428)	219(564)	80(133)	100(117)	445(290)	1,962(98)	3,731(20,596)
2021年度	526(12,074)	3(45)	117(589)	188(472)	49(81)	96(113)	372(234)	2,194(93)	3,546(13,701)
2022年度	279(6,690)	3(36)	94(464)	112(273)	40(67)	67(77)	260(164)	1,253(48)	2,107(7,819)
2023年度	136(3,344)	3(40)	91(444)	86(212)	28(45)	54(62)	215(139)	1,023(41)	1,635(4,327)
	18,439(663,418)	114(1,356)	1,733(10,013)	3,811(10,605)	2,343(4,147)	2,856(3,286)	12,107(7,968)	17,865(1,027)	59,268(701,820)

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

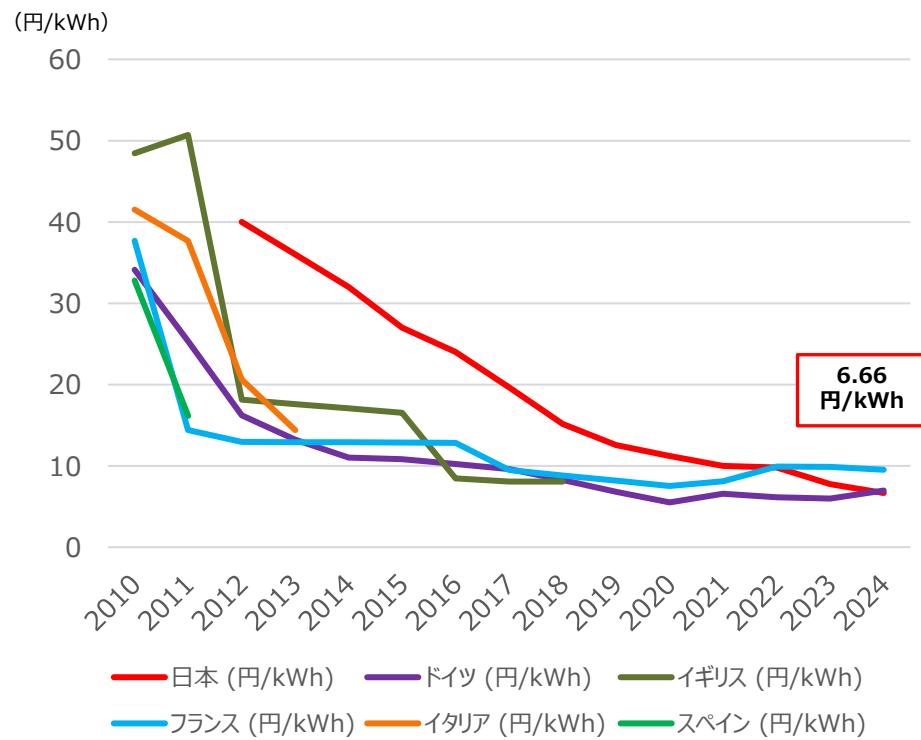
- 太陽光発電については、エネルギー・ミックス（10,350～11,760万kW）の水準に対して、現時点のFIT前導入量+FIT・FIP認定量は8,030万kW、導入量は7,680万kW。10kW～50kWの小規模事業用太陽光案件の導入量が多く、事業用太陽光発電のFIT・FIP導入量全体に占める割合は、容量ベースで31%程度となっている。
- 2025年度の買取価格は、住宅用（10kW未満）が15円/kWh※、事業用（50kW以上250kW未満）が8.9円/kWh（屋根設置は11.5円/kWh※）などであり、海外の買取価格と比べて高い。事業用（250kW以上）は屋根設置を除き入札対象となっており、2024年度における計4回入札での加重平均落札価格は、6.66円/kWhである。

※2025年10月より初期投資支援スキームを導入。

＜太陽光発電のFIT・FIP認定量・導入量＞

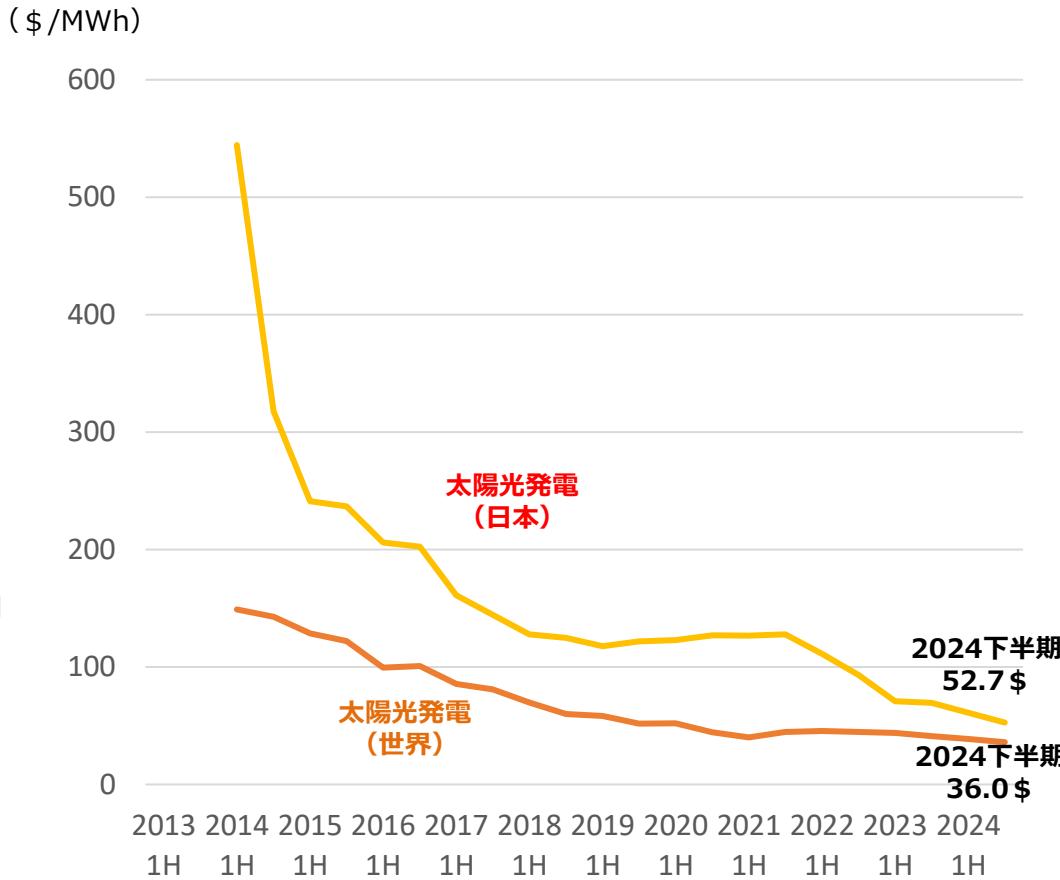
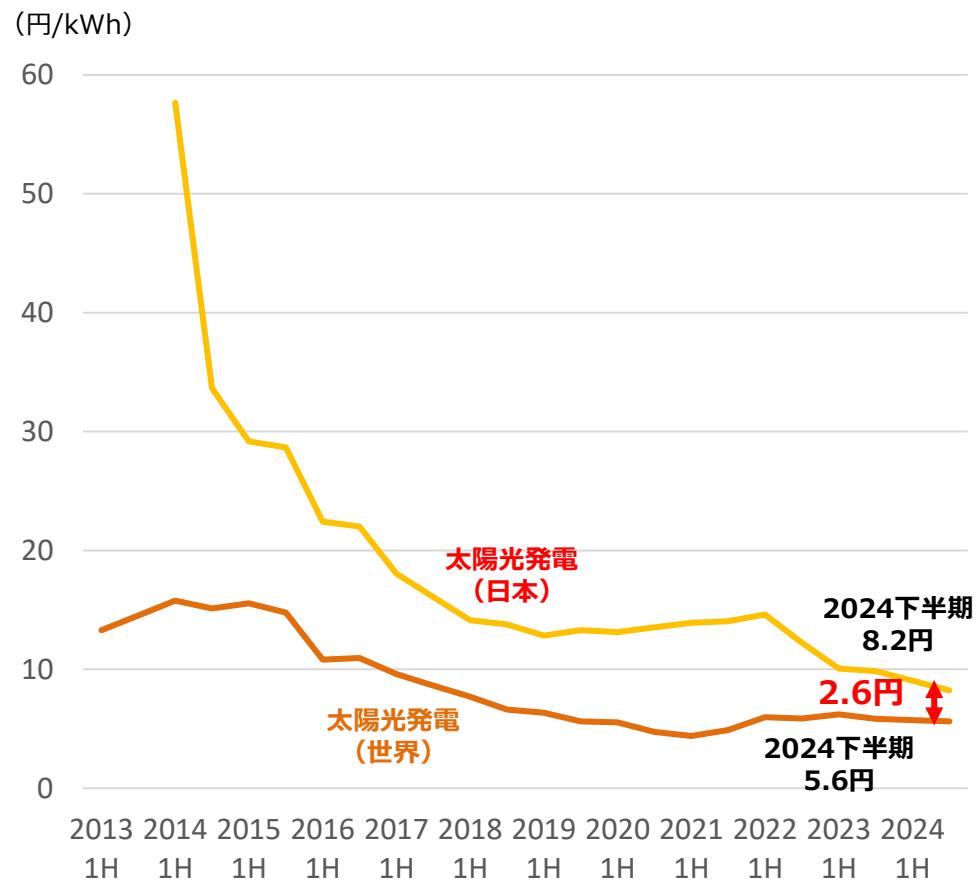


＜太陽光発電（2,000kW）の各国の買取価格＞



- 日本・世界ともに、太陽光発電のコストは急速に低減しているものの、引き続き一定の価格差が存在する状況。足元の世界の太陽光発電のコストは、5円半ば程度の水準。

＜事業用太陽光のコスト推移（LCOE）＞



- 民間調査機関により今年8月にとりまとめられた、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、2020年頃を境に上昇傾向であったが、単結晶シリコン・モジュールについては、2021年10月以降、緩やかな減少傾向に転じている。
- 単結晶シリコン・モジュールの平均スポット価格は、昨年8月時点で0.096\$/W (1.50万円/kW) であったが、本年8月時点では0.088\$/W (1.36万円/kW) と、直近1年間では、ドルベースで約8%減少している。



調達価格等算定委員会（第105回） (2025年10月24日) 事務局資料より一部抜粋・更新

- 事業用太陽光については、2017年度から入札制を適用。入札対象範囲は、2017年度以降順次拡大しており、2023年度は、FIT対象区分を「250kW以上500kW未満」、FIP対象区分を「500kW以上」として実施。
 - また、2021年度からは、価格予見性の向上や参加機会の増加のため、上限価格を事前公表に変更するとともに、入札実施回数を年間4回に増加させている。
 - 2025年度第3四半期（第26回）では、平均落札価格が7.13円/kWhとなっている。

〈事業用太陽光入札結果〉

※第12回以降はFIT入札結果・FIT入札結果を併記

調達価格等算定委員会（第105回）（2025年10月24日）事務局資料を一部加工

- 昨年度の本委員会においては、価格目標の具体的な水準について、電源ごとに①kWh価値、②自家消費便益、③環境価値の水準を踏まえて投資回収可能な水準として各年度において最新のデータを用いながら定量的に算定したうえで、具体的な年限とともに価格目標を設定している電源については、コスト低減を行っていくことを想定した場合において、各年度において達成することが期待される「期待価格水準（参考値）」についても価格目標とともに毎年度示すことがとりまとめられた。
- 一定の条件下（次ページ参照）で機械的に算定した場合、今年度における価格目標と期待価格水準（参考値）の具体的な水準は以下のとおり。

	2025年度 期待価格水準	2026年度 期待価格水準	2027年度 期待価格水準	価格目標	目標年度
事業用太陽光	8.41円/kWh	8.41円/kWh	8.41円/kWh	8.41円/kWh	2028年度
事業用太陽光 (屋根設置)	11.41円/kWh	11.41円/kWh	11.41円/kWh	11.41円/kWh	2028年度
住宅用太陽光	14.96円/kWh	14.69円/kWh	14.43円/kWh	14.43円/kWh	2028年度
陸上風力	11.50円/kWh	11.46円/kWh	11.46円/kWh	11.46円/kWh	2030年度
着床式洋上風力	12.86円/kWh	12.36円/kWh	11.90円/kWh	11.46円/kWh	2035年度
浮体式洋上風力	●	●	●	11.46円/kWh	-
地熱	●	●	●	10.51円/kWh	-
中小水力	●	●	●	10.41円/kWh	-
バイオマス	●	●	●	10.41円/kWh	-

※価格目標は運転開始年度ベース。ただし、着床式洋上風力については、再エネ海域利用法適用案件を念頭に置いて、FIT/FIP認定から運転開始までの期間は7年間と想定。

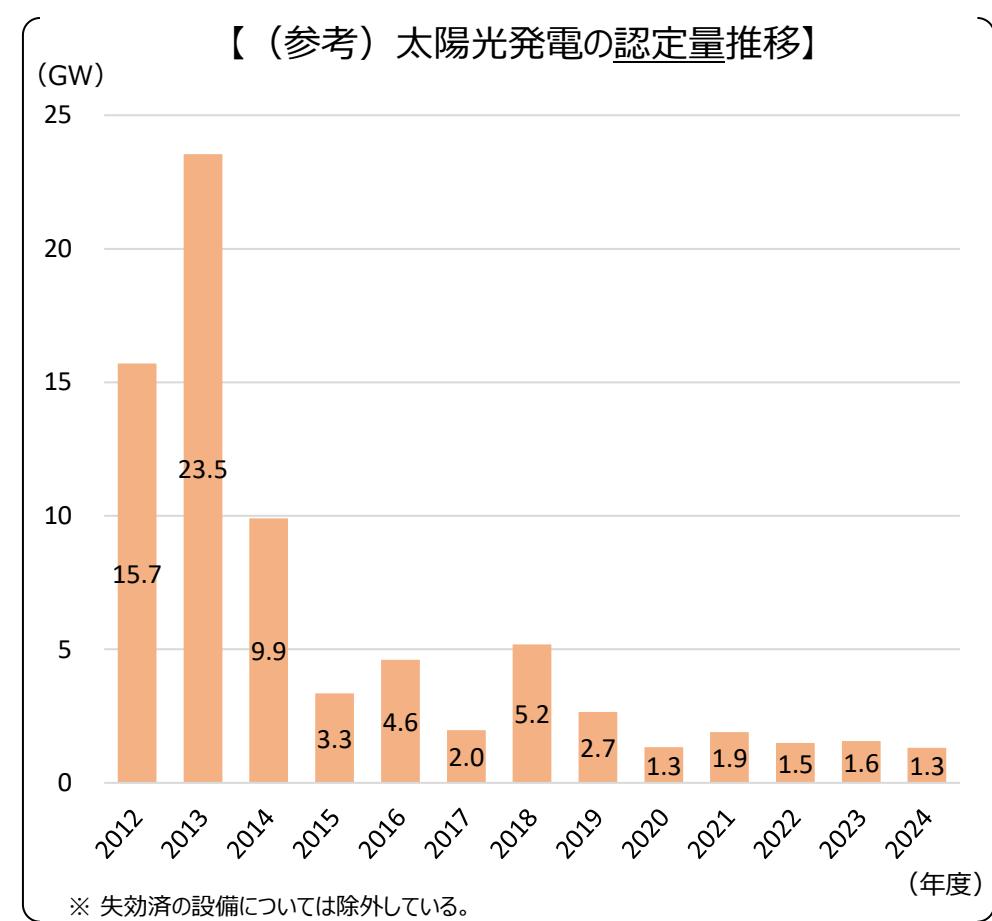
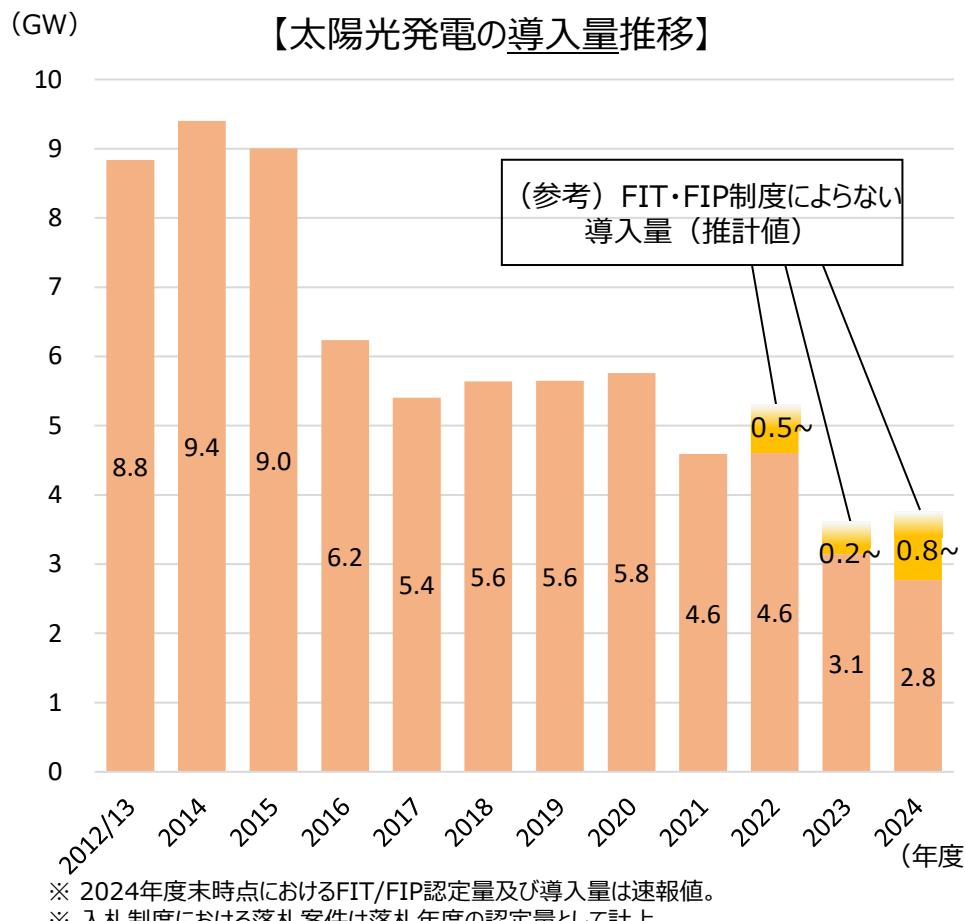
※環境価値については、再エネ価値取引市場における2025年度第1回オークション（8月29日）の約定最安価格0.4円/kWhを採用。

(参考) 太陽光発電の導入量の経年推移

16

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（第74回）（2025年6月3日）事務局資料より抜粋

- 一般送配電事業者の系統接続済容量等を踏まえて推計したFIT/FIP制度によらない導入量を含めると、太陽光発電は、直近数年間では、概ね3.5～5GW/年程度の追加導入が見られる。
- また、2024年度からは、省エネ法の定期報告において、太陽光等の再エネの自家消費量の報告を求めており、エネルギー多消費事業者における再エネ自家消費量の捕捉が可能となっている2024年度の報告によると、2023年度の再エネの自家消費量は、約14億kWh・約2GW（約2,500件）。



- 日本における需要家による再エネの調達手法としては、例えば、需要地敷地内での再エネ導入方法の一つであるオンサイトPPAや、需要地敷地外からの再エネ調達方法であるオフサイトPPAが挙げられる。

オンサイトPPAの概要

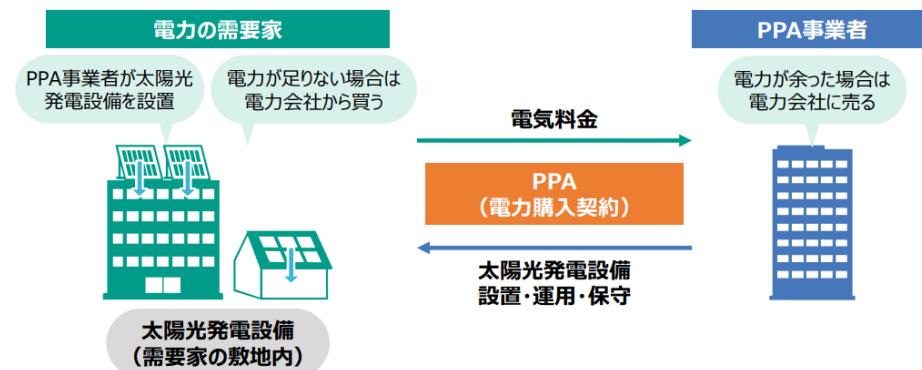
敷地内（オンサイト）での自家消費型太陽光発電の導入

「オンサイトPPA」による自家消費型太陽光発電の導入



- 「オンサイトPPA」とは、**自社の敷地内に第三者であるPPA事業者が太陽光発電設備を導入し、PPA事業者に電気料金を支払うことで、そこから電力を調達する仕組みのことです。消費電力量に応じた金額を支払うものであり、「第三者保有モデル」とも呼ばれます。**
- 需要家が消費しなかった電力は、PPA事業者のものとなります。なお、契約内容によりますが、設備の維持管理をPPA事業者が行ってくれる場合が多いです。

※PPA: Power Purchase Agreement（電力購入契約）の略。



10

オフサイトPPAの概要

オフサイトコーポレートPPAの形態



- オフサイトコーポレートPPAには、物理的な電力の取扱いに応じて「**フィジカルPPA (Physical PPA)**」と「**バーチャルPPA (Virtual PPA又はSynthetic PPA)**」の2形態が存在。

フィジカルPPA	バーチャルPPA
電力の取扱い	電力系統を介して購入者へ供給
環境価値の取扱い	電力とセットで購入者へ移転
同時同量の担保	30分や1時間ごとの同時同量を担保する必要がある
取引価格	固定価格 (一定期間ごとの見直し条項が含まれる場合もある)
契約期間	5年から20年程度
託送料金の取扱い	取引価格に追加的な託送料金の支払いが必要
	購入者へ供給せず (市場や他の事業者へ売電)
	電力と切り離して購入者へ移転
	30分や1時間ごとの同時同量を担保する必要はない
	契約価格と市場価格に基づく差金決済
	5年から20年程度
	取引価格に追加的な託送料金の支払いが不要 (現行契約の電気料金に含まれる)

7

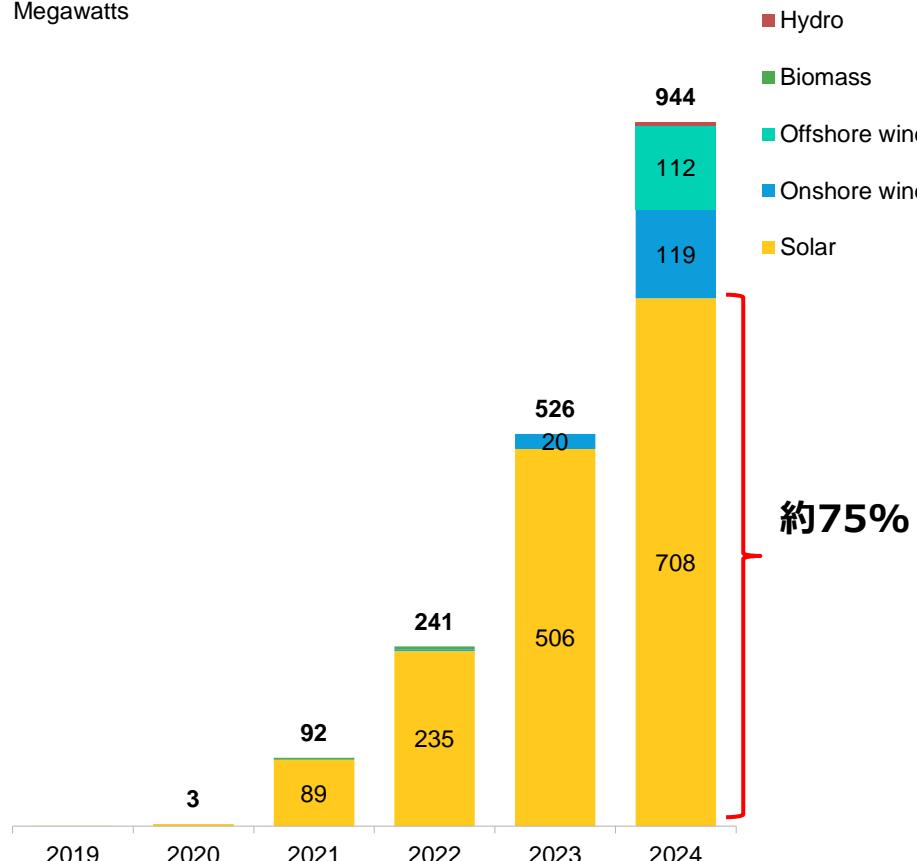
(出典) 環境省主催セミナー 令和6年度「再エネ導入のためのオンラインセミナー～令和7年度補助事業および先進事例の紹介～」セミナー資料より抜粋

(出典) 環境省HP「太陽光発電の導入支援サイト」掲載資料より抜粋

- 民間機関の調査によれば、国内におけるオフサイトコーポレートPPAの年間締結容量は2021年以降増加傾向にあり、2024年における年間オフサイトコーポレートPPA締結容量のうち約75%が太陽光発電となっている。

オフサイトコーポレートPPAの発電方法別年間締結容量

Megawatts



2024年における

太陽光発電の規模別コーポレートPPA締結数

Number of deals

60

50

40

30

20

10

0

Less than 1MW 1-2MW 2-3MW 3-4MW 4-5MW 5-10MW 10MW or more

18 32 29 13 9 38 55

第75回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2025年9月8日) 資料 5より抜粋

1. 再生可能エネルギー発電事業の事業規律について

- 今後の再エネの導入拡大にあたっては、地域との共生が図られることが大前提であり、極めて重要である。第7次エネルギー基本計画（令和7年2月18日閣議決定）においても、「再生可能エネルギーが長期にわたり安定的に発電する電源として、地域や社会に受け入れられるよう、地域の理解の促進や適正な事業規律の確保に取り組むことが重要」とされている。
- 再エネ発電事業の実施に当たっては、土地造成及び電気設備の安全性確保、生活環境及び自然環境・景観の保全、適正な土地利用の確保など様々な公益との調整を行う必要があり、これらは関係法令によって規定されている。
- また、自治体においても、適正な再エネ発電事業の実施に対する地域の懸念に対応するため、地域と共生した形での再エネ導入を求める条例（再エネ条例）の制定が増加（※）している。
(※) 2024年度末時点で323の自治体で制定済み。9年間で13倍に増加。
- 資源エネルギー庁として、こうした関係法令を所管する関係省庁や自治体とも協力しながら、対応を行ってきてている。特に、今後、FIT/FIP制度による支援によらない太陽光発電の導入が見込まれるところ、FIT/FIP制度によらない導入を含め、地域との共生を確保していくことが重要である。こうした点を踏まえ、具体的な事項について、次回以降の本小委員会において御議論いただきたい。

＜検討事項例＞

- ① 関係法令を所管する関係省庁との連携のより一層の強化、枠組み構築
- ② 地域の実情に応じた再エネの地域共生を図る取組（自治体による再エネ条例の制定等）への更なる支援
- ③ 業界団体における自主的な取組の促進 等

太陽光発電事業の更なる地域共生・規律強化に向けた関係省庁連絡会議

- 太陽光発電事業における地域との共生をより一層確保するべく、新エネルギー政策を所管する資源エネルギー庁、環境政策を所管する環境省、そして、太陽光発電事業の実施に当たって様々な公益との調整を行う各種の関係法令を所管する関係省庁との間で、緊密な連携を図り、脱炭素政策に必要な対応を検討するため、「太陽光発電事業の更なる地域共生・規律強化に向けた関係省庁連絡会議」を設置。
- 参加省庁：経済産業省、環境省、文部科学省、農林水産省、国土交通省、総務省

第1回（9月24日）の開催概要

- 依然として太陽光発電事業について地域との共生上の課題が生じている事例がみられている中で、引き続き、関係省庁間の連携を強化し、適切に対応していくことが必要である点を確認。
- 太陽光発電事業に係る現状や課題を踏まえ、各省庁において、改めて、必要な対応について検討いただくとともに、次回以降の本連絡会議において各省庁よりご報告いただくこととした。

第2回（10月29日）の開催概要

- 関係省庁から、現在の検討状況について報告あり。
- 全国的な太陽光発電事業に係る課題に関し、各種の具体事例に照らし、関係法令がどのように適用され、対応がなされるのかを整理し、当該対応により、様々な公益との調整が効果的・実効的に図られるかについて、更に検証する必要性を確認。

第3回（12月22日書面開催）の開催概要

- 「大規模太陽光発電事業（メガソーラー）に関する対策パッケージ（案）」を議論し、連絡会議としてこれを了承。

大規模太陽光発電事業に関する関係閣僚会議

- **12月23日**に、大規模太陽光発電事業が地域と共生したより望ましいものとなるよう、政府としての対策を検討することを目的として、**大規模太陽光発電事業に関する関係閣僚会議を開催**。
- 本閣僚会議において、「**大規模太陽光発電事業（メガソーラー）に関する対策パッケージ**」を決定。

出席者

内閣官房長官 木原 稔（議長）
経済産業大臣 赤澤 亮正
環境大臣 石原 宏高
総務大臣 林 芳正
農林水産大臣 鈴木 憲和
国土交通大臣 金子 恭之
文部科学副大臣 小林 茂樹（代理出席）
内閣官房副長官 尾崎 正直
内閣官房副長官 佐藤 啓
内閣官房副長官 露木 康浩
内閣官房副長官補 阪田 渉
内閣広報官 小林 麻紀
資源エネルギー庁長官 村瀬 佳史
資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部長 小林 大和
環境省総合環境政策統括官 白石 隆夫
環境省地域脱炭素推進審議官 中尾 豊

会議の様子



我が国において、国富流出の抑制やエネルギー安全保障の観点から、再エネを始めとする国産エネルギーの確保が極めて重要。DX・GXの進展によって電力需要の増加が見込まれる中で、産業の競争力強化の観点から、再エネや原子力などを最大限活用していくことが重要。

太陽光発電は、導入が急速に拡大した一方、様々な懸念が発生。地域との共生が図られた望ましい事業は促進する一方で、不適切な事業に対しては厳格に対応する必要がある。関係省庁連携の下、速やかに施策の実行を進める。

1. 不適切事案に対する法的規制の強化等

①自然環境の保護

- ◆ 環境影響評価法・電気事業法：環境影響評価の対象の見直し及び実効性強化【環境省、経済産業省】
- ◆ 種の保存法：生息地等保護区設定の推進、希少種保全に影響を与える開発行為について事業者等に対応を求める際の実効性を担保するための措置等を検討【環境省】
- ◆ 文化財保護法：自治体から事業者に丁寧な相談対応を行えるよう、助言を行う際の留意事項を整理し、自治体に周知【文部科学省】
- ◆ 自然公園法：湿原環境等の保全強化を図るため、国立公園としての資質を有する近隣地域について釧路湿原国立公園の区域拡張【環境省】

②安全性の確保

- ◆ 森林法：許可条件違反に対する罰則、命令に従わない者の公表等、林地開発許可制度の規律を強化【農林水産省】
- ◆ 電気事業法：太陽光発電設備の設計不備による事故を防止するため、第三者機関が構造に関する技術基準への適合性を確認する仕組みを創設【経済産業省】
- ◆ 太陽光発電システム等のサイバーセキュリティ強化のため、送配電網に接続する機器の「JC-STAR」ラベリング取得の要件化【経済産業省】

③景観の保護

- ◆ 景観法：自治体における景観法活用促進のための景観法運用指針の改正及び景観法活用マニュアルの作成、公表【国土交通省、農林水産省、環境省】

※ その他、土地利用規制等に係る区域の適切な設定、開発着手済みの事業に対する関係法令の適切な運用、FIT/FIP認定事業に対する交付金一時停止等の厳格な対応、太陽光パネルの適切な廃棄・リサイクルの確保等を実施。【農林水産省、文部科学省、国土交通省、環境省、経済産業省 等】

2. 地域の取組との連携強化

- ◆ 地方三団体も交えた新たな連携枠組みとして、「再エネ地域共生連絡会議」を設置【経済産業省、環境省、総務省】
- ◆ 景観法：自治体における景観法活用促進のための景観法運用指針の改正及び景観法活用マニュアルの作成、公表【国土交通省、農林水産省、環境省】【再掲】
- ◆ 文化財保護法：自治体から事業者に丁寧な相談対応を行えるよう、助言を行う際の留意事項を整理し、自治体に周知【文部科学省】【再掲】
- ◆ 地方公共団体の環境影響評価条例との連携促進【環境省】【再掲】
- ◆ 「関係法令違反通報システム」による通報や「再エネGメン」における調査について、非FIT/非FIP事業も対象に追加【経済産業省】

3. 地域共生型への支援の重点化

- ◆ 再エネ賦課金を用いたFIT/FIP制度による支援に関し、2027年度以降の事業用太陽光（地上設置）について廃止を含めて検討【経済産業省】
- ◆ 次世代型太陽電池の開発・導入の強化【経済産業省、環境省、総務省】
- ◆ 屋根設置等の地域共生が図られた導入支援への重点化【経済産業省・環境省・国土交通省・農林水産省】
- ◆ 望ましい営農型太陽光の明確化・不適切な取組への厳格な対応【農林水産省】
- ◆ 国等における電力供給契約について、法令に違反する発電施設で発電された電力の調達を避けるよう、環境配慮契約法基本方針に規定【環境省】
- ◆ 長期安定的な事業継続及び地域との共生を確保する観点から、地域の信頼を得られる責任ある主体への事業集約の促進【経済産業省】

1. 不適切事案に対する法的規制の強化等

関係法令	対応方針	今後の事業に対する規制の実効性	実施予定期
自然環境	環境影響評価法 ・電気事業法 (環境省・ 経済産業省)	環境影響評価の対象の見直し及び実効性強化に向けた検討	・環境影響評価対象の拡大を通じた事業の環境配慮の促進 ・環境アセス評価、工事計画届出、運用の各段階において実効性強化 次期通常国会中に検討結果を取りまとめた後、環境影響評価法施行令等を改正予定
	種の保存法 (環境省)	法改正の要否も含めて検討	保護区設定の促進及び希少種保全に影響を与える開発行為一般に対する適切な措置の要請(検討中)等により、希少種の保全上重要な生息・生育地における開発を適切に規制 令和8年夏頃の検討会取りまとめ結果を踏まえ、必要な制度改正を実施予定
	文化財保護法 (文部科学省)	市町村への事務連絡を発出	市町村から事業者に対し適切に助言を行うことにより、影響の確認が不十分なまま、天然記念物の滅失・き損につながる開発を適切に規制 令和7年度中に実施予定
	自然公園法 (環境省)	釧路湿原国立公園の区域拡張	湿原環境等の保全強化を図るため、国立公園としての資質を有する近隣地域について公園区域を拡張し、公園区域内の開発を適切に規制 令和8年度中に区域拡張を目指す
安全	森林法 (農林水産省)	許可条件違反に対する罰則、命令違反者の公表を規定(新設)する改正森林法の施行	・事業者に対して林地開発許可時に付した条件を厳格に履行せることにより、森林の有する災害の防止等の公益的機能を阻害しないよう、開発を適切に規制 ・違反状態の土地である旨を周知することにより、土地転売による責任回避を抑止 令和8年4月施行予定
	電気事業法 (経済産業省)	太陽電池発電設備の構造安全性の確認制度の強化の検討	太陽電池発電設備の構造安全性が確保され、当該設備の崩落・飛散などにつながるおそれのある開発を適切に規制 令和8年通常国会での法案提出を目指す
景観	景観法 (国土交通省・ 農林水産省・環境省)	・景観法運用指針の改正 ・景観法活用マニュアルの作成・公表	守るべき景観を有する各自治体が、明確な景観形成基準を設けた景観計画を策定し、事業者に対し、当該基準に適合しない設置行為を適切に規制 令和8年春頃までに実施予定
その他	盛土規制法 (国土交通省・ 農林水産省)	都道府県等に対する技術的助言や個別相談等を引き続き実施	都道府県等における法運用が十分なされることにより危険な盛土等の造成を適切に規制 引き続き実施
	再エネ特措法 (経済産業省)	関係法令違反へのFIT/FIP交付金一時停止・認定取消し(執行体制の強化)	執行体制を強化し、法令違反を改善せずに放置するFIT/FIP事業者には認定を取り消し、違反時点から交付金の返還を求め、関係法令違反に厳格に対応 引き続き実施

(参考) 環境影響評価の対象の見直し及び実効性強化に向けた検討

＜太陽光発電事業の環境影響評価について＞

- 環境影響評価とは、事業者自らが、環境の保全の観点からよりよい事業計画を作り上げていくための手続。太陽光発電事業については、事業者に、環境影響評価法・電気事業法に基づく評価の実施を求めるとともに、電気事業法の工事計画届出等を通じて、評価に沿った工事・事業の実施を求めている。
- 環境影響評価法は、規模が大きく環境影響の程度が著しいものとなるおそれがある事業を対象。
- 法対象とならない規模の事業は、環境影響評価条例の対象とすることで、法と条例の役割分担の下、国と地方公共団体が一体となって対応。

＜太陽光発電事業の環境影響評価法対象規模（令和2年4月から対象）＞

第1種事業（環境影響評価必須）：4万kW以上

第2種事業（事業ごとに環境影響評価の必要を判断）：3万kW以上 4万kW未満

※ 法対象未満の規模の事業について、地方公共団体の判断で、条例の対象に。

➡ 環境影響評価対象の見直し及び実効性強化に向けた検討を行う

＜検討の論点＞

- ✓ 太陽光発電事業に係る第1種事業・第2種事業の規模の見直し
- ✓ 第2種事業の環境影響評価の要・不要を判断する基準の明確化
- ✓ 環境影響評価に関する審査の厳格化や指導の徹底 等

（検討に当たっての留意事項）

- ・他の法対象の面的開発事業との整合性、太陽光発電事業を引き下げる必要性の整理が必要
- ・地方公共団体との丁寧な調整が必要
- ・現行制度からの円滑な移行のため、一定の周知期間が必要

→ 2026年通常国会中に検討結果取りまとめ。取りまとめ後、政令等の改正を予定。

(参考) 種の保存法における対応

第78回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2025年12月26日) 資料3より抜粋

＜種の保存法の在り方検討会の設置＞

内容

- ・種の保存法の前回改正から5年が経過したことを受け、R5～R7年度前半までに行った「法律の施行状況評価」の結果を踏まえ、今後の課題解決の方向性をより詳細に検討する「在り方検討会」を、10月に設置。
- ・検討会では、希少種の生息・生育地の保全と再生可能エネルギーの導入をめぐる課題についても、論点の一つとして検討。

スケジュール

R7.10.14 絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律の在り方検討会(第1回)
以降、来年度前半にかけて計5回程度開催予定

R8年夏頃 報告書の取りまとめ

⇒ 検討会の取りまとめ結果を踏まえ、必要に応じて制度改正を検討

(参考) 文化財保護法における対応

第78回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2025年12月26日) 資料3より抜粋

- 釧路市における事案では、メガソーラーの開発を行っている事業者（株）日本エコロジーが、市で文化財の保護の事務を担当している釧路市博物館に対し、文化財保護法に関する相談をしていたが、市として開発行為がタンチョウやオジロワシに与える影響について確認できないまま、工事が着工された。
- 一般的に、天然記念物が生息する地域における工事等については、事業者が事前に地元自治体に相談し、影響の確認の考え方等について助言を受けたうえで、天然記念物の滅失やき損につながらないことが確認できた状態で実施されるべき。
- 工事等の影響の確認が不十分なまま実施され、天然記念物の滅失やき損に至る事案を未然に防ぐため、自治体から事業者に丁寧な相談対応を行えるよう、助言を行う際の留意事項を整理し、自治体に周知することを検討。
- 市長村から事業者に対し適切に助言を行うことにより、影響の確認が不十分なまま、天然記念物の滅失・き損につながる開発を適切に規制。

自治体

相談時の助言内容

- ✓ 事業地周辺に天然記念物が生息しているか？
- ✓ 工事等に伴い直接天然記念物に接触するか？
- ✓ 騒音や振動など、間接的に影響し得るか？
- 等

- ✓ 工事等を行う時期における天然記念物の行動様態はどうか？（繁殖期かなど）
- ✓ 現地環境の特殊性を踏まえて確認したか？
- 等

助言

明確に伝えず

文化庁で助言の際の留意事項を整理し周知



自治体

- ✓ 事業地周辺に天然記念物が生息しているか？
- ✓ 工事等に伴い直接天然記念物に接触するか？
- ✓ 騒音や振動など、間接的に影響し得るか？
- 等

- ✓ 工事等を行う時期における天然記念物の行動様態はどうか？（繁殖期かなど）
- ✓ 現地環境の特殊性を踏まえて確認したか？
- 等

助言

必要事項を丁寧に伝達

事業者

助言を踏まえた専門家への意見聴取等

- 助言の際に明確に伝えなかった観点で、確認に不備が生じるおそれ
- Ex. 繁殖期に工事をするのに繁殖期の状況を確認していない等



助言を踏まえた専門家への意見聴取等



(参考) 森林法における対応

第78回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2025年12月26日) 資料3より抜粋

森林法による林地開発許可制度の実効性の強化

- ▶ 本年5月に**森林法を改正**し、**林地開発許可制度の実効性を強化**

新たに森林法に規定する事項

許可条件違反に対する罰則を新設
(3年以下の拘禁刑又は300万円以下の罰金)

都道府県知事が、開発行為の中止・復旧命令に従わない者を公表可能とする仕組みを**新設**

(規制の実効性)

林地開発許可時に付した条件を厳格に履行させることにより、森林の有する災害の防止等の公益的機能を阻害しないよう、開発を適切に規制

(規制の実効性)

違反状態の土地である旨を周知することにより、土地転売による責任回避を抑止

令和8年4月：

● 改正森林法の施行

● 運用通知の適用

(参考) 電気事業法における対応

第33回 産業構造審議会 保安・消費生活用製品安全分科会
電力安全小委員会 (2025年12月15日) 資料1より抜粋

4-2. 太陽電池発電設備の構造安全性の確認制度の強化

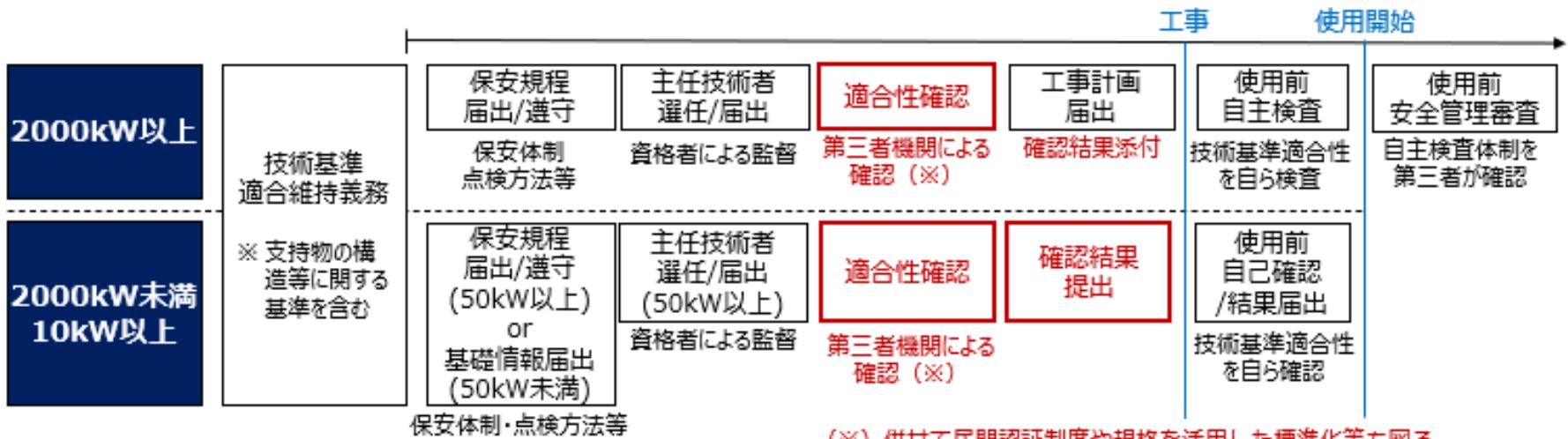
- 現行制度では、太陽電池発電設備の安全に関する技術基準への適合性について、出力の大きい設備は工事前に国が審査、出力が小さい設備は設置者が自ら確認。
- 設計不備による事故を防止し、安全性を更に向上させる観点から、太陽電池発電設備について、土木建築の専門性を有する第三者機関が、工事前に構造に関する技術基準への適合性を確認する仕組みを設ける。

※多数の太陽電池発電設備が新設されていることを踏まえ、導入が円滑に進められるよう、第三者機関の確認に加えて、適切な構造安全性を有する設備に関する民間認証制度や規格を活用した標準化などの環境整備も併せて図る。

※なお、既設の設備であっても、リパワリングなどに当たって、構造安全性に影響を及ぼす設備変更を行う場合は、安全確保のため、これらの措置の対象とする。

太陽電池発電設備に関する新たな規制体系のイメージ

※赤字が改正部分



(参考) 景観法における対応

第78回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2025年12月26日) 資料3より抜粋

- 景観法は届出・勧告等を通じた行為の制限により良好な景観の保全を図る制度。
- 景観の保全については、自治体※が景観計画に明確な景観形成基準を策定することで、メガソーラー設置に一定の制限ができるることを確認。
※景観行政団体(都道府県、政令市、中核市、その他都道府県と協議を経た市町村)
- 今後、景観法のより有効な活用を促すため、運用指針改正等を予定。

国での
対応

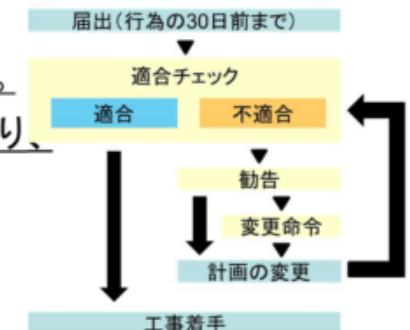
- ✓ 自治体に対して景観法運用指針(技術的助言)を発出。また、「景観計画策定・改定の手引き」や事例集等を作成し、HPや全都道府県を対象にしたセミナー等で周知。加えて、個別相談等の支援を実施。

自治体で
の対応

- ✓ 他地域の事例も参考に、自治体が、景観法に基づく景観計画を策定し、メガソーラーの設置に係る明確な景観形成基準を定め、届出・勧告等の制限を適切に運用。
(景観形成基準の例)
「太陽光パネルは原則として眺望地点から見えないようにし、やむを得ず見える位置に設置する場合は、植栽に努める」

法規制に
による効果
等

- ✓ 自治体が景観計画で規定した場合、メガソーラーを設置する事業者は届出が必要。
- ✓ 届出をせず、又は虚偽の届出をした事業者は、30万円以下の罰金。
- ✓ 設置するメガソーラーが景観形成基準に適合しない場合、以下により、
設置抑止につなげることが可能。
 - ①高さ等については設計の変更等の必要な措置をとるよう勧告
 - ②形態意匠(色彩・形状・材質等)については、条例に規定することで、設計の変更等の必要な措置をとるよう命令
- ✓ 景観地区を定め、条例に規定することで、伐採や土地の形質変更等を許可制とすることが可能。



2. 地域の取組との連携強化

- 国と地方の適切な役割分担のもと、各種の法的規制に基づく事務が実効的かつ円滑に行われ、地域の実情に応じた規制がなされるよう、国と自治体との連携枠組みを構築する。
- 現状、FIT/FIP事業を対象としている「関係法令違反通報システム」や「再エネGメン」について、非FIT/非FIP事業も通報対象に追加することで、我が国の太陽光発電全体において、各関係法令が確実に遵守される体制（＝「全省庁横断再エネ事業監視体制」）を構築する。

国と自治体との連携枠組みの構築

- 太陽光発電事業への適切な法的規制の実行にあたって、国と地方自治体との緊密な連携を図る観点から、新たな連携枠組みを構築する。
- 連携枠組みの中では、例えば、今回講じる関係法令における追加的な対応について情報提供を行い、各自治体において適切な規制等がなされる環境整備を目指す。

(情報提供例)

- ◆ 景観法運用指針の改正、景観法活用マニュアル
- ◆ 文化財保護法に基づく事務連絡
- ◆ 「関係法令違反通報システム」や「再エネGメン」の非FIT/非FIP事業への通報対象拡大
- ◆ 自治体における先進的取組（条例や法定外目的税など）

全省庁横断再エネ事業監視体制

- 「関係法令違反通報システム」や「再エネGメン」について、非FIT/非FIP事業も通報対象に追加。我が国の太陽光発電全体において、各関係法令が確実に遵守される体制を構築。

関係法令違反通報システム



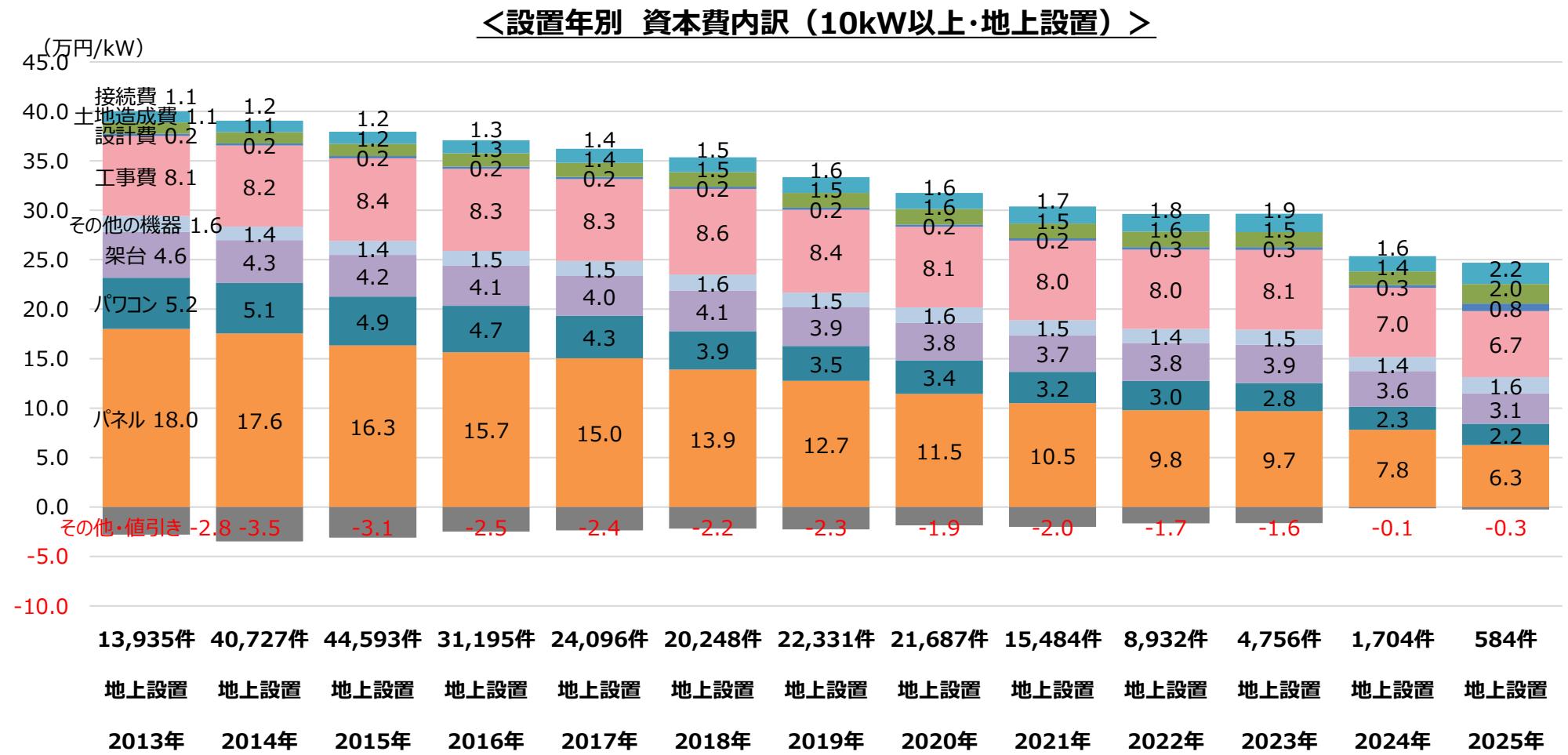
再エネGメン



- (1) 2026年度の事業用太陽光（地上設置）の調達価格・基準価格**
- (2) 2027年度以降の事業用太陽光（地上設置）の取扱い
- (3) 2026・2027年度の事業用太陽光（屋根設置）の調達価格・基準価格
- (4) 2027年度以降の初期投資支援スキーム（住宅用太陽光）の取扱い
- (5) 2026・2027年度の住宅用太陽光（10kW未満）の調達価格
- (6) 新たな発電設備区分の創設に関する検討

(1) 国内のコスト動向：資本費及びその構成（設置年別推移：地上設置）32

- 事業用太陽光発電（地上設置）について、設置年別に資本費を見ると、全体的に低下傾向。特にパネル費用が低下傾向にある（2013年から2025年までに、パネル費用は▲65%）。



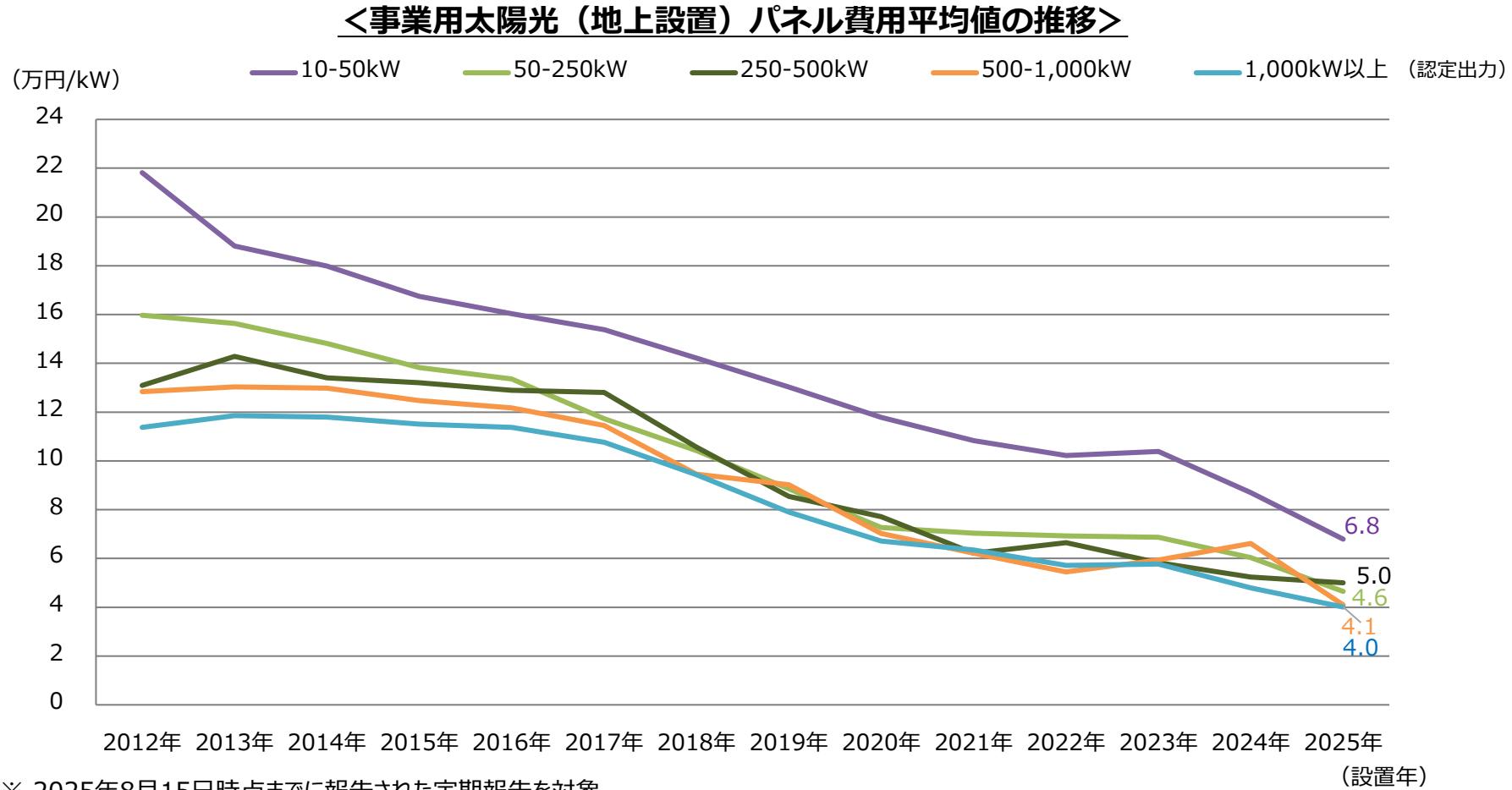
■ 事業用太陽光 (地上設置) における認定年度・設置年別のシステム費用を見ると、長期間で見るとシステム費用の水準は低下傾向にあり、また、同じ設置年では、ばらつきもあるものの、概ね同水準となっている。

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	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年		
2012年度認定	272件 37.3万円/kW	11,032件 34.0万円/kW	5,636件 32.5万円/kW	2,297件 32.3万円/kW	1,150件 34.3万円/kW	625件 32.6万円/kW	453件 31.1万円/kW	254件 25.6万円/kW	238件 42.1万円/kW	165件 22.3万円/kW	34件 27.8万円/kW	43件 27.3万円/kW	13件 25.3万円/kW	25件 33.5万円/kW		
2013年度認定		2,805件 33.2万円/kW	31,130件 32.3万円/kW	21,430件 31.9万円/kW	11,633件 31.9万円/kW	6,914件 32.2万円/kW	4,040件 32.0万円/kW	3,242件 27.7万円/kW	2,625件 24.7万円/kW	973件 21.1万円/kW	335件 23.9万円/kW	389件 22.6万円/kW	94件 22.6万円/kW	112件 21.3万円/kW		
2014年度認定			3,834件 32.0万円/kW	18,767件 31.1万円/kW	7,302件 30.3万円/kW	2,974件 29.7万円/kW	1,323件 28.3万円/kW	1,151件 26.1万円/kW	942件 23.1万円/kW	256件 18.5万円/kW	157件 23.0万円/kW	165件 22.7万円/kW	40件 21.8万円/kW	55件 10.9万円/kW		
2015年度認定 ※~6/30				1,291件 30.9万円/kW	1,386件 29.6万円/kW	331件 28.7万円/kW	142件 26.5万円/kW	136件 24.6万円/kW	103件 23.3万円/kW	65件 25.2万円/kW	14件 18.1万円/kW	11件 23.5万円/kW	1件 11.3万円/kW	0件 -		
2015年度認定 ※7/1~					775件 30.4万円/kW	7,623件 29.8万円/kW	2,752件 28.7万円/kW	925件 28.5万円/kW	581件 26.1万円/kW	535件 23.7万円/kW	278件 20.9万円/kW	119件 21.1万円/kW	57件 21.0万円/kW	26件 19.9万円/kW	10件 17.0万円/kW	
2016年度認定						1,841件 30.0万円/kW	9,818件 29.1万円/kW	5,409件 28.4万円/kW	2,827件 26.7万円/kW	2,272件 24.2万円/kW	667件 24.6万円/kW	389件 23.4万円/kW	168件 22.2万円/kW	55件 21.0万円/kW	34件 18.3万円/kW	
2017年度認定							642件 28.9万円/kW	3,712件 28.8万円/kW	1,464件 27.9万円/kW	619件 25.5万円/kW	425件 22.5万円/kW	101件 21.5万円/kW	30件 21.8万円/kW	17件 19.0万円/kW	4件 19.9万円/kW	
2018年度認定								4,240件 28.6万円/kW	12,232件 27.5万円/kW	9,736件 27.0万円/kW	7,098件 25.7万円/kW	3,666件 23.5万円/kW	1,111件 24.5万円/kW	308件 22.6万円/kW	101件 20.5万円/kW	
2019年度認定									444件 25.4万円/kW	4,609件 24.3万円/kW	5,380件 23.7万円/kW	3,567件 23.8万円/kW	2,084件 23.1万円/kW	448件 19.8万円/kW	81件 16.2万円/kW	
2020年度認定										8件 24.8万円/kW	156件 20.0万円/kW	369件 20.5万円/kW	289件 20.2万円/kW	126件 17.9万円/kW	5件 16.0万円/kW	
2021年度認定											18件 24.3万円/kW	152件 20.9万円/kW	245件 20.9万円/kW	116件 19.2万円/kW	17件 14.3万円/kW	
2022年度認定												16件 21.4万円/kW	69件 18.9万円/kW	89件 18.9万円/kW	26件 30.0万円/kW	
2023年度認定													85件 22.7万円/kW	210件 23.7万円/kW	22件 17.6万円/kW	
2024年度認定														151件 19.2万円/kW	47件 26.4万円/kW	
2025年度認定															45件 15.0万円/kW	

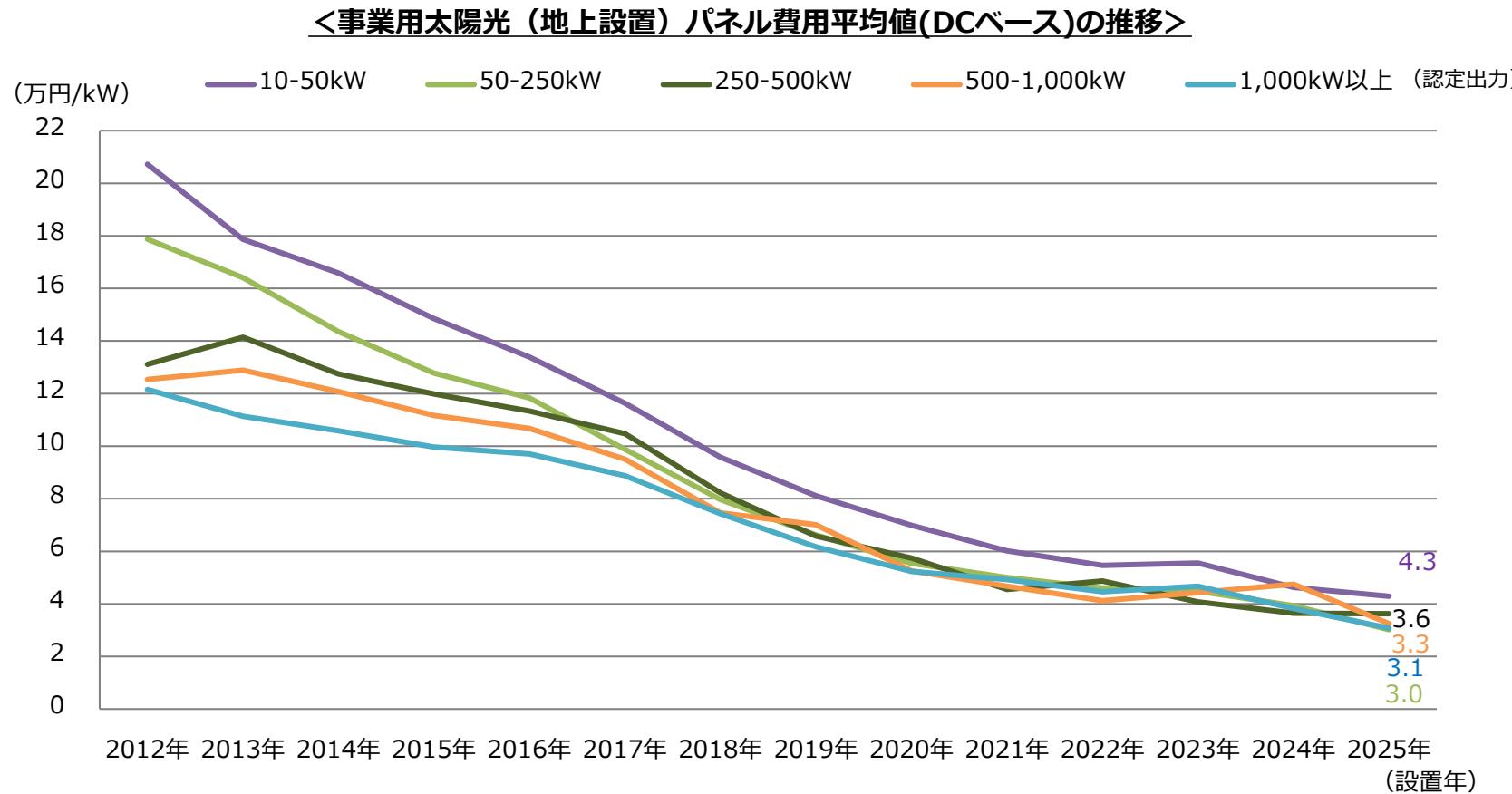
※令和7年度の調達価格等算定委員会で使用している定期報告データより作成。0万円/kW及び100万円/kW以上の案件は排除している。

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（地上設置）において、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は低下傾向にあることが分かった。

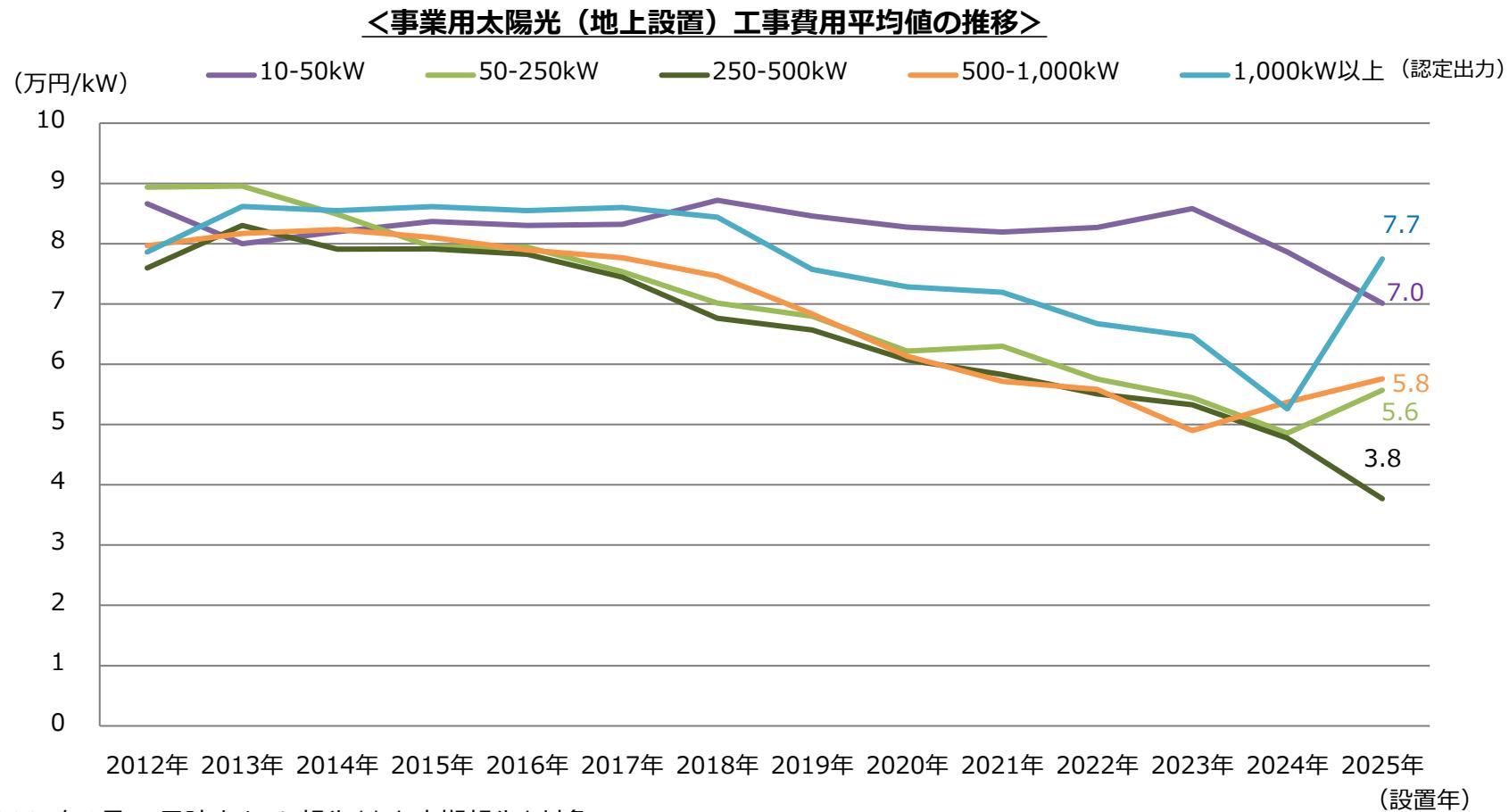


- 事業用太陽光（地上設置）において、定期報告データにより、各年に設置された案件のDCベースのパネル費用の平均値（単純平均）の推移をみたところ、いずれの規模帯についてもコストは低下傾向にあることが分かった。

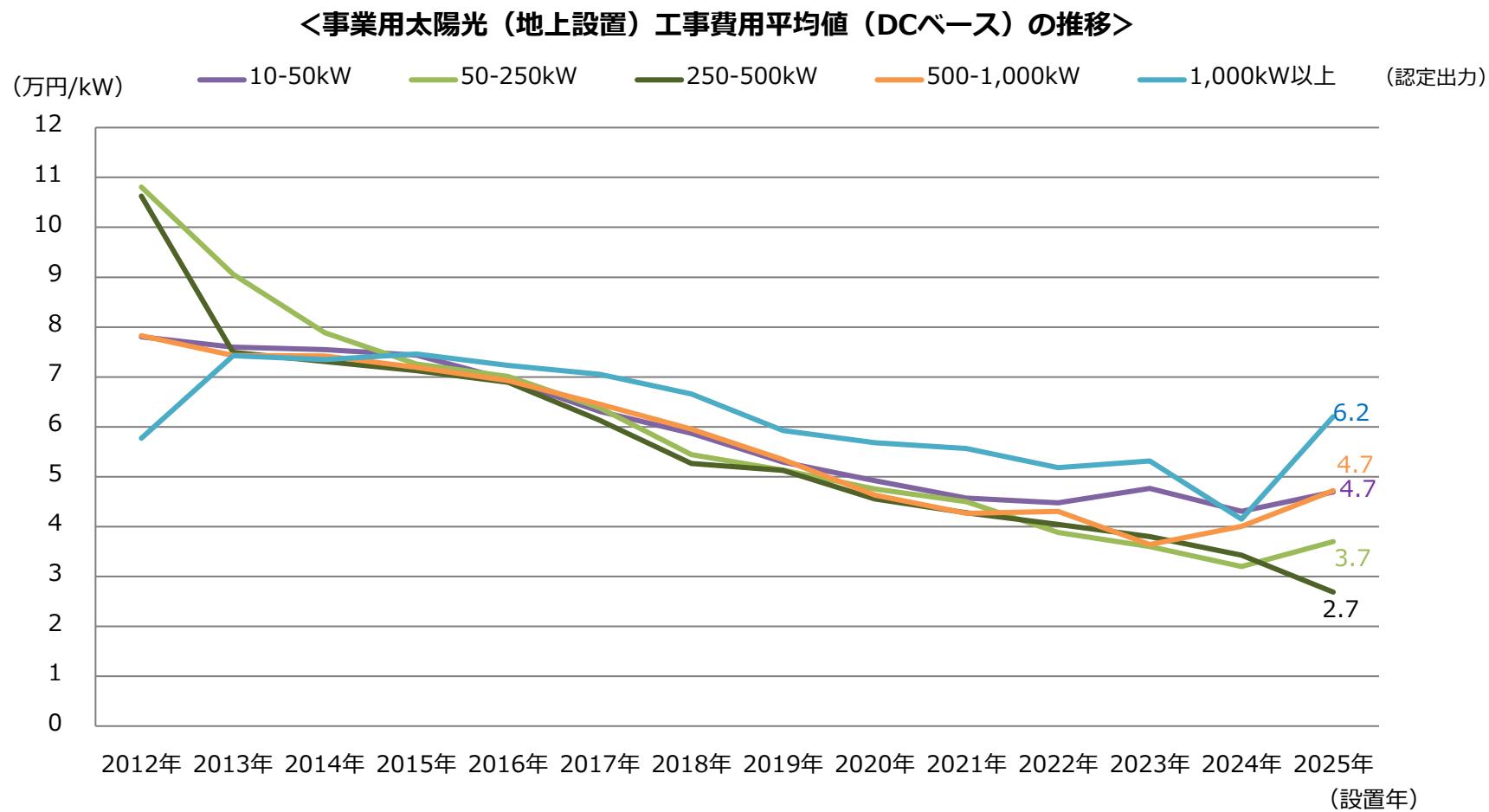


※ 2025年8月15日時点までに報告された定期報告を対象。

- 事業用太陽光（地上設置）において、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、2024年から2025年にかけて低圧（10-50kW）の案件では、低下傾向にあり、高圧（50kW以上）の案件は概ね増加傾向にある。2025年におけるkWあたりの工事費用平均値について、低圧（10-50kW）の案件とそれ以上の案件の価格差は約2割程度まで縮小した。



- 定期報告データにより、各年に設置された案件のDCベースの工事費の平均値（単純平均）の推移をみたところ、直近の工事費については、低圧（10-50kW）の案件においては、一定の費用水準で推移しているものの、概ね低減傾向にあるものの、足下では上昇傾向にある。



※ 2025年8月15日時点までに報告された定期報告を対象。

- これまでの本委員会においては、費用効率的な事業実施を促していく観点から、運転開始期限が3年間であることを踏まえ、足元のトップランナー水準が、3年後にどの程度の水準に位置するかに着目して、システム費用の想定値を設定してきた。
- これまでと同様に、3年前の設置案件のコスト水準に着目した場合、地上設置（50kW以上）のコスト水準においては、2020年設置の上位36%水準、2021年設置の上位38%水準、2022年設置の上位36%水準が、それぞれ2023年設置、2024年設置、2025年設置の中央値と同程度であることが確認できた。
- これらを踏まえると、トップランナー水準は上位36%水準として、2026年度の地上設置（50kW以上）の想定値は、2025年の地上設置（50kW以上）の上位36%水準である12.9万円/kWを、2026年の地上設置（10-50kW）の想定値は、2025年の地上設置（10kW以上）の上位36%水準である15.8万円/kWとすることが考えられ、それぞれ、地上設置（50kW以上）については、2025年度の想定値（11.3万円/kW）をやや上回るが、地上設置（10-50kW）については、2025年度の想定値（17.8万円/kW）を下回る。

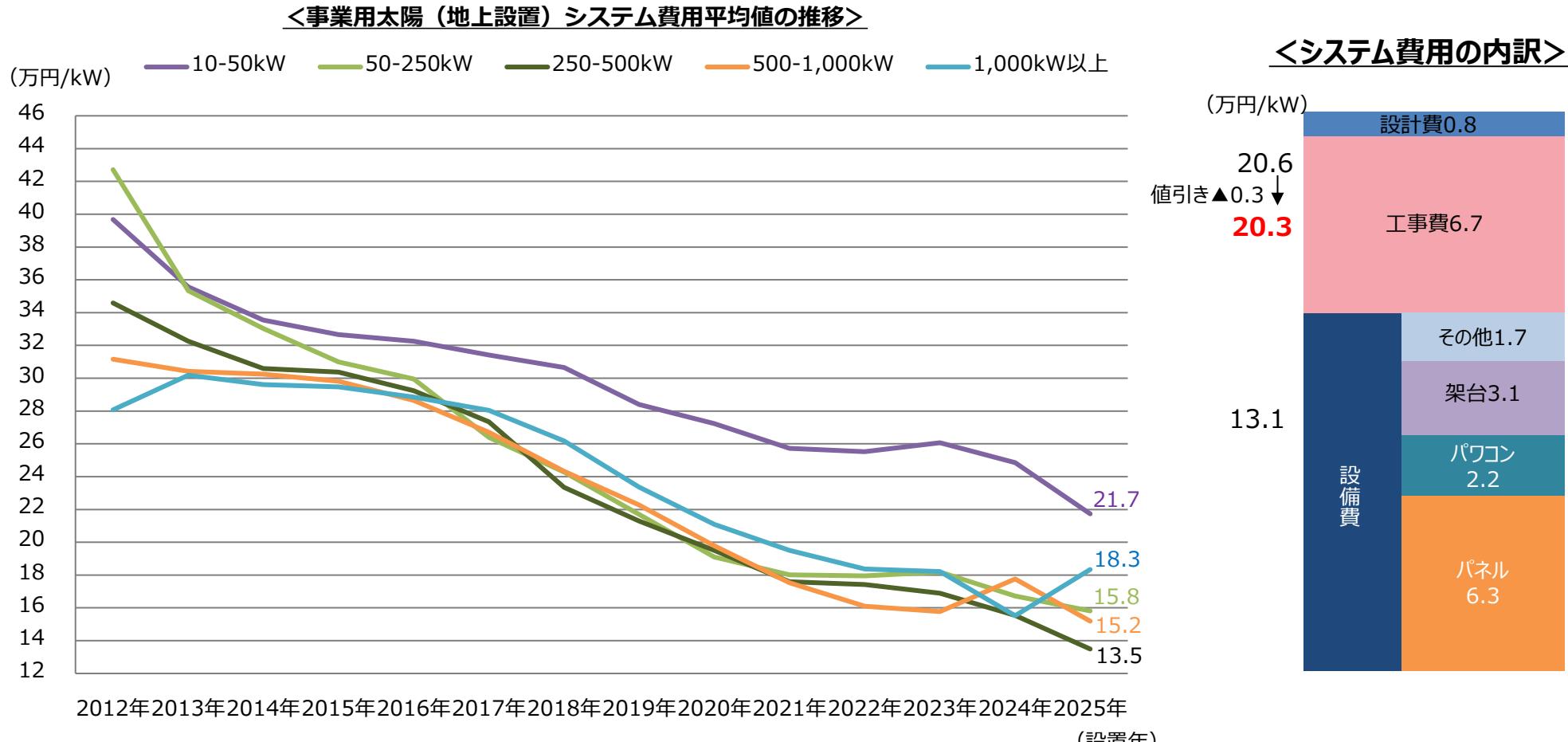
万円/kW	地上設置（50kW以上）						地上設置（10kW以上）
	2025年 1~8月設置 N=139	2024年 1~12月設置 N=505	2023年 1~12月設置 N=790	2022年 1~12月設置 N=1,014	2021年 1~12月設置 N=1,154	2020年 1~12月設置 N=1,574	
%							
5%	8.74	9.30	10.01	9.43	9.47	10.24	10.44
10%	9.43	9.94	11.16	10.61	10.68	11.49	10.94
15%	10.00	11.05	11.99	11.52	11.37	12.85	11.23
20%	10.46	11.71	12.76	12.10	12.01	13.73	12.39
25%	11.02	12.19	13.46	12.76	12.86	14.45	13.81
30%	11.80	12.96	14.14	13.63	13.73	15.29	14.74
32%	12.20	13.21	14.51	13.90	13.99	15.60	15.20
35%	12.79	13.53	14.95	14.20	14.54	16.10	15.76
36%	12.91	13.62	15.09	14.28	14.72	16.31	15.80
38%	13.48	13.84	15.30	14.55	15.07	16.72	16.34
40%	13.60	14.00	15.52	14.98	15.32	17.09	16.61
45%	14.02	14.75	16.06	15.72	16.20	17.99	18.24
50%	14.53	15.13	16.65	16.43	16.90	18.65	19.67

11.3万円/kW

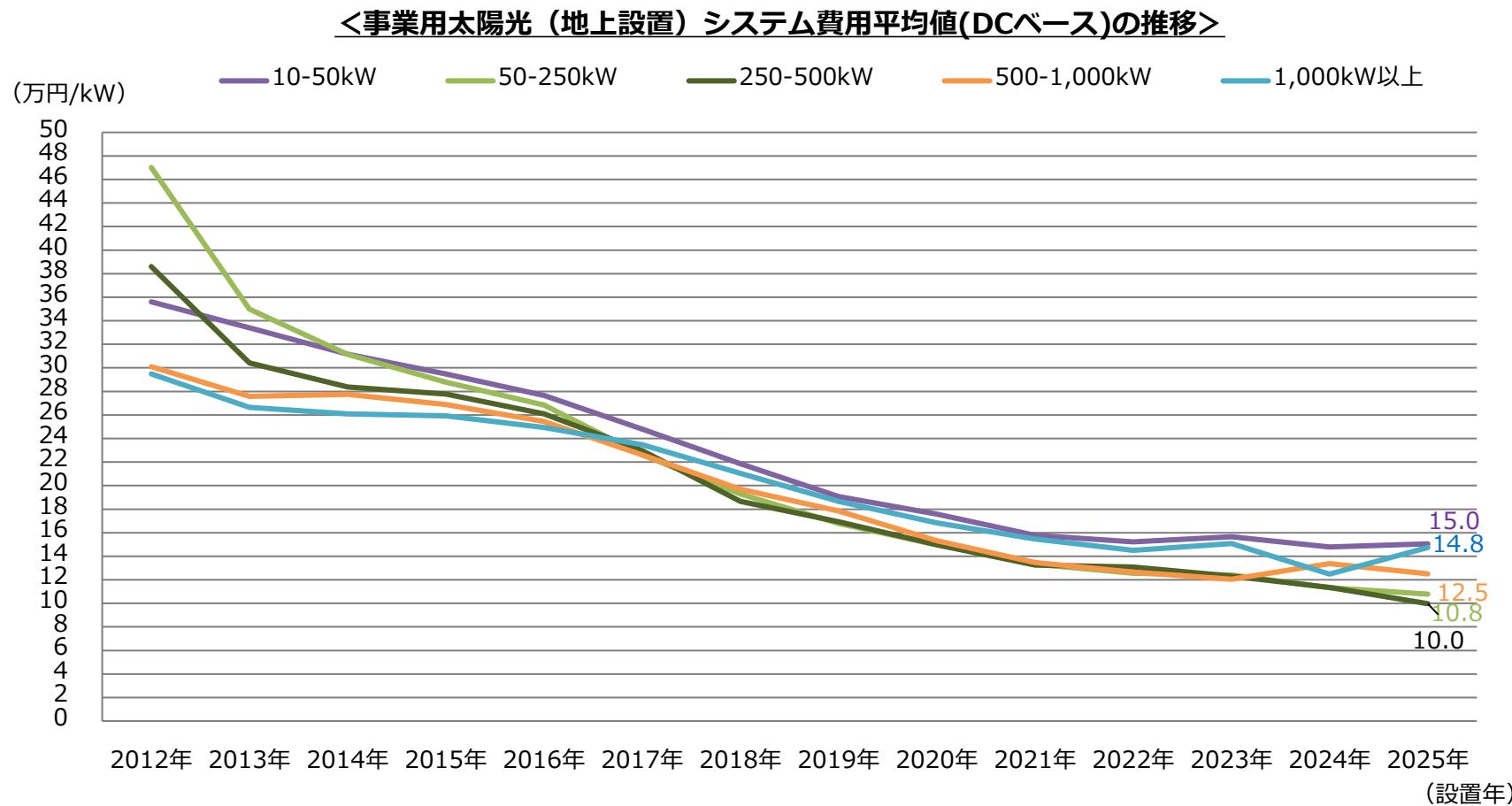
17.8万円/kW

※ 2025年8月15日時点までに報告された定期報告を対象。

- 事業用太陽光（地上設置）のシステム費用はすべての規模で低下傾向にあり、2025年に設置された10kW以上の平均値（単純平均）は20.3万円/kW、中央値は19.7万円/kWであることが分かった。平均値の内訳は、太陽光パネルが約33%、工事費が約33%を占める。



- 事業用太陽光（地上設置）のDCベースのシステム費用は、低下スピードは鈍化しているものの、長期間で見ると、すべての規模で低下傾向にあり、2025年に設置された10kW以上の平均値（単純平均）は14.2万円/kWであった。



※ 2025年8月15日時点までに報告された定期報告を対象。

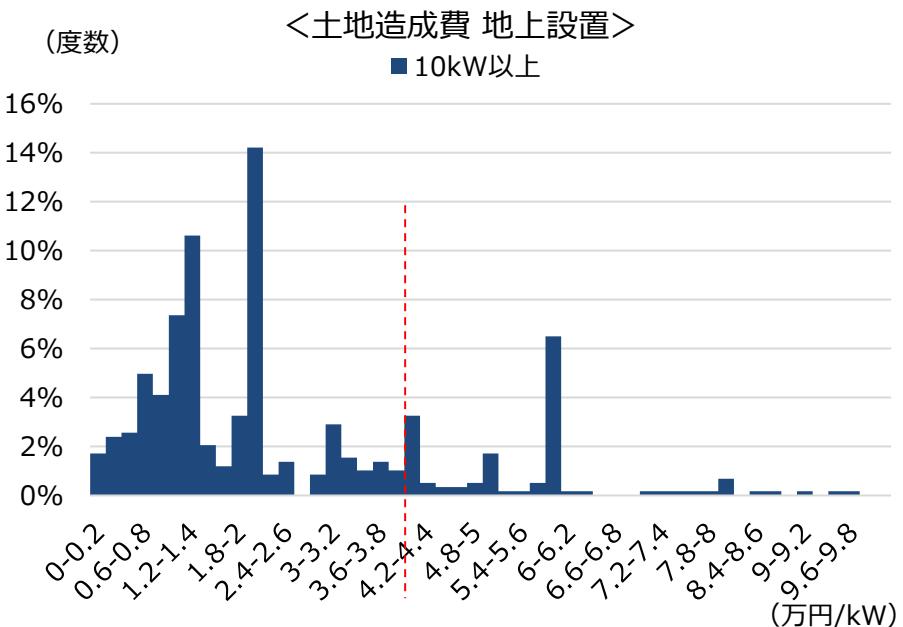
(1) 国内のコスト動向：土地造成費（地上設置）

- システム費用と同様に、事業用太陽光（地上設置）における土地造成費についても2025年設置案件の定期報告データを分析すると、**平均値1.84万円/kW、中央値1.21万円/kW**となり、昨年度設定した**2026年度の想定値0.9万円/kW**を上回る。なお、平均値については、4万円/kW以上の土地造成費が高い少数の案件により引き上げられており、分布としては、**4万円/kW以下の案件がほとんど**である。

		土地造成費（万円/kW）						
		10-50kW	50-250kW	250-500kW	500-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW以上	全体
地上設置	平均値	1.92 (1.05)	1.30 (0.94)	1.51 (1.56)	2.08 (1.37)	2.15 (1.43)	1.18 (0.00)	1.84 (1.11)
	中央値	1.26 (0.36)	0.97 (0.70)	1.08 (1.26)	1.21 (0.95)	2.29 (1.45)	0.00 (0.00)	1.21 (0.63)
	件数	439	63	31	15	19	3	570
2026年度想定値		地上設置：0.9						

※ 2025年8月15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2024年設置案件の土地造成費。



- 事業用太陽光（地上設置）における土地造成費について、2020年～2025に設置された案件のトップランナー分析を行うと、コストは上昇傾向にある。

万円/kW	地上設置（10kW以上）					
	2025年 1～8月設置 N=570	2024年 1～12月設置 N=1,672	2023年 1～12月設置 N=4,646	2022年 1～12月設置 N=8,707	2021年 1～12月設置 N=15,108	2020年 1～12月設置 N=21,065
%						
5%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20%	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25%	0.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30%	0.79	0.00	0.10	0.00	0.00	0.00
35%	1.01	0.04	0.20	0.20	0.00	0.00
40%	1.09	0.21	0.49	0.46	0.26	0.34
45%	1.21	0.50	0.71	0.71	0.58	0.61
50%	1.21	0.71	0.95	1.01	0.83	0.85

※ 2025年8月15日時点までに報告された定期報告を対象。

(1) 国内のコスト動向：接続費（地上設置）

- 接続費についても、事業用太陽光（地上設置）において、2025年設置案件の定期報告データを分析すると、平均値2.15万円/kW、中央値1.45万円/kWと、2026年度の想定値1.35万円/kWをやや上回る。

		接続費（万円/kW）						
		10-50kW	50-250kW	250-500kW	500-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW以上	全体
地上設置	平均値	2.52 (1.63)	0.69 (0.94)	1.12 (0.87)	0.85 (0.71)	1.24 (1.34)	1.19 (2.46)	2.15 (1.42)
	中央値	1.92 (1.25)	0.38 (0.55)	0.38 (0.40)	0.38 (0.22)	0.60 (0.71)	0.52 (2.46)	1.45 (1.14)
	件数	439	63	31	15	19	3	570
2026年度 想定値		地上設置：1.35						

※ 2025年8月15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2024年設置案件の接続費。

- 事業用太陽光（地上設置）における接続費について、2020年～2025に設置された案件のトップランナー分析を行うと、**2024年から2025年にかけてコストの上昇が見られる。**

万円/kW	地上設置（10kW以上）					
	2025年 1～8月設置 N=570	2024年 1～12月設置 N=1,672	2023年 1～12月設置 N=4,646	2022年 1～12月設置 N=8,707	2021年 1～12月設置 N=15,108	2020年 1～12月設置 N=21,065
%	2025年 1～8月設置 N=570	2024年 1～12月設置 N=1,672	2023年 1～12月設置 N=4,646	2022年 1～12月設置 N=8,707	2021年 1～12月設置 N=15,108	2020年 1～12月設置 N=21,065
5%	0.16	0.13	0.20	0.18	0.20	0.23
10%	0.30	0.24	0.40	0.41	0.47	0.50
15%	0.47	0.38	0.57	0.63	0.66	0.67
20%	0.67	0.50	0.73	0.77	0.80	0.79
25%	0.80	0.65	0.83	0.85	0.89	0.87
30%	0.91	0.73	0.95	0.97	0.97	0.93
35%	1.01	0.81	1.09	1.05	1.04	1.01
40%	1.15	0.91	1.21	1.17	1.15	1.11
45%	1.31	1.07	1.27	1.25	1.21	1.21
50%	1.45	1.16	1.41	1.39	1.31	1.24

（※）2025年8月15日時点までに報告された定期報告を対象。

(1) 国内のコスト動向：運転維持費（地上設置）

- 事業用太陽光（地上設置）における運転維持費についても、2025年設置案件の定期報告データを分析すると、平均値0.53万円/kW/年、中央値0.43万円/kW/年となり、2026年度の想定値0.42万円/kW/年と概ね同水準。

		運転維持費（万円/kW/年）						
		10-50kW	50-250kW	250-500kW	500-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW以上	全体
地上設置	平均値	0.52 (0.51)	0.54 (0.57)	0.53 (0.51)	0.62 (0.61)	0.67 (0.66)	0.84 (0.79)	0.53 (0.53)
	中央値	0.42 (0.40)	0.45 (0.44)	0.44 (0.43)	0.53 (0.51)	0.59 (0.59)	0.79 (0.77)	0.43 (0.42)
	件数	22,938	644	1,058	958	1,407	243	27,248
2026年度 想定値		地上設置：0.42						

※ 2025年8月15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。

(1) 国内のコスト動向：設備利用率（地上設置）

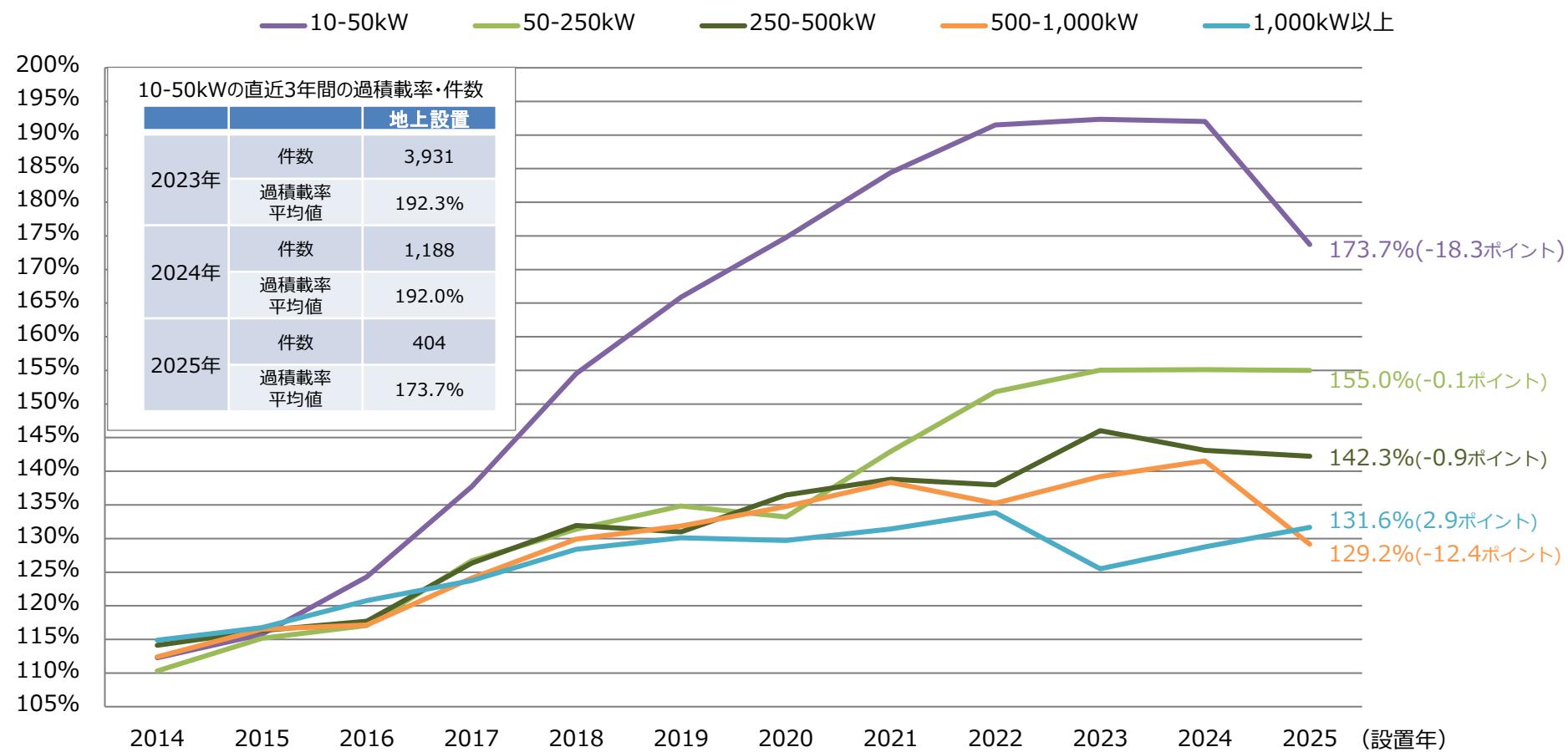
- 事業用太陽光（地上設置）における設備利用率については、昨年度と同様に、直近の設備利用率（50kW以上）の地上設置：上位15%水準を参考すると、地上設置（10-50kW）は21.6%、地上設置（50kW以上）は18.5%となり、2026年度の想定値（地上設置（10-50kW）21.3%、地上設置（50kW以上）18.3%）と概ね同水準。

買取期間	設備利用率（地上設置）：平均値				
	10kW 以上	50kW 以上	250kW 以上	1,000kW 以上	2,000kW 以上
2023年6月－ 2024年5月	16.5%	15.2%	15.3%	15.3%	16.2%
2024年6月－ 2025年5月	16.7%	15.4%	15.4%	15.3%	15.9%

	設備利用率（地上設置）			
%	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上
5%	24.45%	20.83%	20.48%	19.87%
10%	22.82%	19.41%	19.21%	18.80%
14%	21.82%	18.68%	18.51%	18.28%
15%	21.59%	18.52%	18.39%	18.17%
16%	21.36%	18.39%	18.25%	18.05%
20%	20.53%	17.84%	17.73%	17.62%
25%	19.55%	17.29%	17.22%	17.12%
30%	18.67%	16.80%	16.75%	16.70%
35%	17.86%	16.35%	16.33%	16.31%
40%	17.14%	15.94%	15.93%	15.94%
45%	16.50%	15.54%	15.54%	15.60%
50%	15.92%	15.15%	15.17%	15.25%

- 定期報告データより、事業用太陽光（地上設置）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、**直近のデータにおいて、10-50kWでは低下傾向にある。**

※定期報告データ中、事業用太陽光（地上設置）において過積載を行っていた1,000kW以上の設備件数は26件であり、1,000kW以上の設備における過積載の動向は引き続き注視する必要。



※ 2025年8月15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（地上設置）に係るコストデータの動向＞

- 事業用太陽光発電（地上設置（10kW以上50kW未満））については、システム費用は昨年度設定した2026年度の想定値（17.8万円/KW）をやや下回り（15.8万円/kW）、土地造成費、接続費については2026年度の想定値（それぞれ0.9万円/KW、1.35万円/kW）やや上回る（それぞれ1.21万円/kW、1.45万円/kW）が、運転維持費・設備利用率については、2026年度の想定値と概ね同程度。
- 事業用太陽光発電（地上設置（50kW以上））について、システム費用、土地造成費、接続費については、昨年度に設定した2026年度の想定値（それぞれ11.3万円/kW、0.9万円/KW、1.35万円/kW）を上回る（それぞれ12.9万円/kW、1.21万円/kW、1.45万円/kW）。運転維持費・設備利用率については、2026年度の想定値と概ね同程度。

＜調達価格・基準価格の設定方法①＞

- 運転年数について、2025年度は、パネル保証の動向や卒FITの再エネ電気に対するニーズを踏まえ、25年間の運転を想定。引き続き、昨年度設定した2026年度の想定値を据え置くこととしてはどうか。

（※）2026年度の調達期間終了後の売電価格の想定値について、2021～2022年度の卸電力市場価格は、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略開始等による燃料輸入価格の高騰に伴う影響を受けている一方、2023年度（10.74円/kWh）には2020年度（11.21円/kWh）と同水準となったことから、2016年度（電力小売全面自由化）から2024年度のうち、2021年度と2022年度を除いた7年間のシステムプライス平均値の平均を採用し、10.0円/kWhを想定。

- 運転維持費・設備利用率について、昨年度設定した2026年度の想定値と概ね同程度であることから、想定値を据え置くこととしてはどうか。

（※）その他、昨年度設定した2026年度の想定値から変動があった資本費の取扱いについては、次頁でお示しすることとする。

<調達価格・基準価格の設定方法②>

- 第105回の本委員会においては、各電源の特性を考慮しつつ、①自立化に向けた取組がなされているか、②コストデータの上昇について、当該電源の中でも事業が特に効率的に実施されている場合においても生じているものかを確認した上で、総合的に判断しながら足下のコストデータの上昇について適切に調達価格等/基準価格等への反映を行うという今後のFIT/FIP制度における調達価格/基準価格の設定に係る基本的な方針を確認した。
- 今後のFIT/FIP制度における調達価格/基準価格の設定に係る基本的な方針におけるそれぞれの確認結果は以下のとおり。
 - ①について、FIT制度開始以降におけるコストダウンの着実な進展をもって、自立化に向けた取組がなされていることが確認された。
 - ②について、最新のコストデータに上昇が見られたのは、事業用太陽光発電（地上設置（50kW以上））のシステム費、事業用太陽光発電（地上設置）全体における土地造成費・接続費であることから、これらについて、特に効率的に実施されている場合においても上昇が見られるのか確認する必要がある。直近6年におけるコストデータを見ると、接続費・土地造成費については特に効率的に実施された場合について上昇が見られたものの、事業用太陽光発電（地上設置（50kW以上））のシステム費用のコストは着実に低下しており、上昇は見られなかった。
- ②を厳格に適用した場合、接続費・土地造成費については想定値を引き上げ、事業用太陽光発電（地上設置（50kW以上））のシステム費のコストデータの上昇は見られなかったことから、想定値の引き上げは行わないこととなる。一方で、事業用太陽光発電（地上設置（50kW以上））のシステム費について、足下複数年については、実際のコストデータが想定値を上回っていたものの、効率的な事業の実施を促す観点から、従来のトップランナー水準として設定してきた想定値を目指すべきとして、想定値を据え置いてきた。
- 引き続き、効率的な事業の実施を促すことは重要であるものの、上記、今後のFIT/FIP制度における調達価格/基準価格の設定に係る基本的な方針を踏まえ、足下においてはコストデータの上昇が継続的に見られていることも含めて総合的に判断し、コストデータの上昇を調達価格/基準価格に適切に反映を行うこととしてはどうか。
- また、第108回の本委員会においては、コストデータの上昇について調達価格等/基準価格等への反映を行ったうえで、当該価格が既に設定している2026年度・2027年度の調達価格等/基準価格等を上回る場合には、2026年度・2027年度の調達価格等/基準価格等を改めて設定することを確認した。
- 事業用太陽光発電（地上設置（10kW以上50kW未満））については想定値を上回る諸元と下回る諸元が同時に見られることから、改めて全ての最新のコストデータに基づいて調達価格/基準価格を算定し、昨年度設定した2026年度の調達価格/基準価格を上回っている場合には、改めて想定値を設定することとしてはどうか。事業用太陽光発電（地上設置（50kW以上））については、既に設定した2026年度の調達価格/基準価格を上回ることが明らかであることから、改めて想定値を設定することとしてはどうか。

<調達価格・基準価格の設定方法③>

- コストデータ等を踏まえて算出された各諸元については以下のとおり。
- 2026年度事業用太陽光発電（地上設置（10kW-50kW））について、最新のコストデータに基づいて算出された諸元を、2026年度の想定値として改めて設定するかについては前述の設定方法を踏まえ、以降の本委員会で具体的な調達価格等の案とともにお示しすることとしたい。

(※) 2026年度の入札上限価格については、以降の本委員会において御議論いただくこととしたい。

		最新のコストデータに基づいて算出された諸元		昨年度設定した2026年度の想定値	
		2026年度 地上・50kW以上	2026年度 地上・10-50kW	(参考) 2026年度 地上・50kW以上	(参考) 2026年度 地上・10-50kW
資本費	システム費用	12.9万円/kW (想定値より上昇)	15.8万円/kW (想定値より低下)	11.3万円/kW	17.8万円/kW
	土地造成費	1.21万円/kW (想定値より上昇)	1.21万円/kW (想定値より上昇)	0.9万円/kW	0.9万円/kW
	接続費用	1.45万円/kW (想定値より上昇)	1.45万円/kW (想定値より上昇)	1.35万円/kW	1.35万円/kW
運転維持費		据え置き (0.42万円/kW/年)	据え置き (0.42万円/kW/年)	0.42万円/kW/年	0.42万円/kW/年
設備利用率		据え置き (18.3%)	据え置き (21.3%)	据え置き (18.3%)	据え置き (21.3%)
自家消費率		-	-	-	-
自家消費分の便益		-	-	-	-
運転年数		25年間	25年間	25年間	25年間
調達期間終了後の 売電価格		10.0円/kWh	10.0円/kWh	9.6円/kWh	9.6円/kWh

- (1) 2026年度の事業用太陽光（地上設置）の調達価格・基準価格
- (2) 2027年度以降の事業用太陽光（地上設置）の取扱い**
- (3) 2026・2027年度の事業用太陽光（屋根設置）の調達価格・基準価格
- (4) 2027年度以降の初期投資支援スキーム（住宅用太陽光）の取扱い
- (5) 2026・2027年度の住宅用太陽光（10kW未満）の調達価格
- (6) 新たな発電設備区分の創設に関する検討

<FIT/FIP制度における前提>

- ✓ 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、適正な利潤その他の事情を勘案して定めるということが本委員会のミッション。適正な利潤、その他事情をどのように勘案するかという論点はあるが、本委員会における役割は限定されていることも理解しながら、何ができるのか、何をすべきかを考えていくべき。
- ✓ FIT/FIP制度は国民負担による支援を行うことで導入拡大を図り、そのスケールメリット、習熟効果を通じてコストダウンをしていく、自立化を目指す制度だということが大前提。
- ✓ 国民負担の抑制を図る観点から、自立化を目指すべき。現状を見て自立化を今後目指せるものとそうでないものはしっかり議論していかなければならない。
- ✓ FIT/FIP制度は、最終的にFIT/FIPによる支援がなくても再投資していくことができる電源を育っていく制度だということが改めて明確になったというのは、とても意義があった。自立化はFIT/FIP支援の前提であり、堅持すべき。

<コストデータの上昇を価格に反映させる場合の考え方>

- ✓ 第七次エネルギー基本計画においても、脱炭素電源を最大限活用していくことになっており、これが大きな方針。一方で、他の電源も含めてコスト増となっている中、再エネに限らず、適正に反映することが社会厚生上重要である。本委員会においても物価上昇に対しては基本的には対応するということ。
- ✓ インフレ環境下では名目の数字だけではなく、実質の数字についても十分に考える必要がある。インフレを考慮した形で現状維持・引き上げとはどういう状況なのかを見ることが重要。

<自立化水準の考え方>

- ✓ 自立化水準については、インフレによって電力の市場価格が上がるはずであり、名目値では変わりうるということを認識しなければならない。
- ✓ 自立化が可能な費用の水準は、個別の電源が生み出す価値にも依存している。広義の調整力を生み出すことができる、いろいろな価値のある調整力を出せる電源であればコストが上がっても自立化が可能である。それが見通せるということであればFIT/FIPにおける支援の対象になりうる。

<地域共生>

- ✓ 自立化に加え、地域共生の観点から重要な電源というものはあり、これらについては、単なる効率化ということではなく、別の価値をきちんと認めつつ、本委員会で議論をしていく必要がある。
- ✓ 太陽光パネル等にしても地域共生の問題が非常に顕在化している。本委員会で全て見られるわけではないが、こういった問題を他で見つつも、どう考えていくのかということに関しては、認識を持ちながら対応が必要。

第77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（2025年11月12日）資料1より抜粋

本日御議論いただきたい事項①

＜再生可能エネルギーの政策的位置づけ＞

- 我が国は、すぐに使える資源が乏しく、エネルギー供給の多くを化石燃料の輸入に依存することによる価格変動リスクや国富流出といった課題を抱えている。
- さらに、DXやGXの進展による電力需要増加が見込まれる中、それに見合った脱炭素電源を十分確保できるかが我が国の経済成長や産業競争力を左右する状況。
- こうした中で、エネルギー安定供給と脱炭素を両立する観点から、引き続き、再エネの主力電源化を徹底し、地域共生や国民負担の抑制を図りながら、最大限の導入を図る必要がある。

＜再生可能エネルギーの主力電源化＞

- ここで、再エネの「主力電源化」とは、発電量において再エネが電源構成の相当割合を占めることのみを目指すものではなく、FIT/FIP制度等の政策支援から自立して導入が進むようになるとともに、一般的の発電事業と同様、発電計画を策定し、電力市場の需給（価格シグナル）に応じた供給を行う電源となるなど、量のみならず、質においても、再エネ電源が高度に進化していくことを目指すもの。こうした課題意識のもと、本小委員会では、昨年11月に「再エネ主力電源化アクションプラン」をとりまとめたところ。
- また、本年10月24日の調達価格等算定委員会（第105回）では、FIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを目指していくことがFIT/FIP制度の前提であることを再確認するとともに、自立化に向けた進歩を踏まえた支援のあり方や、足下のコストデータが上昇している電源も現れている状況を踏まえたFIT/FIP制度における価格設定のあり方について、議論が行われた。

本日御議論いただきたい事項②

＜今後の支援のあり方に関する論点＞

- 前ページのとおり、再エネの「主力電源化」とは、FIT/FIP制度等の政策支援から自立して導入が進むようになる等、量のみならず、質においても、再エネ電源が高度に進化していくことを目指すものであり、将来的にFIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを目指すこと、すなわち自立化の進捗を踏まえた電源ごとのFIT/FIP制度における支援のあり方についても検討を行ってきたところ。
- 特に、FIT/FIP制度における支援対象区分に関する論点は、再エネ特措法第二条の二及び第三条に基づく意見聴取事項として調達価格等算定委員会において審議が行われているところであるが、再エネの主力電源化について電源横断的に御審議いただく本小委員会においても、各電源における自立化に向けた進捗や技術動向等を踏まえた今後の支援のあり方について御議論いただきたい。
- なお、こうした自立化に向けた進捗に加え、再エネ導入拡大と国民負担抑制のバランスを踏まえた支援の方向性として、ペロブスカイト太陽電池等の新技術への支援を含め、今後の再エネ政策における支援の是非や重点化についても御議論いただきたい。

＜再エネ主力電源化アクションプランのフォローアップ＞

- FIP制度の更なる活用促進に向けた「再エネ主力電源化アクションプラン」の進捗状況を踏まえ、今後の政策の在り方について幅広く御議論いただきたい。

(※) なお、「再エネ主力電源化アクションプラン」のうち、長期安定電源化に関する関連プレイヤーの取組の進捗状況については、今後の本小委員会において、別途取り扱うこととしたい。

第77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（2025年11月12日）における委員意見

＜各電源における自立化に向けた進捗や技術動向等を踏まえた今後の支援のあり方＞

- ✓ 経済的自立に向けては、FIT/FIP制度における価格設定の在り方として、単なるコストベースで積み上げるのではなく、再エネ導入促進と国民負担の抑制の両立といった政策目標から逆算した誘導価格として設定することが望ましいと考える。
- ✓ 太陽光や風力といった変動型の再エネ電源と、水力、地熱、バイオマスなどの安定再エネ電源とでは外部コストが異なる点にも留意すべき。
- ✓ 太陽光パネルはサプライチェーンの過半を特定国に依存している。再エネ導入が進むほどエネルギー供給構造の海外依存度が高まる事にならぬよう、再生可能エネルギーの主力電源化に向け、コスト面のみならず技術やサプライチェーンを含め自立化できるよう政策を進めるべき。
- ✓ 今後、他の再エネ電源の普及を進めていくにあたり、国際競争力の観点から、また、安全保障上の観点も加味した産業政策を前提にした上での普及を考えるという点でのリバランスを図っていただきたい。

＜今後の再エネ政策における支援の重点化＞

- ✓ 一概にコストが高い低いではなく、電源の特性を踏まえつつ重点的に支援するところを選んで支援していくことが改めて求められていることを確認した。さらに、これまでFITからFIPへの移行にも、誘導的な仕組みを作つて促してきたことから、次は例えば地域への裨益などの再エネそのものの価値の向上というスキームを強化していただきたい。
- ✓ 再エネの地域共生について、特に太陽光においては、既に設置/建設済みの人工物や建物の屋根等に事業用の太陽光もしつかり載せていくことに重点を置くというのが重要なのかもしれない感じている。
- ✓ 地域共生を重視することはもちろんだが、同時に地域主導で実施される、もしくは地域住民にとつても大変裨益の大きな再エネ事業があり、例えば建築物一体型が典型的と思うが、規律の強化と併せてメリハリのある促進策を取つていく必要があると思う。

第109回 調達価格等算定委員会（2025年12月16日）
における委員意見

<2027年度以降の事業用太陽光の取扱い>

- ✓ 事業用太陽光に関しては、コストが低下したということで、もう自立していく段階なのだろうと思う。コストが安くなつたからこそ支援が不要となり、それによって地域にあまりよくないような設置が進むというのは問題であることから、どのようにして新規に設置される支援がされない設備を管理していくかということが、今後非常に重要になってくると思う。
- ✓ 本委員会では、国民の負担をなるべく少なくしながらも、いかに再エネを社会に増やしていくかということが、大きな使命であると思う。一部の事業の影響で、太陽光全てが何か問題があるような風潮になっているのは大変残念だなと思っている。中には地域との共生をしっかりとしていくことができる、地域に役立つ太陽光もあるのではないかと思っているので、今後の区分の検討について、長い目で見て再エネを広げていくという意味では、今後慎重な検討をしていく必要があるのではないか。
- ✓ 今まで区分を分けて買取価格を変えるというようなことはあったが、地上設置と屋根設置を頭の整理として分けるというようなことが全面的に出てきた。地上設置に関しては、もう自立化できる水準になってきたという面もあるし、それから全てがそうではないが、外部不経済のほうが大きいのではないかと思われるようなものが、かなり目立つようになってきた中で、それをいろいろな形で後押しするのか。そうではなくて、例えば、それでも、地上設置でも地域共生という観点から見てすごく望ましいというようなものが、その地域が何らかのサポートをする等の、全国一律でFIT/FIPによって支えるという方向ではない方向に移行すべきなのではないかというようなことだとすれば、それは一つの合理的な発想ではないか。
- ✓ 地域共生の制約の部分が、外部費用がやはりあまりに大きいものが、一部かもしれないが出てきている中で、それだけ大きい外部費用を出すものに対して支援を続けるのかという議論がやはりあると思うし、コストが相当下がってきている中で、外部費用も入れて考えると、このFIT/FIPという枠の中で地上設置の大規模な太陽光を支援するのかという議論はあるかと思う。
- ✓ 自立を前提として、その上で正の外部性がある時には追加で支援が必要なケースもあり得るのではないかという議論と、自立を前提として、支援がない時に負の外部性がある行為をどうコントロールするか、取り締まるかという議論、どちらも大事だと思うが、正の外部性、負の外部性、両方とも外部性として扱っているということで、丁寧な議論が必要ではないか。

第109回 調達価格等算定委員会（2025年12月16日）
事務局資料4より抜粋

＜事業用太陽光発電（地上設置）に係る2027年度以降の取扱いについて＞

- 太陽光発電については、調達価格/基準価格が卸電力取引市場価格を下回るなど、着実なコスト低減が実現されており、既にFIT/FIPによらない案件の形成も見られている等、FIT/FIP制度からの自立の時期が到来しつつある。特に、大規模な事業用太陽光については、入札件数の減少やPPA等を活用した卸電力取引市場価格を大幅に下回る価格での入札も生じていることが確認されている。
- 11月12日に開催された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においても、電源横断的に再エネ政策について審議する観点から、①各電源における自立化に向けた進捗や技術動向等を踏まえた今後の支援のあり方、②再エネ導入拡大と国民負担抑制のバランスを踏まえた支援の方向性として、ペロブスカイト太陽電池等の新技術への支援を含め、今後の再エネ政策における支援の是非や重点化について議論が行われ、太陽光発電における地域共生上の課題や地域への裨益等の電源の持つ特性を踏まえ、今後はメリハリのある支援、具体的には屋根設置等の地域共生が図られている太陽光発電への積極的な支援を実施していくことの必要性や再エネ導入促進と国民負担の抑制の両立という政策目標を踏まえた価格設定を行う必要性などが指摘された。
- 再エネ特措法に基づく調達価格/基準価格の算定にあたっては、同法第2条の3第2項又は第3条第5項の規定に基づき、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、適正な利潤及びその他の事情を勘案して定めることとされている。この点について、上記にて指摘をされている太陽光発電における課題や特性を踏まえた支援策の重点化の方向性等は、「その他の事情」として勘案する必要がある。
- 以上を踏まえ、2027年度以降の事業用太陽光発電（地上設置）の取扱いとして、技術の進展状況を考慮した際にFIT/FIP制度からの自立の時期が到来しつつある状況や、太陽光発電に係る課題や特性を踏まえた支援策の重点化の方向性を勘案した上で、支援の必要性について検討を行うこととし、次回以降の本委員会において、最新のコストデータを踏まえて方針を議論することとしてはどうか。併せて、地域共生が図られた形で導入がされる太陽光発電への支援の重点化についても検討することとしてはどうか。

<2027年度以降の事業用太陽光発電（地上設置）の取扱いについて>

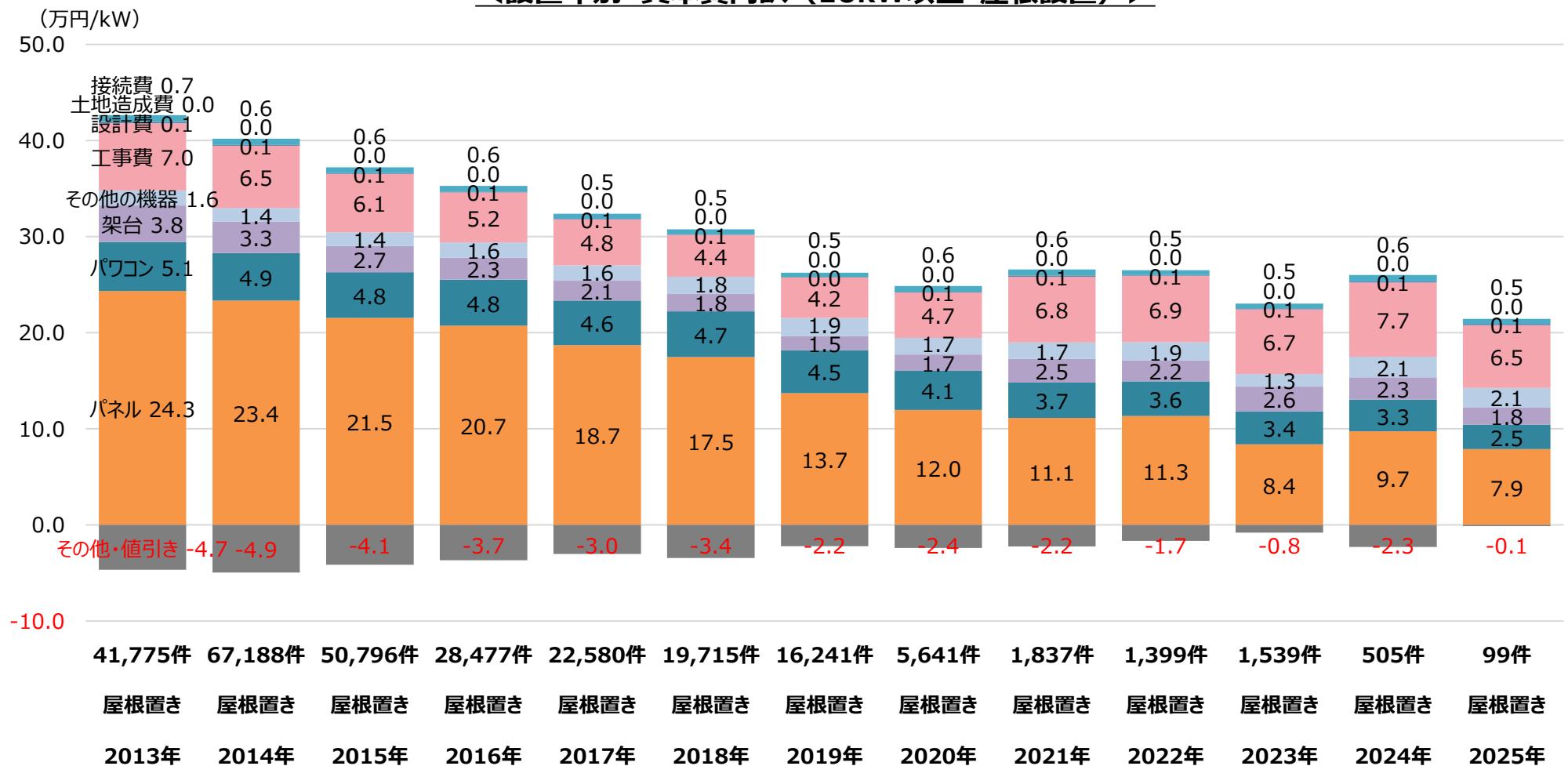
- 第109回の本委員会においては、事業用太陽光発電（地上設置）に係る2027年度以降の取扱いについて、以下の点について方向性の確認を行った。
 - ① 技術の進展状況を考慮した際にFIT/FIP制度からの自立の時期が到来しつつある状況や、太陽光発電に係る課題や特性を踏まえた支援策の重点化の方向性を勘案した上で、支援の廃止を含めて支援の必要性について検討を行うこととし、次回以降の本委員会において、最新のコストデータを踏まえて方針を議論すること
 - ② 地域共生が図られた形で導入がされる太陽光発電への支援の重点化についても検討すること
 - ③ 加えて、2026年度の取扱いについては、既に調達価格/基準価格等が設定されており、基本的には事業者による今年度中の具体的な事業の着手が想定されることを踏まえ、事業の予見可能性に配慮する観点から、慎重な取扱いが必要となること
- その上で、足下における事業用太陽光発電（地上設置）について、最新のコストデータの動向や入札状況を踏まえて以下が確認された。
 - ① FIT制度開始以降、認定量・導入量ともに大幅に拡大してきたこと
 - ② FIT制度開始から現在にかけて、大規模のみならず全ての規模において技術革新等による着実なコスト低減が実現してきたこと。特に、足下では、競争が働き、入札上限価格を下回る落札が継続的に見られることや、入札回によっては入札上限価格を大幅に下回る落札も見られていること
 - ③ コスト効率化に加え、PPAによる収益の確保等により、FIT/FIP制度によらない案件の形成も見られるようになってきたこと
 - ④ こうした導入拡大・コスト低減が実現してきている一方で、自然環境・安全・景観等の地域共生上の課題が顕在化し、いわゆる「負の外部経済性」が生じているのではないかとの指摘がなされる状況に至っていること
- 以上の点を総合的に判断し、現在支援対象区分となっている事業用太陽光発電（地上設置）については、2027年度以降、FIT/FIP制度における支援の対象外とすることとしてはどうか。
- 一方で、再エネ導入拡大の観点から、例えば屋根設置等の地域との共生が図られた形での太陽光発電の導入を促進していくことは重要である。電源の持つ特性やその設置形態等を踏まえ、地域共生が図られた形で導入が期待される太陽光発電の類型等について、詳細の検討は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において電源横断的な観点から行うこととし、支援の重点化を行う対象等の2027年度以降の太陽光発電への具体的な支援のあり方については、来年度の本委員会において検討・決定することとしてはどうか。

- (1) 2026年度の事業用太陽光（地上設置）の調達価格・基準価格
- (2) 2027年度以降の事業用太陽光（地上設置）の取扱い
- (3) 2026・2027年度の事業用太陽光（屋根設置）の調達価格・基準価格**
- (4) 2027年度以降の初期投資支援スキーム（住宅用太陽光）の取扱い
- (5) 2026・2027年度の住宅用太陽光（10kW未満）の調達価格
- (6) 新たな発電設備区分の創設に関する検討

(3) 国内のコスト動向：資本費及びその構成（設置年別推移：屋根設置）60

- 事業用太陽光発電（屋根設置）について、設置年別に資本費を見ると、2021年以降は一定の費用水準で推移している。

＜設置年別 資本費内訳（10kW以上・屋根設置）＞



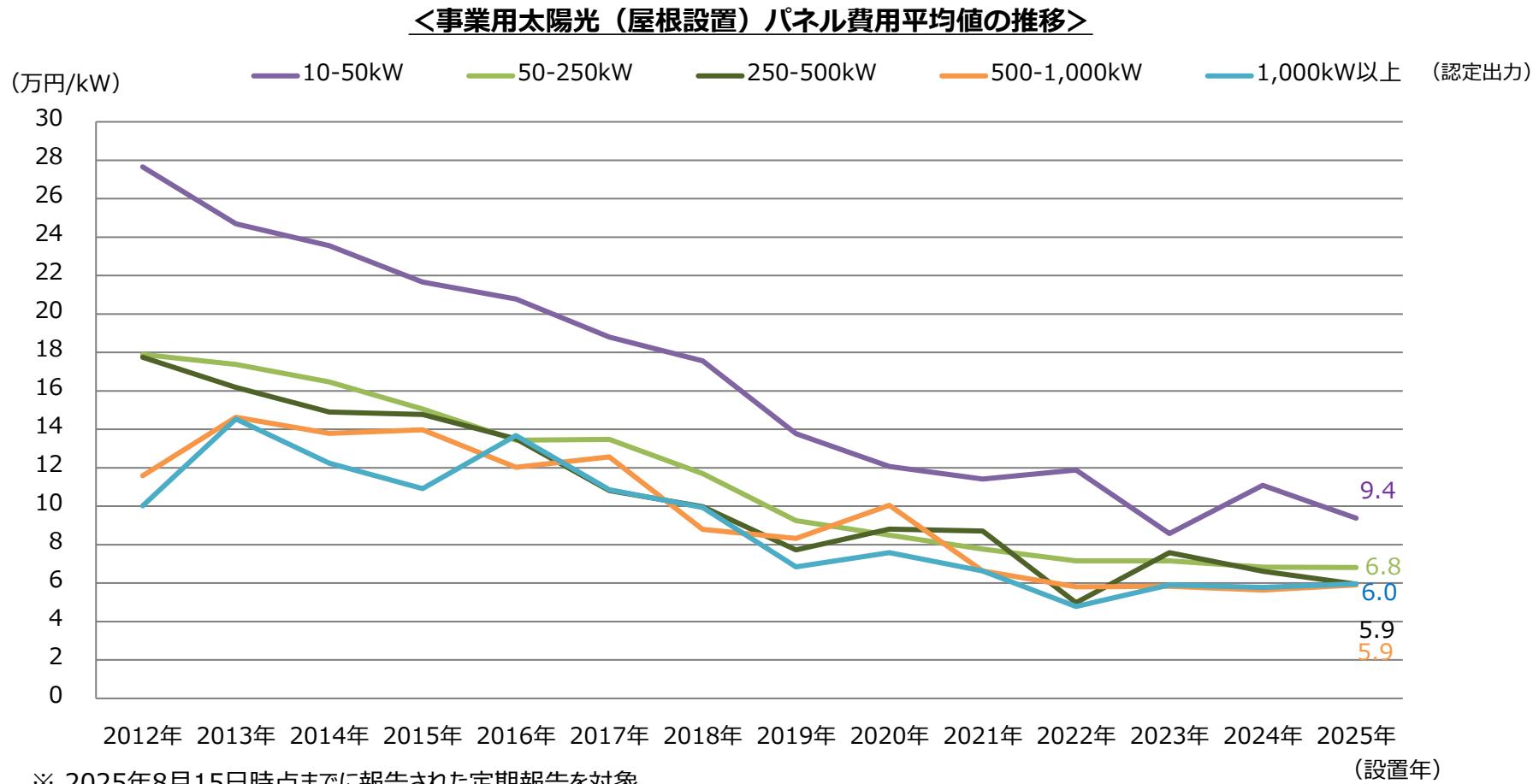
※屋根設置区分を含む屋根設置の事業用太陽光発電について、2025年8月15日時点までに報告された定期報告を対象。

■ 事業用太陽光（屋根設置）における認定年度・設置年別のシステム費用を見ると、長期間で見るとシステム費用の水準は低下傾向にあり、また、同じ設置年では、ばらつきもあるものの、概ね同水準となっている。

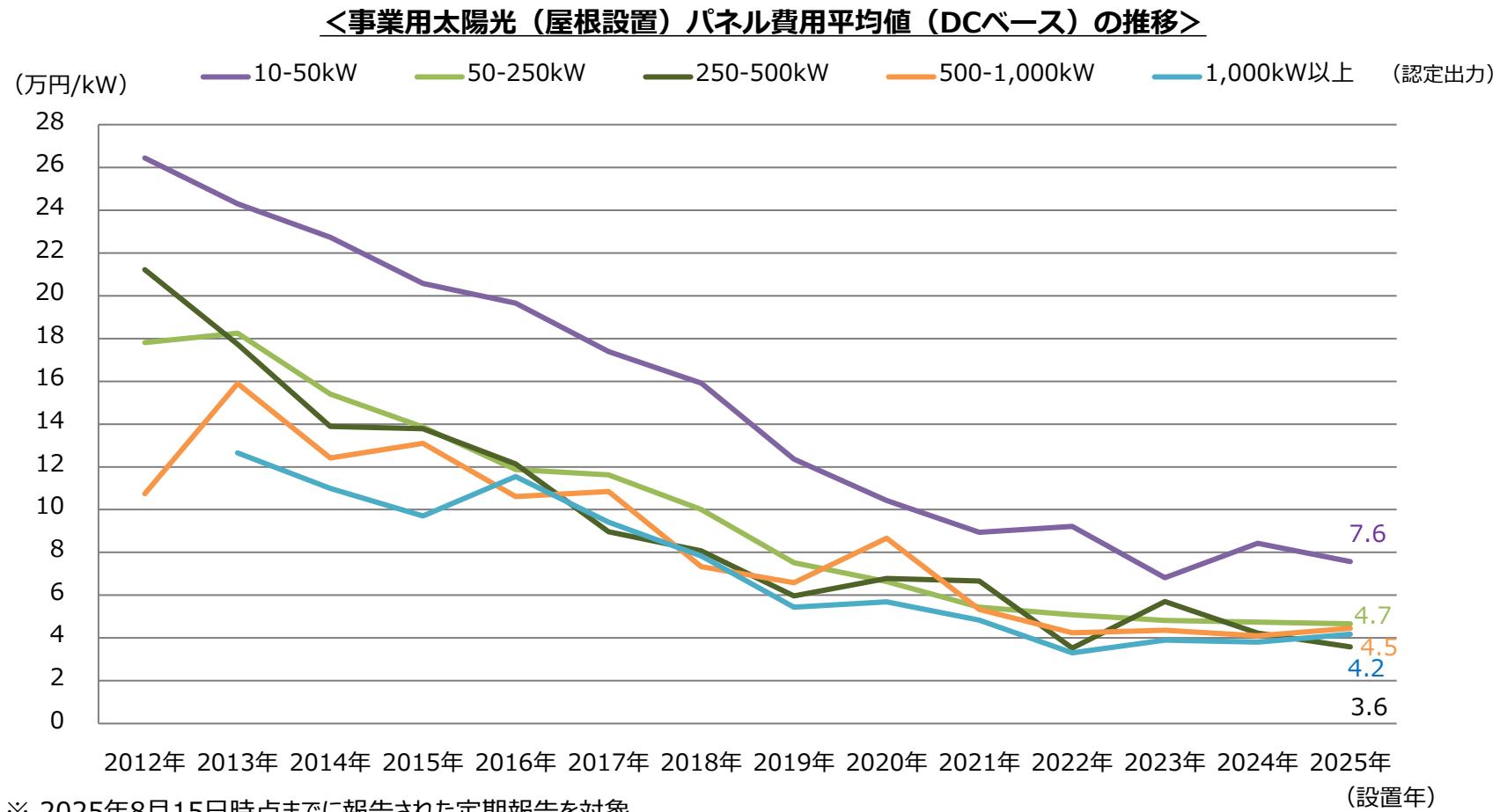
設置年 認定年度	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年		
2012年度認定	1,879件 39.1万円/kW	28,793件 36.7万円/kW	4,543件 35.9万円/kW	924件 34.6万円/kW	294件 35.0万円/kW	172件 33.9万円/kW	100件 34.8万円/kW	62件 29.6万円/kW	53件 23.0万円/kW	17件 29.5万円/kW	20件 32.1万円/kW	12件 28.9万円/kW	0件 -	0件 -		
2013年度認定		12,686件 36.8万円/kW	47,106件 33.2万円/kW	8,119件 32.4万円/kW	1,657件 30.9万円/kW	707件 31.0万円/kW	374件 31.2万円/kW	347件 29.6万円/kW	232件 27.2万円/kW	130件 38.1万円/kW	110件 38.1万円/kW	36件 26.2万円/kW	16件 22.7万円/kW	3件 38.1万円/kW		
2014年度認定			15,296件 34.1万円/kW	35,773件 31.9万円/kW	5,562件 29.9万円/kW	877件 30.0万円/kW	265件 29.6万円/kW	174件 25.1万円/kW	132件 23.6万円/kW	25件 25.0万円/kW	12件 26.6万円/kW	16件 20.8万円/kW	3件 31.7万円/kW	0件 -		
2015年度認定 ※～6/30				3,007件 32.1万円/kW	1,947件 31.4万円/kW	181件 31.2万円/kW	59件 31.4万円/kW	25件 31.6万円/kW	17件 27.0万円/kW	6件 23.1万円/kW	2件 38.7万円/kW	3件 38.2万円/kW	0件 -	0件 -		
2015年度認定 ※7/1～					2,944件 31.7万円/kW	12,649件 31.3万円/kW	1,488件 30.0万円/kW	243件 29.3万円/kW	93件 25.7万円/kW	61件 24.0万円/kW	32件 19.4万円/kW	10件 16.9万円/kW	4件 16.6万円/kW	1件 19.6万円/kW		
2016年度認定						6,342件 29.9万円/kW	14,581件 29.2万円/kW	1,407件 27.2万円/kW	293件 23.6万円/kW	153件 21.7万円/kW	46件 19.3万円/kW	19件 19.8万円/kW	12件 16.5万円/kW	3件 15.6万円/kW		
2017年度認定							4,412件 29.2万円/kW	7,717件 26.5万円/kW	215件 22.7万円/kW	78件 23.2万円/kW	63件 22.7万円/kW	11件 23.6万円/kW	4件 20.8万円/kW	0件 -	0件 -	
2018年度認定								9,520件 24.8万円/kW	9,050件 23.6万円/kW	511件 20.3万円/kW	593件 19.5万円/kW	104件 20.6万円/kW	20件 19.5万円/kW	7件 18.8万円/kW	6件 18.0万円/kW	
2019年度認定									5,966件 21.6万円/kW	3,923件 18.5万円/kW	194件 20.6万円/kW	51件 17.6万円/kW	78件 21.5万円/kW	2件 26.0万円/kW	0件 -	0件 -
2020年度認定										473件 25.0万円/kW	334件 22.8万円/kW	22件 17.7万円/kW	6件 21.0万円/kW	0件 -	0件 -	0件 -
2021年度認定										394件 25.3万円/kW	463件 23.6万円/kW	19件 19.0万円/kW	4件 16.1万円/kW	2件 22.2万円/kW	2件 -	2件 -
2022年度認定											570件 21.7万円/kW	797件 18.5万円/kW	24件 17.3万円/kW	1件 17.6万円/kW	1件 -	1件 -
2023年度認定												528件 19.4万円/kW	324件 21.7万円/kW	10件 19.9万円/kW	10件 -	10件 -
2024年度認定													121件 23.9万円/kW	74件 18.0万円/kW	74件 -	74件 -
2025年度認定														0件 -	0件 -	

※令和7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。0万円/kW及び100万円/kW以上の案件は排除している。

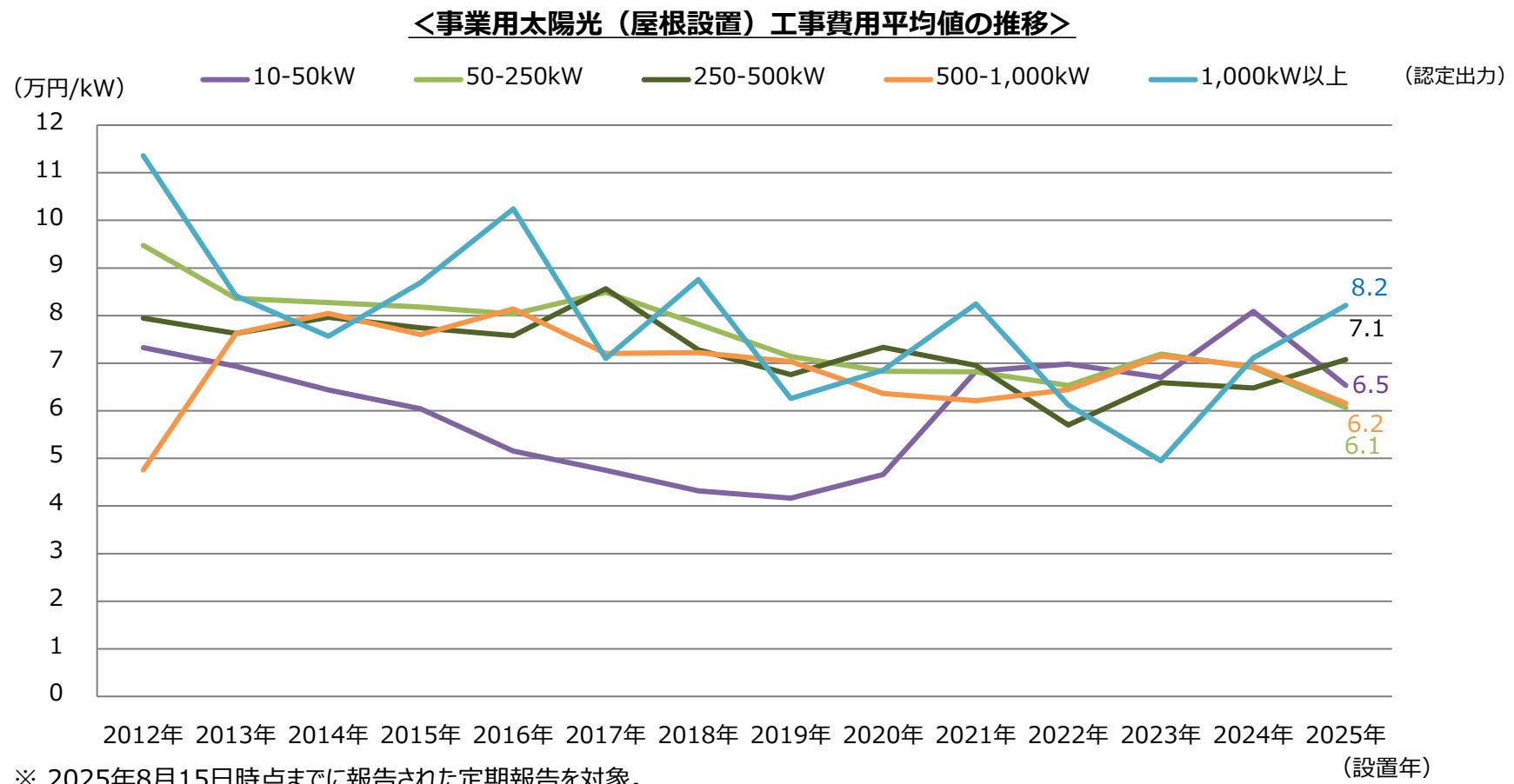
- 事業用太陽光（屋根設置）について、定期報告データにより、各年に設置された案件のパネル費用の平均値（単純平均）の推移をみたところ、いずれの規模帯についても概ねコストが低下傾向にあることが分かった。



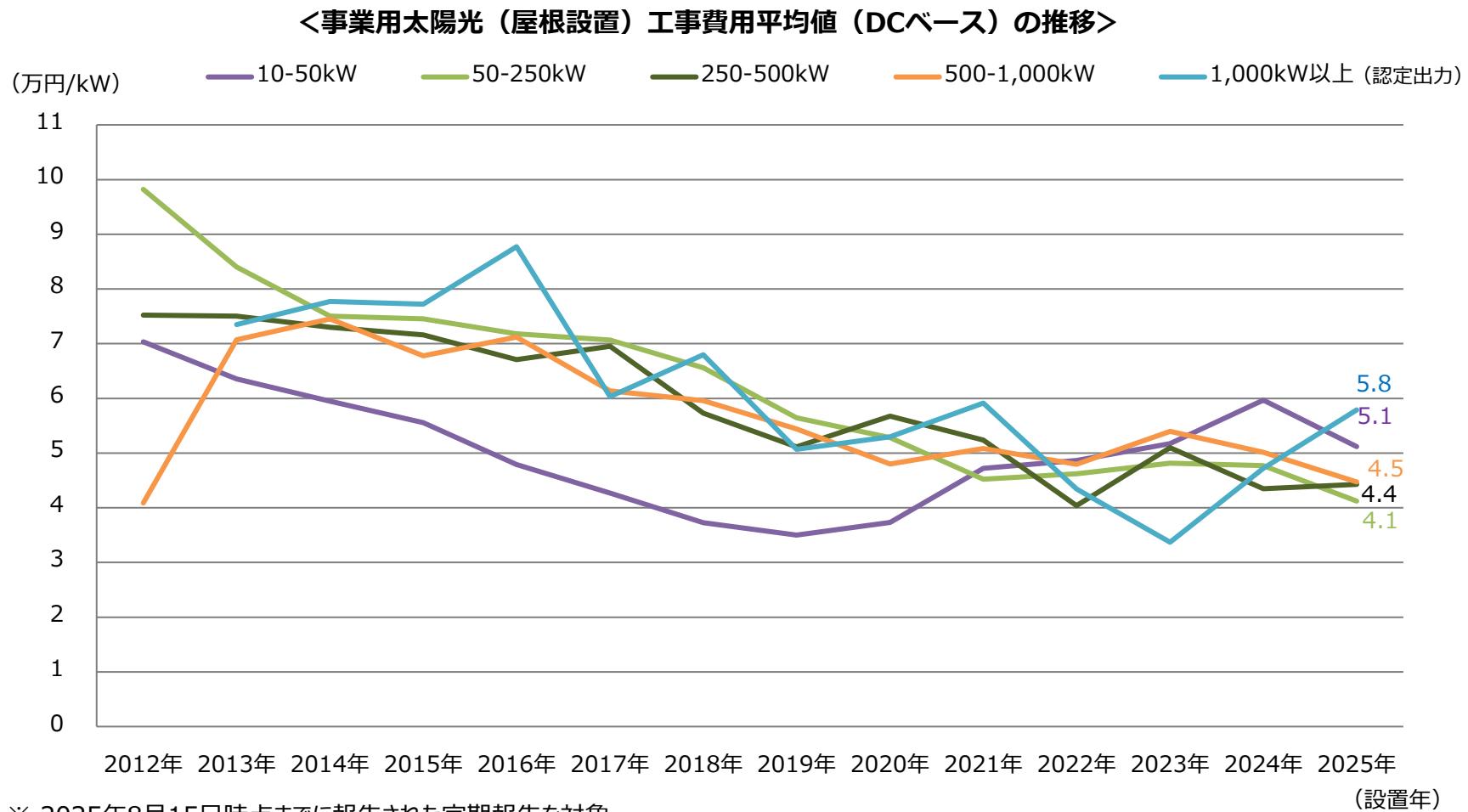
- 事業用太陽光（屋根設置）について、定期報告データにより、各年に設置された案件のDCベースのパネル費用の平均値（単純平均）の推移をみたところ、低下傾向にあることが分かった。



- 事業用太陽光（屋根設置）について、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、全体としてやや低下傾向にあることが分かった。



- 事業用太陽光（屋根設置）について、定期報告データにより、各年に設置された案件のDCベースの工事費の平均値（単純平均）の推移をみたところ、直近の工事費について、低圧（10-50kW）の案件においては、一定の費用水準で推移しているものの、全体として低下傾向にあることが分かった。

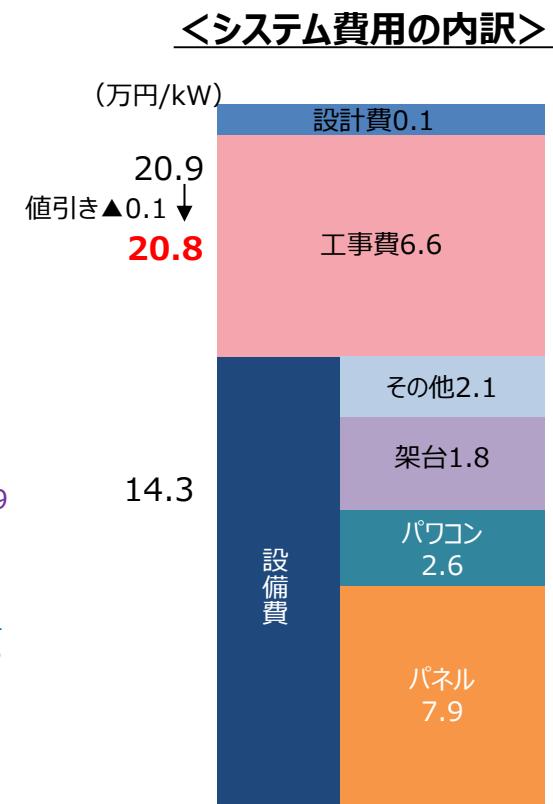
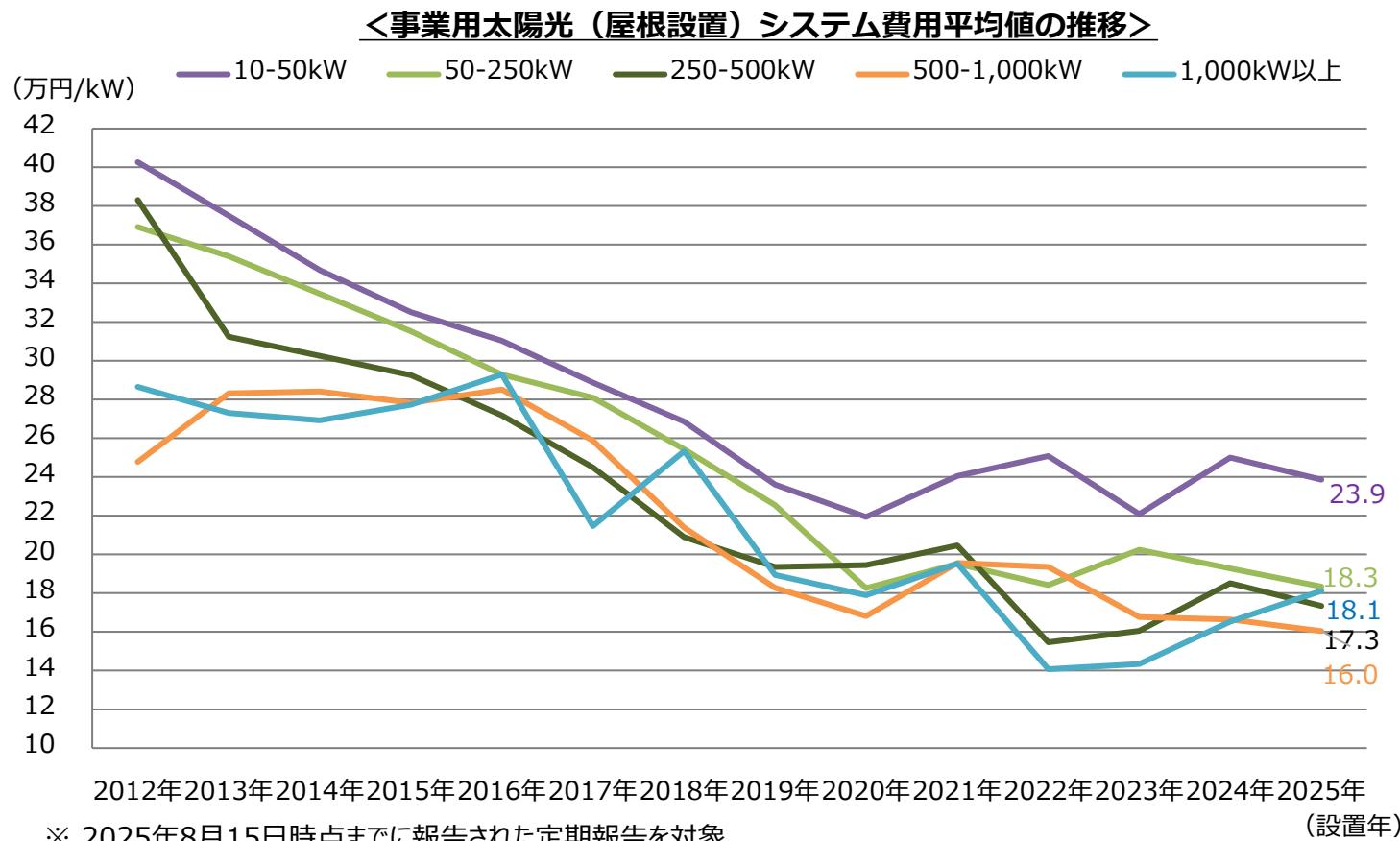


- **事業用太陽光（屋根設置）における10kW以上のシステム費用**について、過去4年の案件において、2026年度の想定値（15.0万円/kW）の水準について確認すると、**2022年は上位34%水準**、**2023年は上位23%水準**、**2024年は上位26%水準**、**2025年は上位38%水準**と推移しており、各年度によって水準にはらつきがある。
- 2024年度におけるトップランナー水準（上位26%）を想定値として設定することも考えられるが、直近複数年でのコストデータのはらつきが大きいことを踏まえ、今後のトップランナー水準は20~40%水準を基本としつつ、**上位38%をトップランナー水準とすると、2026年度の想定値と概ね同水準となる**。

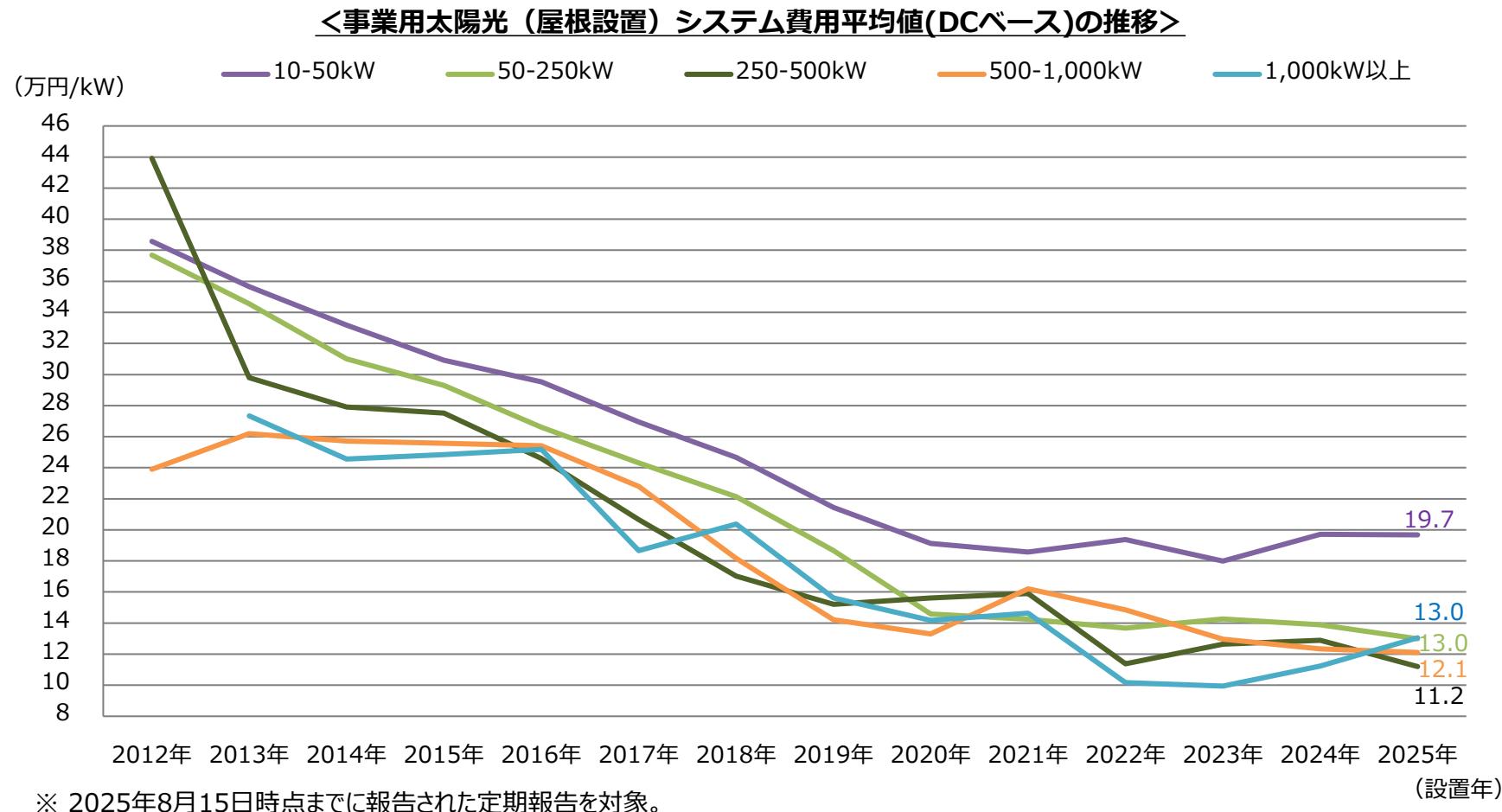
万円/kW	屋根設置（50kW以上）			
	2025年 1~8月設置 N=52	2024年 1~12月設置 N=151	2023年 1~12月設置 N=187	2022年 1~12月設置 N=141
5%	9.90	10.86	12.07	12.34
10%	11.08	11.82	13.55	12.97
20%	12.57	14.21	14.75	13.91
23%	13.35	14.60	15.00	14.25
24%	13.38	14.79	15.04	14.39
25%	13.43	14.94	15.10	14.47
26%	13.46	15.04	15.22	14.66
27%	13.47	15.08	15.29	14.77
28%	13.58	15.12	15.39	14.83
29%	13.78	15.28	15.45	14.85
30%	13.89	15.42	15.50	14.88
31%	13.94	15.55	15.58	14.91
32%	14.04	15.65	15.66	14.94
33%	14.17	15.79	15.77	14.96
34%	14.34	15.94	15.88	14.99
35%	14.52	16.02	15.92	15.03
36%	14.61	16.07	15.97	15.19
37%	14.64	16.13	16.02	15.19
38%	14.94	16.20	16.28	15.30
39%	15.33	16.29	16.36	15.38
40%	15.54	16.50	16.72	15.43
45%	15.33	17.09	17.21	15.79
50%	15.54	17.85	17.81	16.14

※ 2025年8月15日時点までに報告された定期報告を対象。

- 事業用太陽光（屋根設置）のシステム費用は概ねすべての規模で低下傾向にあり、2025年に設置された10kW以上の平均値（単純平均）は20.8万円/kW、中央値は18.5万円/kWであることが分かった。平均値の内訳は、太陽光パネルが約38%、工事費が約32%を占める。



- 事業用太陽光（屋根設置）のDCベースのシステム費用は、低下スピードは鈍化しているものの、すべての規模で低下傾向にあり、2025年に設置された10kW以上の平均値（単純平均）は16.0万円/kWであった。



(3) 国内のコスト動向：土地造成費（屋根設置）

- 土地造成費について、事業用太陽光（屋根設置）は平均値0.00万円/kW、中央値0.00万円/kWと土地造成費を要していない。

		土地造成費（万円/kW）						
		10-50kW	50-250kW	250-500kW	500-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW以上	全体
屋根設置	平均値	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (-)	0.00 (0.00)
	中央値	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (-)	0.00 (0.00)
	件数	47	35	5	3	8	1	99
2026年度 想定値		屋根設置：0						

※ 2025年8月15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2024年設置案件の土地造成費。

(3) 国内のコスト動向：接続費（屋根設置）

70

- 接続費について、事業用太陽光（屋根設置）について2025年設置案件の定期報告データを分析すると、平均値0.51万円/kW、中央値0.26万円/kWとなり、平均値に着目すると、2026年度の想定値0.3万円/kWを上回るもの、中央値に着目すると、想定値と同程度の水準。

		接続費（万円/kW）						
		10-50kW	50-250kW	250-500kW	500-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW以上	全体
屋根設置	平均値	0.57 (0.78)	0.59 (0.61)	0.21 (0.29)	0.02 (0.40)	0.19 (0.17)	0.15 (-)	0.51 (0.71)
	中央値	0.22 (0.35)	0.37 (0.25)	0.20 (0.13)	0.03 (0.21)	0.11 (0.03)	0.15 (-)	0.26 (0.35)
	件数	47	35	5	3	8	1	99
2026年度 想定値		屋根設置：0.3						

※ 2025年8月15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2024年設置案件の接続費。

(3) 国内のコスト動向：設備利用率（屋根設置）

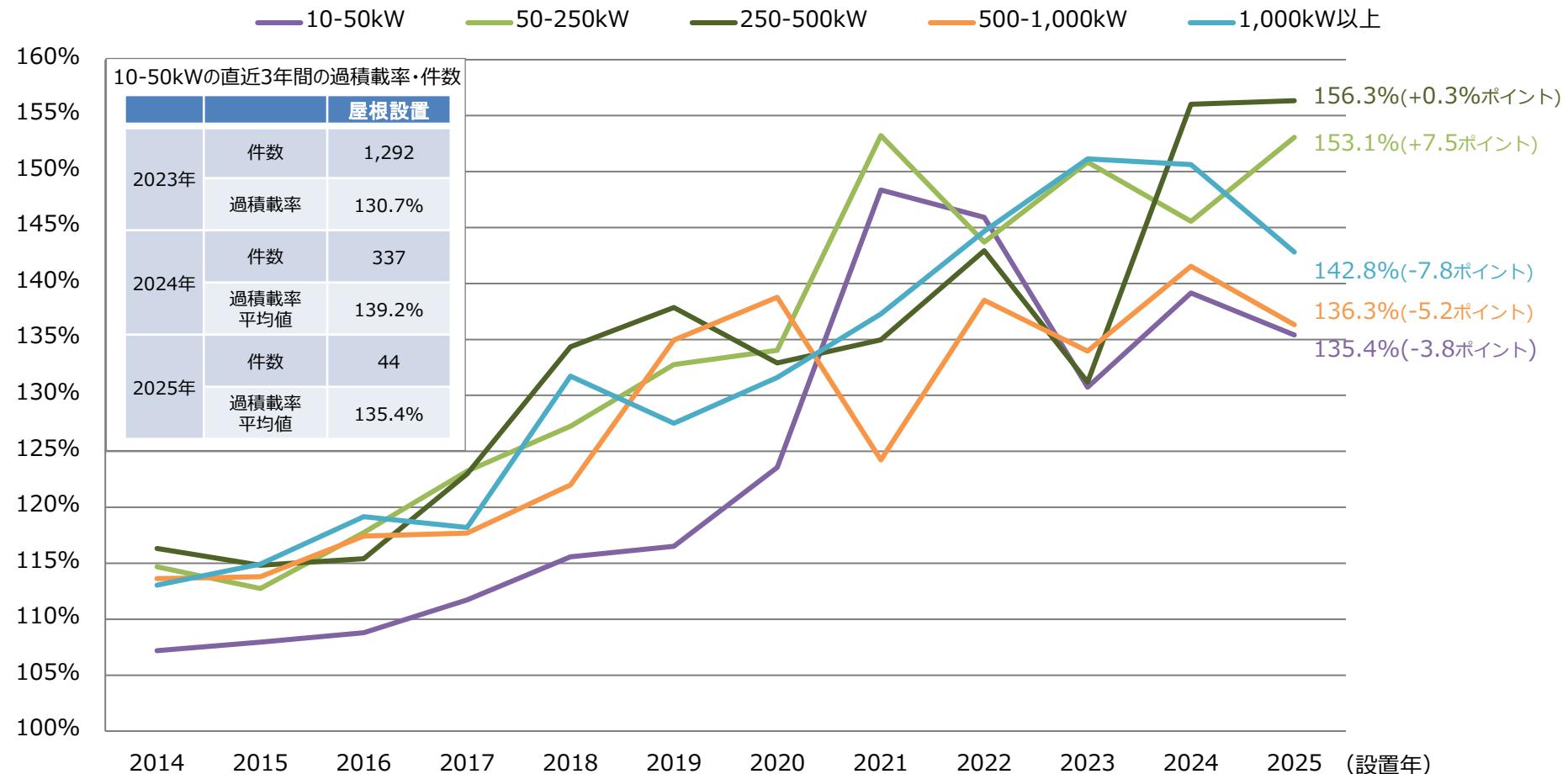
- 事業用太陽光（屋根設置）における設備利用率については、昨年度と同様に、直近の設備利用率（50kW以上）の上位26%水準を参考すると14.4%となり、2026年度の想定値（屋根設置14.5%）と概ね同水準。

貢取期間	設備利用率（屋根設置）：平均値				
	10kW 以上	50kW 以上	250kW 以上	1,000kW 以上	2,000kW 以上
2023年6月－ 2024年5月	12.9%	12.6%	13.2%	13.6%	14.3%
2024年6月－ 2025年5月	13.0%	12.6%	13.3%	14.1%	15.0%

%	設備利用率（屋根設置）			
	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上
5%	17.19%	17.72%	18.25%	18.72%
10%	15.94%	16.40%	16.92%	17.94%
15%	15.30%	15.57%	16.15%	17.29%
20%	14.86%	14.95%	15.49%	16.45%
25%	14.50%	14.46%	15.02%	15.77%
26%	14.43%	14.37%	14.95%	15.71%
27%	14.36%	14.27%	14.89%	15.60%
30%	14.18%	14.02%	14.64%	15.41%
35%	13.90%	13.66%	14.23%	15.19%
40%	13.62%	13.34%	13.91%	14.77%
45%	13.37%	13.07%	13.60%	14.44%
50%	13.11%	12.80%	13.31%	14.15%

- 定期報告データより、事業用太陽光（屋根設置）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、**全ての規模で過積載が進んでいるものの、直近のデータを参考すると10-50kWでは低下傾向**にある。

※定期報告データ中、事業用太陽光（屋根設置）において過積載を行っていた1,000kW以上の設備件数は9件であり、1,000kW以上の設備における過積載の動向は引き続き注視する必要。



(3) 国内のコスト動向：自家消費分の便益（屋根設置）

73

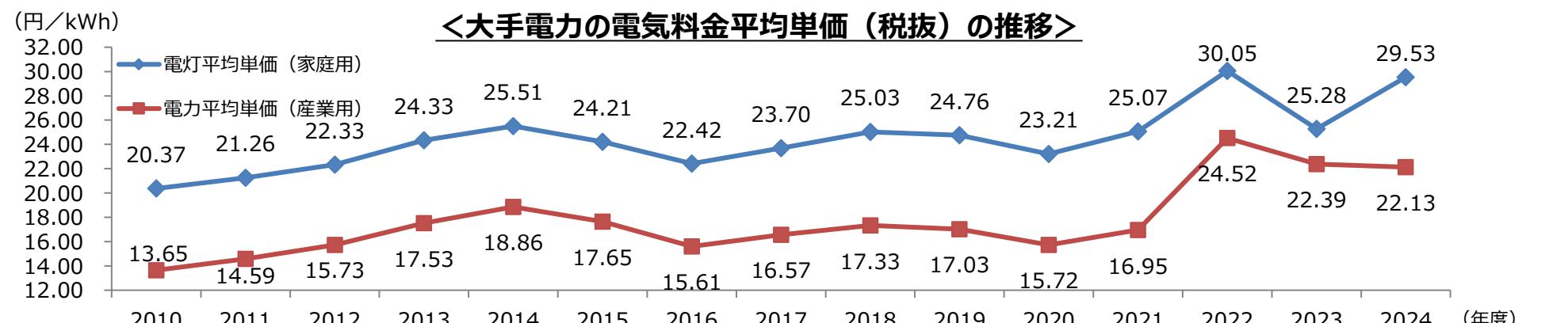
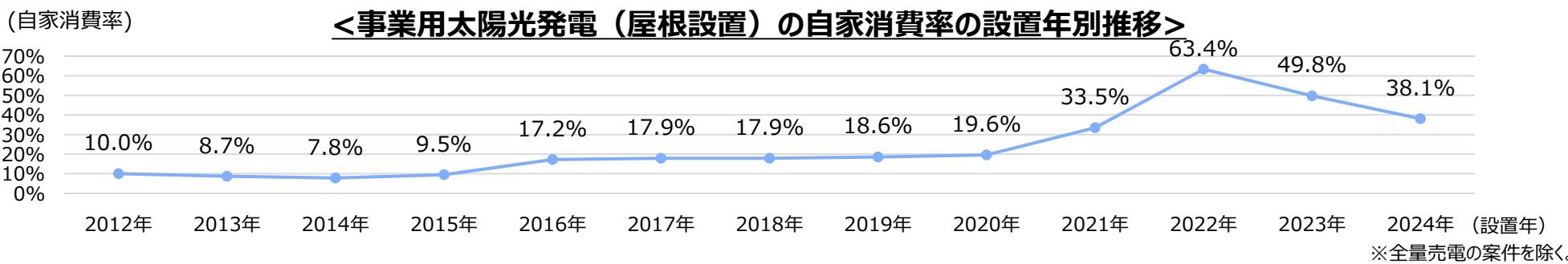
- **事業用太陽光発電（屋根設置）**※の自家消費比率の実績に着目すると、全設置期間で平均17.6%、特に直近の設置年の自家消費率は38%程度となっており、低圧事業用太陽光発電（10-50kW）に対して30%超の自家消費を求めていることの効果が見られる。

※ 全量売電の案件を除く。

※ 自家消費率の想定値は、地域活用要件で求めている自家消費率を参考に設定している。地域活用要件における自家消費率の設定に際しては、蓄電池コストが高い実態や、住宅用太陽光発電における自家消費率の想定値が参考にされた。

- **自家消費の便益**について、これまでと同様の考え方に基づき、**大手電力の直近10年間（2015年度～2024年度）の産業用電気料金単価の平均値**に、現行の消費税率（10%）を加味すると、**20.45円/kWh**となる。

※なお、電気料金については、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略開始等による燃料輸入価格の高騰に伴う影響を受けているものの、本頁に記載の電気料金の水準は、2023年1月使用分から開始された電気・ガス料金支援による効果を含めた価格であることを踏まえ、2021年度と2022年度を含む直近10年間の電力料金単価の平均値を参考しつつ、引き続き動向を注視していくこととしてはどうか。



<事業用太陽光発電（屋根設置）に係るコストデータの動向>

- 屋根設置（10kW以上）については、システム費用、土地造成費、接続費、運転維持費、設備利用率については昨年度設定した2026年度の想定値（それぞれ15.0万円/kW、0万円/kW、0.3万円/kW、0.5万円/kW、14.5%）と概ね同水準。自家消費率・自家消費分の便益については、昨年度設定した想定値をやや上回る水準となっている。

<調達価格・基準価格の設定方法①>

- 運転年数について、外壁や屋根の塗り替え等が想定されることから、屋根設置については20年間の運転を想定し、引き続き、昨年度設定した2026年度の想定値を据え置くこととしてはどうか。

(※) 2026・2027年度の調達期間終了後の売電価格の想定値について、2021～2022年度の卸電力市場価格は、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略開始等による燃料輸入価格の高騰に伴う影響を受けている一方、2023年度（10.74円/kWh）には2020年度（11.21円/kWh）と同水準となったことから、2016年度（電力小売全面自由化）から2024年度のうち、2021年度と2022年度を除いた7年間のシステムプライス平均値の平均を採用し、引き続き10.0円/kWhを想定。

- 資本費・運転維持費について、昨年度設定した2026年度の想定値と概ね同水準であることから、引き続き、想定値を据え置くこととしてはどうか。
- 設備利用率についても、昨年度設定した2026年度の想定値と概ね同水準であることから、引き続き、想定値を据え置くこととしてはどうか。
- その他、自家消費率・自家消費分の便益については、昨年度設定した想定値をやや上回る水準となっているが、足下の変動状況や、ウクライナの影響を受けた2021・2022年を含んだ水準となっている点など、総合的に勘案して、2026・2027年度の屋根設置（10kW以上）における調達価格・基準価格における想定値は、昨年度設定した2026年度の想定値を維持することとしてはどうか。

<調達価格・基準価格の設定方法②>

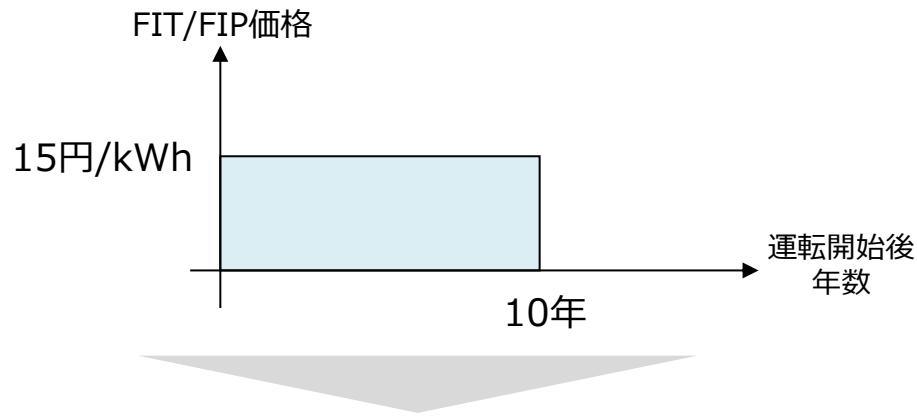
- 前述のコストデータ等を踏まえ、**2026・2027年度の調達価格・基準価格における想定値**は、以下のとおりとしてはどうか。

		最新のコストデータに基づいて算出された諸元		昨年度設定した2026年度の想定値
		2027年度 屋根・10kW以上	2026年度 屋根・10kW以上	(参考) 2025年度 屋根・10kW以上
資 本 費	システム費用	据え置き (15.0万円/kW)	据え置き (15.0万円/kW)	15.0万円/kW
	土地造成費	-	-	-
	接続費用	据え置き (0.3万円/kW)	据え置き (0.3万円/kW)	0.3万円/kW
運転維持費		据え置き (0.5万円/kW/年)	据え置き (0.5万円/kW/年)	0.5万円/kW/年
設備利用率		据え置き (14.5%)	据え置き (14.5%)	14.5%
自家消費率		据え置き (30%)	据え置き (30%)	30%
自家消費分の便益		据え置き (19.56円/kWh)	据え置き (19.56円/kWh)	19.56円/kWh
運転年数		20年間	20年間	20年間
調達期間終了後の 売電価格		-	-	-

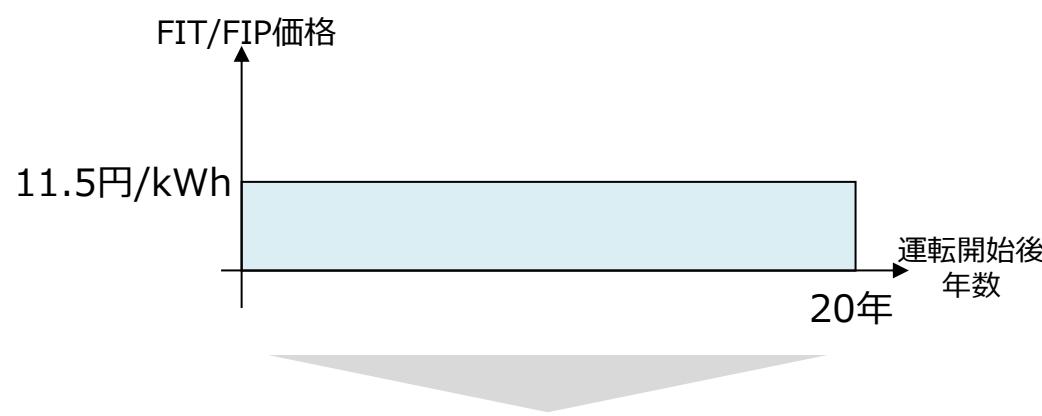
- (1) 2026年度の事業用太陽光（地上設置）の調達価格・基準価格
- (2) 2027年度以降の事業用太陽光（地上設置）の取扱い
- (3) 2026・2027年度の事業用太陽光（屋根設置）の調達価格・基準価格
- (4) 2027年度以降の初期投資支援スキーム（住宅用太陽光）の取扱い**
- (5) 2026・2027年度の住宅用太陽光（10kW未満）の調達価格
- (6) 新たな発電設備区分の創設に関する検討

- 比較的地域共生がしやすく、自家消費型で導入されることで系統負荷の小さい、屋根設置太陽光発電のさらなる活用の促進が重要。
- 国民負担が増えない範囲の中で、住宅用太陽光、事業用太陽光（屋根設置）の初期投資の支援を行う期間・価格について、自家消費の促進にも配慮しつつ、投資回収の早期化効果の最大化を図る。

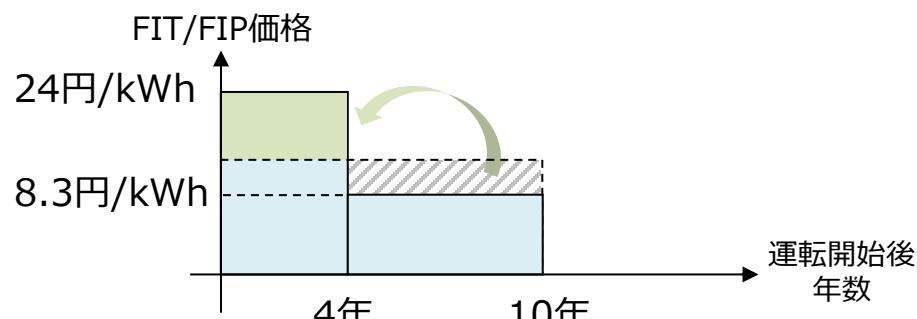
【住宅用太陽光（2025年度上期 認定）】



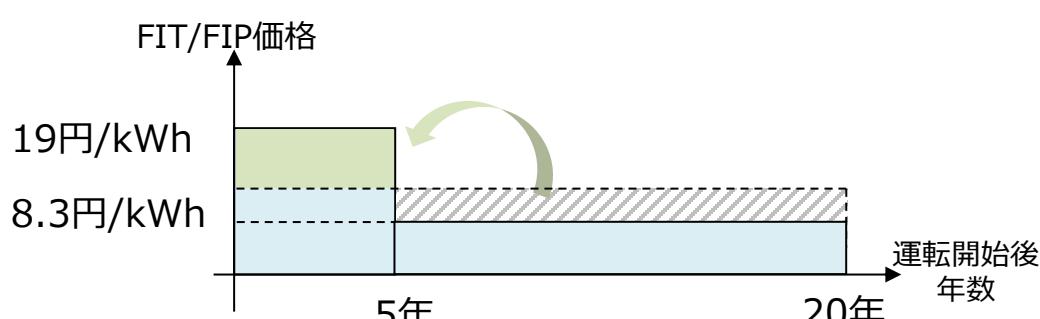
【事業用太陽光・屋根設置（2025年度上期 認定）】



【住宅用太陽光（2025年度下期 認定）】



【事業用太陽光・屋根設置（2025年度下期 認定）】



※棒グラフの大きさはイメージ。

※FIT/FIP価格やFIT/FIP期間は認定年度によって変わり得る。

<2027年度以降の初期投資支援スキーム（住宅用太陽光）の取扱いについて>

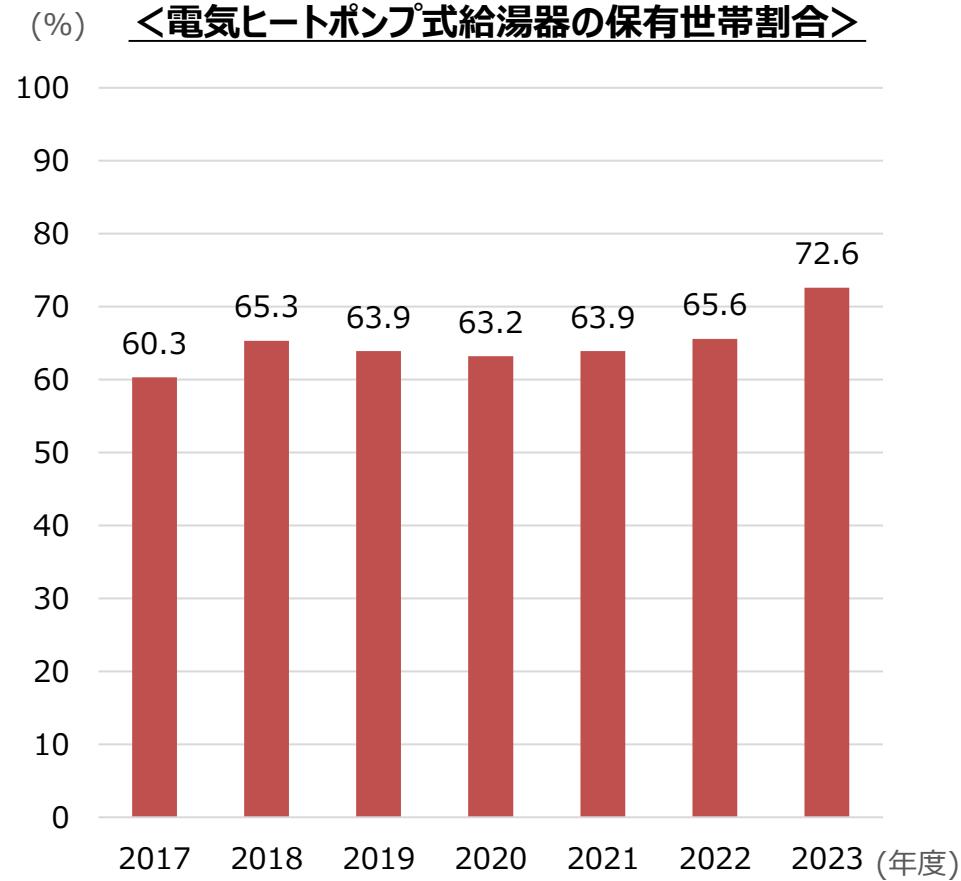
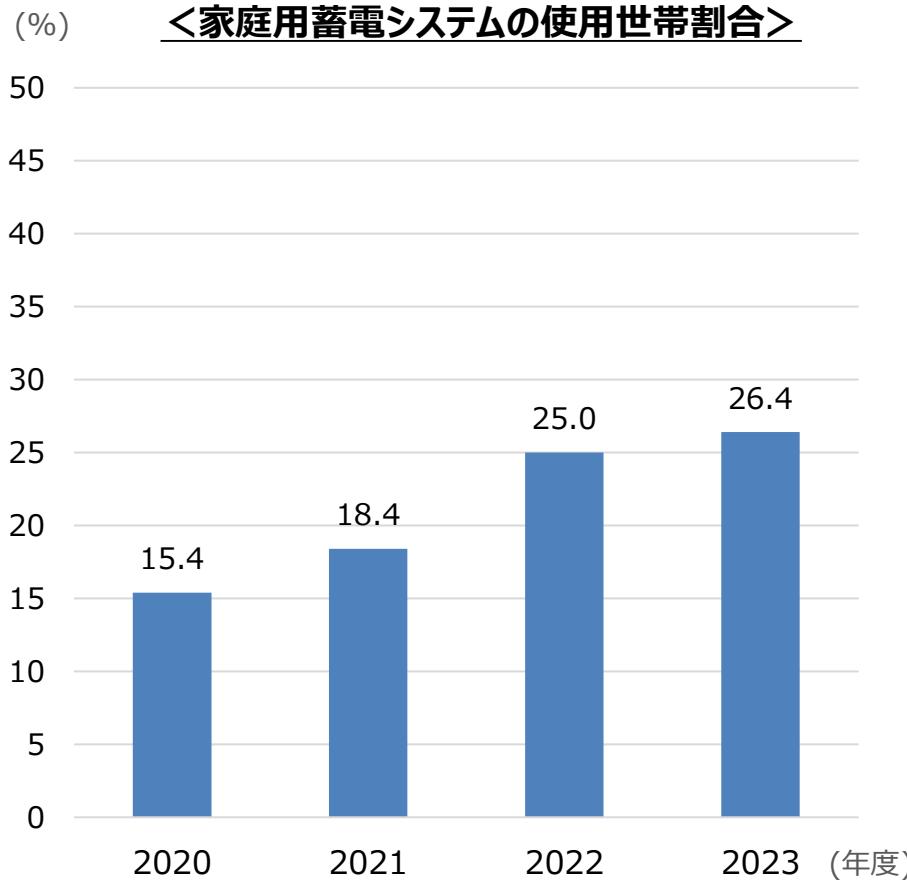
- 昨年度の本委員会において、住宅用太陽光に適用する初期投資支援スキームとして、住宅用太陽光発電を設置する家庭等にとって、「階段型の価格」を採用してFIT期間の後期に低い価格でのFIT支援を受けるよりも、「支援期間の短縮」を採用して小売電気事業者の買取メニューによる売電を行った方が、より大きな収益を確保できる可能性があり、「支援期間の短縮」が適切であるとの議論が行われた。
- その上で、「階段型の価格設定」について、FIT制度に依らない事業モデルの構築に一定の時間を要すること、事業者の予見可能性が担保されるよう、一定の猶予期間を設定する観点から、2026年度まで適用することとし、その上で、2027年度以降の取扱いについては、来年度以降の本委員会で議論することとして意見をとりまとめた。
- 一方で、昨年度の議論を踏まえ、住宅用太陽光における導入等の実態を精査するべく、再度事務局が業界団体に対して改めてヒアリングを行ったところ、以下のとおり意見があった。
 - 昨年度の本委員会における議論を踏まえ、PPA事業におけるFIT制度を前提としないビジネスモデルの構築に向けた協議が金融機関との間で行われているところであるが、結論を得るまでに一定の期間を要すること
 - FIT制度による支援終了後には住宅用太陽光発電を設置する各家庭等が小売事業者と契約を結ぶことになるが、当該契約が単年度契約であることを踏まえ、住宅用太陽光発電を設置する各家庭等からは買取期間が10年間から短縮されることについて懸念が示されていること
- 住宅用太陽光発電についても他電源同様、早期の自立化を目指していくという方向性や、小売電気事業者の買取メニューによる売電を行った方が、より大きな収益を確保できるという可能性を踏まえれば、引き続き、住宅用太陽光についても、早期に「支援期間の短縮」を適用していくことが望ましい。一方で、初期支援投資スキームは、住宅用太陽光発電の導入促進を図ることを目的とした制度であることから、改めて実施したヒアリングを通じて、事業者や家庭等から「支援期間の短縮」の適用に対して懸念が示されたという点については、2027年度以降の初期投資支援スキームの取扱いを検討するにあたって、適切に考慮をする必要がある。
- 以上を踏まえ、初期投資支援スキームにおける「支援期間の短縮」の適用にあたっては、FIT制度を前提としないビジネスモデルの構築や自立化に向けた業界団体等による取組の継続を前提としつつ、卒FIT後のビジネスモデルが成熟するまでの猶予期間として更に2年程度の準備期間を設けることとし、2029年度に支援期間の短縮の適用を開始することとしてはどうか。

- 初期投資支援スキームの認定開始が2025年10月であることを踏まえ、自家消費の動向に与える影響について把握すべく、2026年度よりモニタリング体制を構築することとしたい。
- 具体的には、再エネ特措法に基づいた定期報告にて太陽光発電設備を設置している主体（家庭等）から以下の項目について情報収集を行い、結果については今後の本委員会にて事務局から御報告することとしたい。

<モニタリング項目（案）>

モニタリング項目	選択肢
設備設置住宅にかかる情報	新築住宅
	既存住宅
設置状況	設置有（蓄電池、給湯器、その他の中から複数選択可）
	設置無
設置年度	
契約中の電気料金プラン	従量電灯型料金プラン ・ 一定の単価に基づき、使用電力量に応じて料金が決定されるプラン
	時間帯別料金プラン ・ 昼間・夜間等の時間帯ごとにあらかじめ設定された単価に基づき料金が決定されるプラン a. 夜間が昼間の時間帯に比べて割安となるプラン b. 昼間が夜間の時間帯に比べて割安となるプラン
	市場連動型料金プラン ・ 卸電力取引市場の価格動向に連動して変動するプラン
	その他

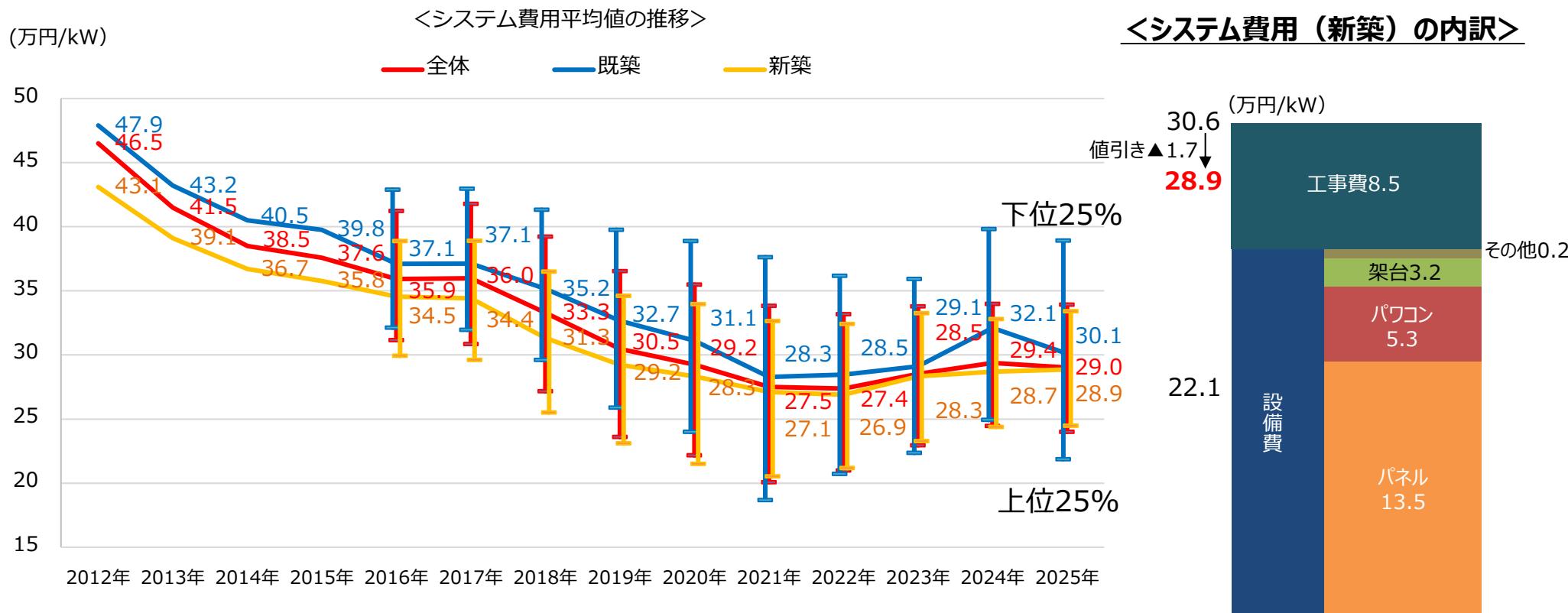
- 2023年度時点で太陽光発電を行っている世帯のうち、家庭用蓄電システムを使用している世帯の割合は26.4%、電気ヒートポンプ式給湯器を保有している世帯の割合は72.6%であり、足下ではいずれも増加傾向にある。



- (1) 2026年度の事業用太陽光（地上設置）の調達価格・基準価格
- (2) 2027年度以降の事業用太陽光（地上設置）の取扱い
- (3) 2026・2027年度の事業用太陽光（屋根設置）の調達価格・基準価格
- (4) 2027年度以降の初期投資支援スキーム（住宅用太陽光）の取扱い
- (5) 2026・2027年度の住宅用太陽光（10kW未満）の調達価格**
- (6) 新たな発電設備区分の創設に関する検討

(5) 国内のコスト動向：システム費用（設置年別の推移）

- 住宅用太陽光（10kW未満）のシステム費用は新築案件・既築案件ともに低下傾向にあるが、直近2023年度以降はやや増加傾向にある。
- 新築案件について、設置年別に見ると、2025年設置の平均値は28.9万円/kW（中央値29.4万円/kW）となり、2026年度の想定値（25.5万円/kW）を上回り、2024年設置より0.2万円/kW（0.6%）、2023年設置より0.5万円/kW（1.9%）増加した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約47%、工事費が約29%を占める。



～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・既築システム費用は、2014年の全体に対する新築・既築それぞれの費用の比率を用いて推計）

- 住宅用太陽光（10kW未満）のシステム費用について、過去5年の案件において2026年度における想定値（25.5万円/KW）の水準について確認すると、2021年は上位43%水準、2022年は上位41%水準、2023年は上位35%水準、2024年上位29%水準、2025年上位30%水準と推移している。
- 引き続き、上位30%のトップランナー水準に着目すると、25.6万円/KWと、想定値（25.5万円/kW）と概ね同水準。

万円/kW	住宅太陽光（新設・既設）				
	2025年 1~8月設置 N=34,163	2024年 1~12月設置 N=76,291	2023年 1~12月設置 N=73,854	2022年 1~12月設置 N=61,224	2021年 1~12月設置 N=50,292
5%	15.24	15.44	14.76	13.86	13.64
10%	17.38	19.09	17.18	15.69	15.50
15%	20.00	21.41	19.52	17.92	17.09
20%	22.22	22.90	21.44	19.52	18.80
25%	24.00	24.46	22.94	20.99	20.07
26%	24.43	24.72	23.24	21.33	20.35
27%	24.73	25.00	23.50	21.57	20.64
28%	25.06	25.24	23.81	21.83	20.91
29%	25.32	25.45	24.09	22.07	21.25
30%	25.63	25.66	24.39	22.29	21.55
31%	25.87	25.85	24.59	22.54	21.86
32%	26.10	26.07	24.87	22.84	22.18
33%	26.34	26.25	25.09	23.14	22.49
34%	26.54	26.44	25.27	23.45	22.81
35%	26.76	26.61	25.47	23.78	23.14
36%	27.00	26.78	25.63	24.11	23.45
37%	27.17	26.92	25.82	24.41	23.75
38%	27.41	27.12	26.02	24.69	24.07
39%	27.62	27.33	26.16	24.99	24.44
40%	27.81	27.53	26.35	25.23	24.69
41%	28.03	27.74	26.49	25.42	24.97
42%	28.22	27.92	26.68	25.66	25.22
43%	28.37	28.09	26.87	25.92	25.48
44%	28.52	28.27	27.09	26.14	25.78
45%	28.69	28.43	27.19	26.40	26.08
50%	29.42	29.23	27.84	27.68	27.41

※ 2025年8月15日時点までに報告された定期報告を対象。

- 設備利用率について、2025年1月から2025年8月の間に収集したシングル発電案件の平均値は14.1%だった。
- これまでの委員会と同様、過去4年間に検討した数値の平均をとると14.2%となり、想定値（13.7%）と概ね同水準。

＜過去4年間に検討した設備利用率＞

2022年度	2023年度	2024年度	2025年度
14.0%	14.1%	14.5%	14.1%
平均値：14.2%			
想定値：13.7%			

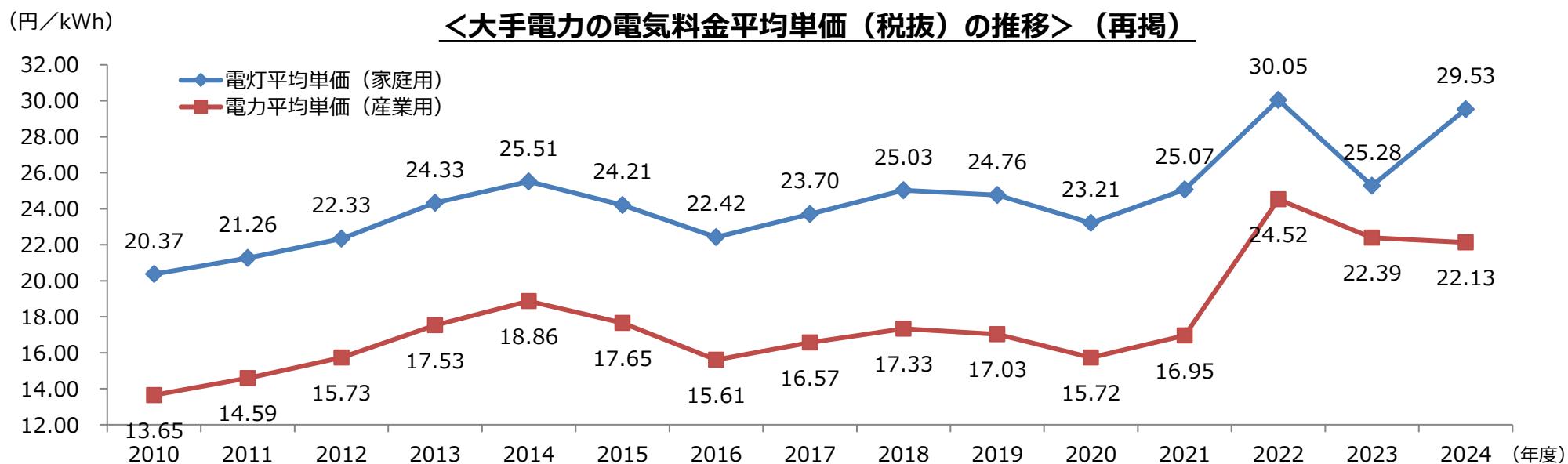
＜余剰売電比率＞

- 余剰売電比率について、2025年1月から2025年8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64.8%（中央値60.7%）であり、想定値（70.0%）と概ね同水準であった。

＜自家消費分の便益＞

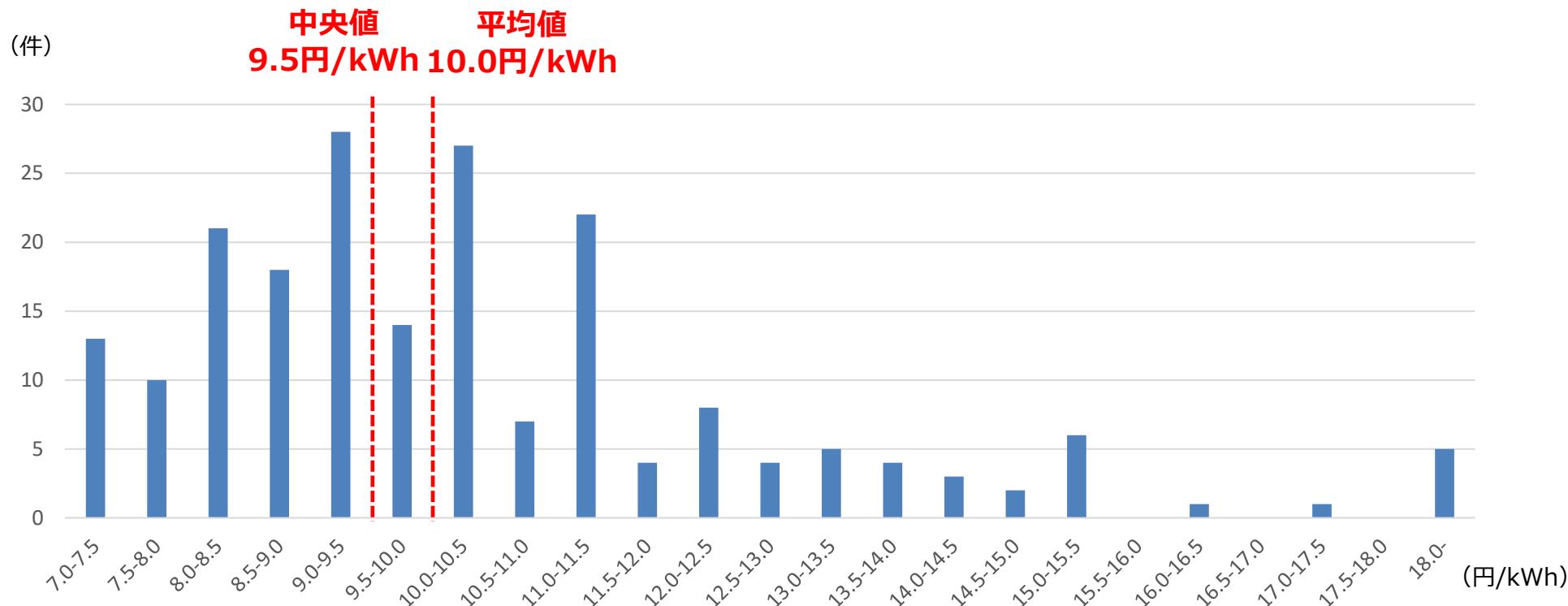
- 2026年度の自家消費分の便益については、大手電力の直近10年間（2014年度～2023年度）の家庭用電気料金単価に、消費税率（10%）を加味して、27.45円/kWhと設定されている。
- 同様の考え方に基づき、大手電力の直近10年間（2015年度～2024年度）の家庭用電気料金単価の平均値に、現行の消費税率（10%）を加味すると27.86円/kWhとなる。

※なお、電気料金については、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略開始等による燃料輸入価格の高騰に伴う影響を受けているものの、本頁に記載の電気料金の水準は、2023年1月使用分から開始された電気・ガス料金支援による効果を含めた価格であることに留意が必要。



- 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、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、これまで設定してきた。
- 今回、2025年12月時点で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、その平均値は10.0円/kWh、中央値は9.5円/kWhであった（2024年12月末時点での確認では中央値は9.5円/kWh）。

＜各小売電気事業者が公表している買取メニューの分布（2025年12月時点）＞



※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（図中の7.0-7.5円/kWhは7.0円/kWh以上7.5円/kWh未満を意味する。他も同様。）。

＜住宅用太陽光発電（10kW未満）に係るコストデータの動向＞

- 住宅用太陽光発電（10kW未満）については、資本費（システム費用）、設備利用率については昨年度設定した2026年度の想定値（それぞれ25.5万円/kW、13.7%）と概ね同水準であり、余剰売電比率についても同様に概ね同水準であった。
- 運転維持費については、定期報告データを分析したところ、昨年度設定していた想定値（0.3万円/kW）を下回るものの、太陽光発電協会へのヒアリング調査結果は想定値を上回っていた。
- 自家消費分の便益については、昨年度設定した2026年度の想定値をやや上回る水準となっている。

＜調達価格の設定方法①＞

- 運転年数について、外壁や屋根の塗り替え等が想定されることから、20年間の運転を想定し、引き続き、昨年度設定した2026年度の運転年数の想定値について据え置くこととしてはどうか。
(※) 2026・2027年度の調達期間終了後の売電価格の想定値について、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や、蓄電池併設等の条件付きであることが比較的多いため、状況を注視することが重要。こうした点を踏まえ、2026・2027年度の想定値は、引き続き昨年度設定した2026年度の想定値（10.0円/kWh）を据え置くこととしてはどうか。
- 資本費について、昨年度設定した2026年度の想定値と概ね同水準であることから、引き続き、想定値を据え置くこととしてはどうか。
- 運転維持費について、想定値の設定においては、定期報告データを参照しつつ、定期点検やパソコン本体の費用動向について、今後もよく注視することとし、想定値を据え置くこととしてはどうか。
- 設備利用率、余剰売電比率について、昨年度設定した2026年度の想定値と概ね同水準であることから、引き続き、想定値を据え置くこととしてはどうか。
- 自家消費分の便益については、昨年度設定した2026年度の想定値をやや上回る水準となっているが、ウクライナの影響を受けた2021年・2022年を含んだ水準となっている点を踏まえ、引き続き動向を注視することとし、想定値を据え置くこととしてはどうか。
- 以上を総合的に勘案して、2026・2027年度の住宅用太陽光発電（10kW未満）における調達価格・基準価格における想定値は、昨年度設定した2026年度の調達価格における想定値を維持することとしてはどうか。

<調達価格の設定方法②>

- 以上を踏まえて、2026・2027年度の調達価格における想定値は、以下のとおりとしてはどうか。

		最新のコストデータに基づいて算出された諸元	昨年度設定した2026年度の想定値	
		2027年度	2026年度	(参考) 2026年度
資本費	システム費用	据え置き (25.5万円/kW)	据え置き (25.5万円/kW)	25.5万円/kW
	運転維持費	据え置き (0.30万円/kW/年)	据え置き (0.30万円/kW/年)	0.30万円/kW/年
	設備利用率	据え置き (13.7%)	据え置き (13.7%)	13.7%
	余剰売電比率	据え置き (70%)	据え置き (70%)	70%
	自家消費分の便益	据え置き (27.31円/kWh)	据え置き (27.31円/kWh)	27.31円/kWh
	調達期間終了後の売電価格	据え置き (10.0円/kWh)	据え置き (10.0円/kWh)	10.0円/kWh

- (1) 2026年度の事業用太陽光（地上設置）の調達価格・基準価格
- (2) 2027年度以降の事業用太陽光（地上設置）の取扱い
- (3) 2026・2027年度の事業用太陽光（屋根設置）の調達価格・基準価格
- (4) 2027年度以降の初期投資支援スキーム（住宅用太陽光）の取扱い
- (5) 2026・2027年度の住宅用太陽光（10kW未満）の調達価格
- (6) 新たな発電設備区分の創設に関する検討**

＜新たな発電設備区分の創設に関する検討＞

- 昨年度の本委員会においては、国民負担の抑制と、適切な自家消費を促す観点から、発電コストが電気料金水準未満になる時点を日安に、新区分による支援を開始する方向で検討を継続し、今後、「次世代型太陽電池戦略」を踏まえた自立化に向けた官民連携による取組や、予算による導入支援の状況を確認していくこととした。
- 次世代型太陽電池の早期社会実装に向けては、量産技術の確立、生産体制整備、需要の創出を三位一体で、官民関係者が総力を挙げて取り組み、2030年を待たずにGW級の生産体制の構築、2040年には約20GWの導入を目指しているところであり、具体的には、全国各地でのペロブスカイト太陽電池の社会実証、量産化に向けた3000億円規模の設備投資が進められているほか、今年度から予算による需要家向けの補助が開始するなど、社会実装に向けた取組が見られている。
- ペロブスカイト太陽電池は、エネルギー自給率の低い日本における国産エネルギーとして重要であり、早期の社会実装を進めることが必要不可欠であるが、FIT/FIP制度は、再エネを広く普及拡大するための強力な支援制度である一方、電気の需要家による国民負担に支えられており、支援を行う電源は、国民負担の抑制や、将来的に自立化する見込みがあることを前提とする必要があることから、引き続き、昨年度の本委員会において示した方向で来年度以降の調達価格等算定員会で議論を継続しつつ、ペロブスカイト太陽電池の量産化・低コスト化に向けた状況や、予算による導入支援の状況を引き続き確認していくこととしてはどうか。

- 我が国は、1973年のオイルショックを契機として、サンシャイン計画を皮切りに太陽光パネルの技術開発を進め、2000年頃には、世界シェアの50%を占めるに至った。2005年以降、中国等の海外勢に押され、日・米・独勢は一斉にシェアを落とし、日本のシェアは直近1%未満となっている。
- 2000年代半ば以降を振り返ると、総じて、急激に事業環境が変化をする中で、官・民ともに、需要創出や投資の面で、必ずしも十分な「規模」と「スピード」で対応ができていなかった。

＜民間側＞

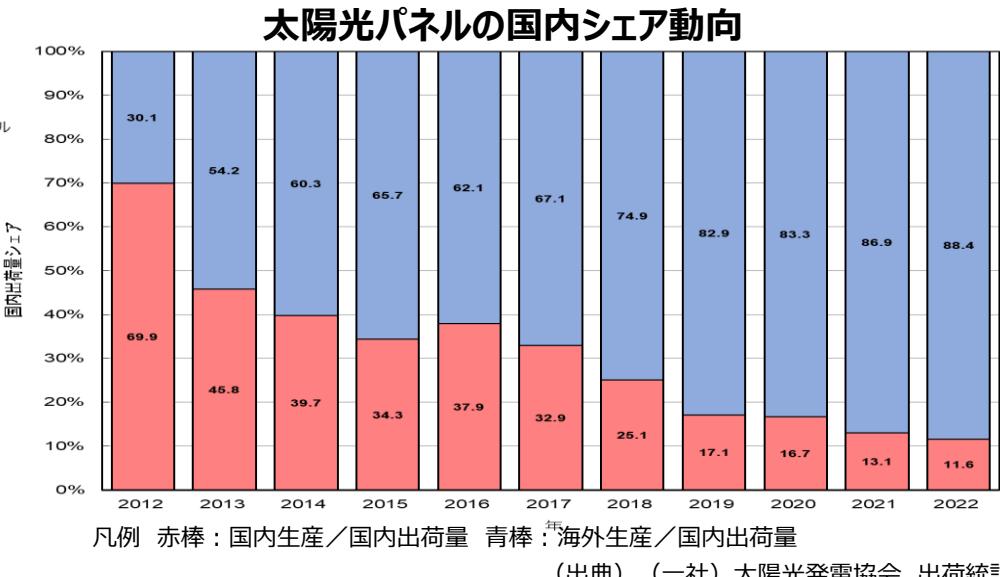
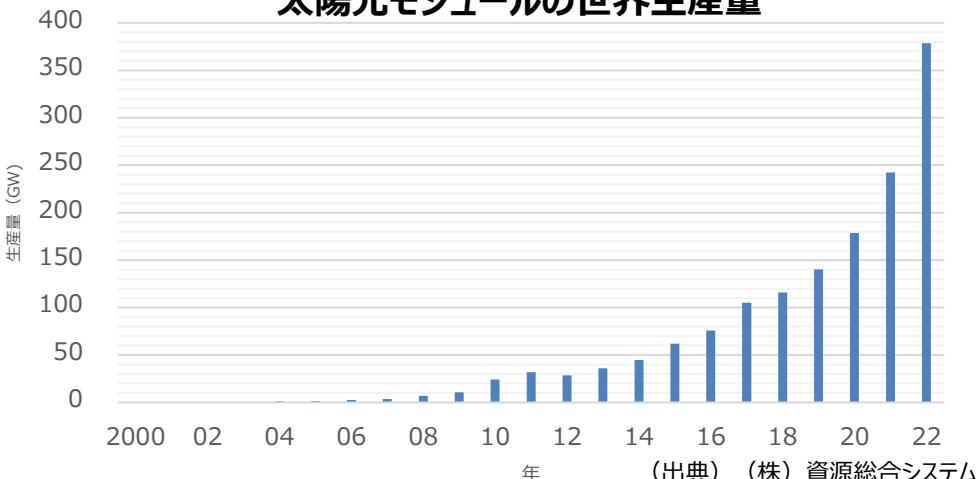
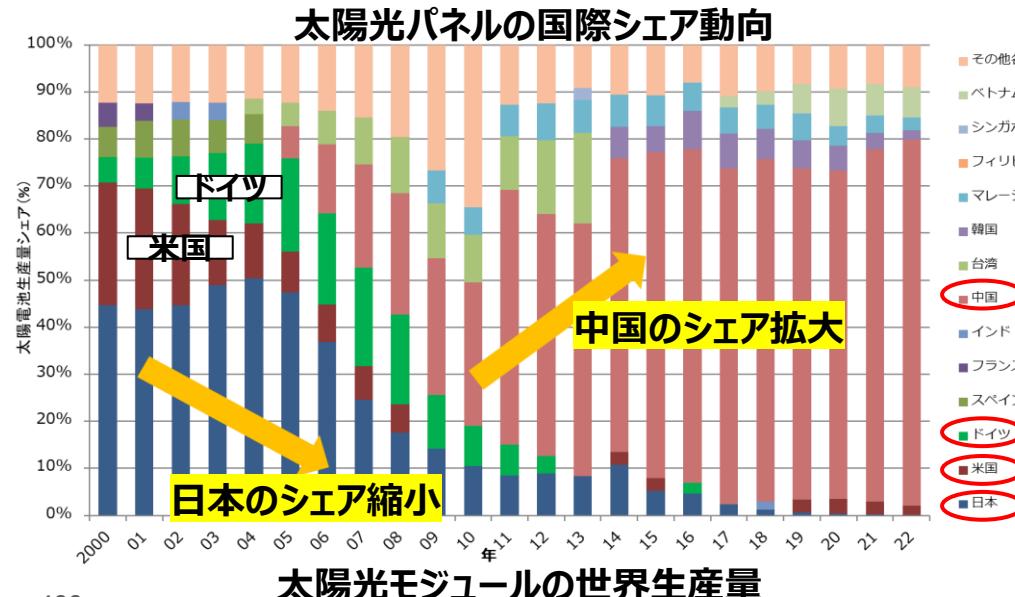
- ① 2000年代半ばより急拡大した世界市場への対応が遅れ、拡大する市場で競争力をもつための「生産体制の整備」に向けた投資の規模・スピードが不十分であった。
- ② 当初は優れていた製造面での技術力についても、国内での生産基盤が不十分な中、海外での製造委託を進め、技術開発をすることなく最先端の製造装置を導入してパネルを大量製造することが可能となる状況が生まれ、徐々に優位性を失うこととなった。
- ③ 原材料であるシリコンの安定調達ができないといったサプライチェーンの脆弱性が、競争上も影響を及ぼした。

＜官側＞

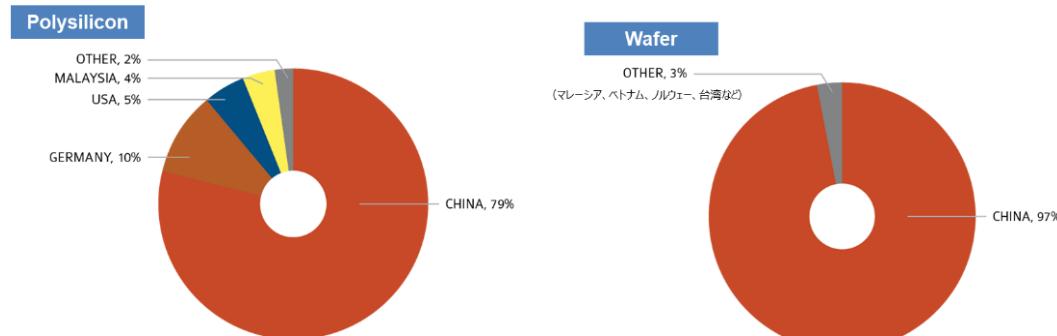
- ① 市場拡大期における需要創出において、民間の投資の予見性を確保するような政策の継続性や、支援の規模が不十分であった。
- ② 政策による対応は、FIT制度による価格に着目した需要支援策が中心であったが、世界市場や競争環境を念頭に置いた、生産体制構築やサプライチェーンの強靭化、価格以外の要素の評価・反映など、総合的な政策対応が不十分であった。

論点	当時の状況	必要な対応
民間投資・ 国内需要創出 の規模とスピード	1994年から、 <u>住宅用太陽光発電向け補助金</u> を開始。世界で最大の導入量・生産量に至った。2000年代半ば以降の海外での爆発的な需要拡大に対応した生産体制を構築する十分な民間投資がなされず、2005年の住宅用太陽光発電への補助金の終了も相まって、民間の投資予見性の確保に資する国内需要創出の面で遅れを取り、その後の <u>余剰電力買取制度</u> （2009年）や <u>FIT制度</u> 開始（2012年）後も <u>GW級の量産体制の確立には至らず、産業競争力の面で巻き返しには至らなかつた。</u>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 中長期的な導入・コスト目標の策定 ➤ 官民投資の規模・スピード/GW級の量産体制の早期確立 ➤ 需要の創出
脆弱なサプライチェーン	シリコン系太陽電池では、当時、主に <u>日米欧の半導体向けシリコンの余剰分を利用</u> 。2004年、独のFIT制度開始後、 <u>太陽光向けシリコン価格が約10倍に急騰</u> 。我が国も独と連携し、シリコン工場の増設を進めたが、 <u>中国は、新疆ウイグル自治区を中心に、安価な労働力と電力などを背景にシリコンの大量生産を開始し、安価なサプライチェーンが構築された</u> 。日本ではシリコン原料確保のため、相対的に高い価格での長期取引契約を結ばざるを得ない状況となり、原材料の調達面でも競争上劣後し、製造コスト増の一因となつた。	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 原材料を含めた強靭なサプライチェーン構築
技術力偏重と 量産体制の劣後	中国では、①土地提供の優先的な保障、②輸入関税の減免、③生産工場立地地域への電気料金優遇など、 <u>多面的な政策支援</u> を通じ、 <u>世界の市場を獲得</u> 。日本は、技術開発支援（NEDO）や導入支援（FIT）を行った一方で、国内企業の量産体制は中国国内で形成された。国内市場も中国製パネルが席巻し、製造技術面での日本の優位性も崩れた。 <u>規模の大きい海外市場への展開に出遅れ</u> 、世界的に中国製パネルがシェアの大部分を占める形となつた。太陽光パネルの価格低減・汎用化が進み、事業の <u>選択と集中を進める中で、日本企業の多くが事業から撤退した</u> 。	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 早期からの海外市場の獲得 ➤ 海外展開を視野に入れた事業計画の策定 ➤ 量産体制構築に対する支援 ➤ モニタリングと不断の政策見直し
技術・人材流出	中国は、主に <u>ドイツなどから、シリコン製造エンジニアを採用し、製造機器メーカーのノウハウ・技術を吸収</u> 。日本企業も、中国国内で、同国の太陽光パネルメーカーに <u>製造委託</u> を進めた。さらに、いわゆる <u>ターンキーでのパネル製造による事業参入が可能となつた</u> ことで技術優位性が損なわれ、中国の技術力向上を後押しした。	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 信頼できるパートナーとの連携
政策対応	2000年代半ば、民間投資の予見性の確保に資する国内需要創出策の継続性が十分ではなかった（2005年住宅用太陽光発電への補助金の終了）。その後の政策支援は、FIT制度による価格に着目した需要創出策が中心で、生産体制構築やサプライチェーンの強靭化、価格以外の要素の評価・反映など総合的な対応が十分に行われなかつた。	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 需要・供給双方を念頭にいた太陽電池産業全体への支援策

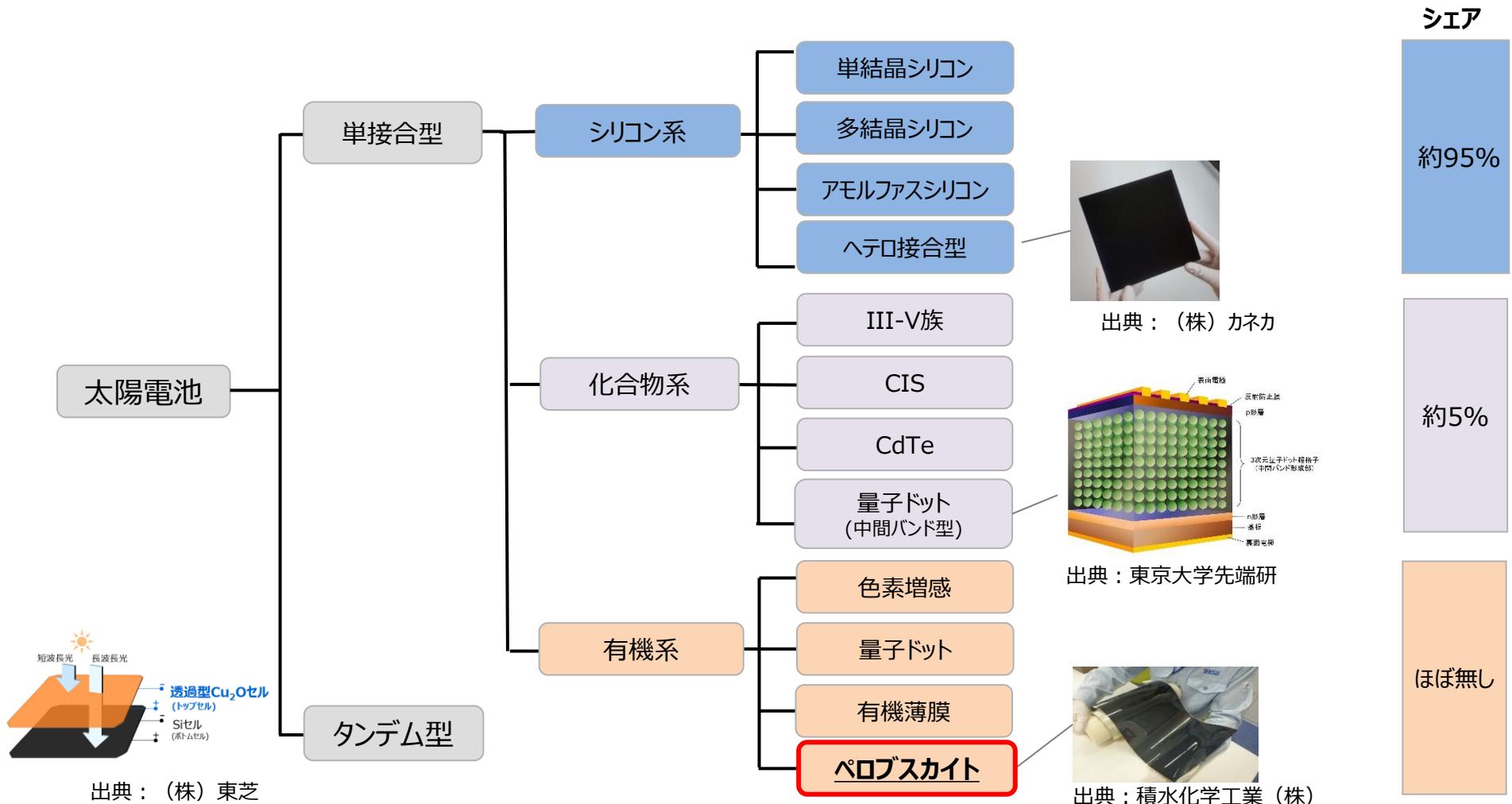
- 我が国は、1973年のオイルショックを契機に、サンシャイン計画を皮切りに、太陽光パネルの技術開発を進め、2000年頃には、世界シェアの50%に至った。2005年以降、中国等の海外勢に押され、日・米・独勢は一斉にシェアを落とし、日本のシェアは直近1%未満となっている。



太陽電池向けシリコンサプライチェーンのシェア

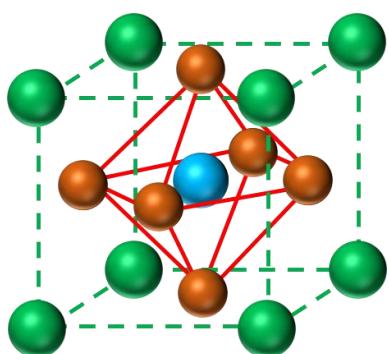


- 現在、主流のシリコン太陽電池が市場の95%を占める。
- シリコン太陽電池以外の様々なタイプの太陽電池が開発されているが、特に、ペロブスカイト太陽電池は、直近10年間で変換効率が約1.5倍に向上。タンデム型までを視野に入れ、各国で事業化を目指す動きが見られる等、社会実装が近い次世代型太陽電池として期待されている。



- ペロブスカイト太陽電池とは、3種類のイオン（代表的にはA:有機アンモニウム、B:鉛、X:ヨウ素）が ABX_3 のペロブスカイト結晶構造で配列する材料を発電層に用いた太陽電池の総称であり、国内研究者が開発した日本発の技術。
- 2009年に初めて作製されたが、発電効率は3～4%であった。2012年に、固体型ペロブスカイト太陽電池が英国と日本の研究者らによって共同開発され、安定性が向上したことを皮切りに、研究開発が加速。
- 近年、世界的に開発競争が激化し、2024年11月現在では、26.7%まで発電効率が向上。

ペロブスカイト結晶構造 (一般式 : ABX_3)

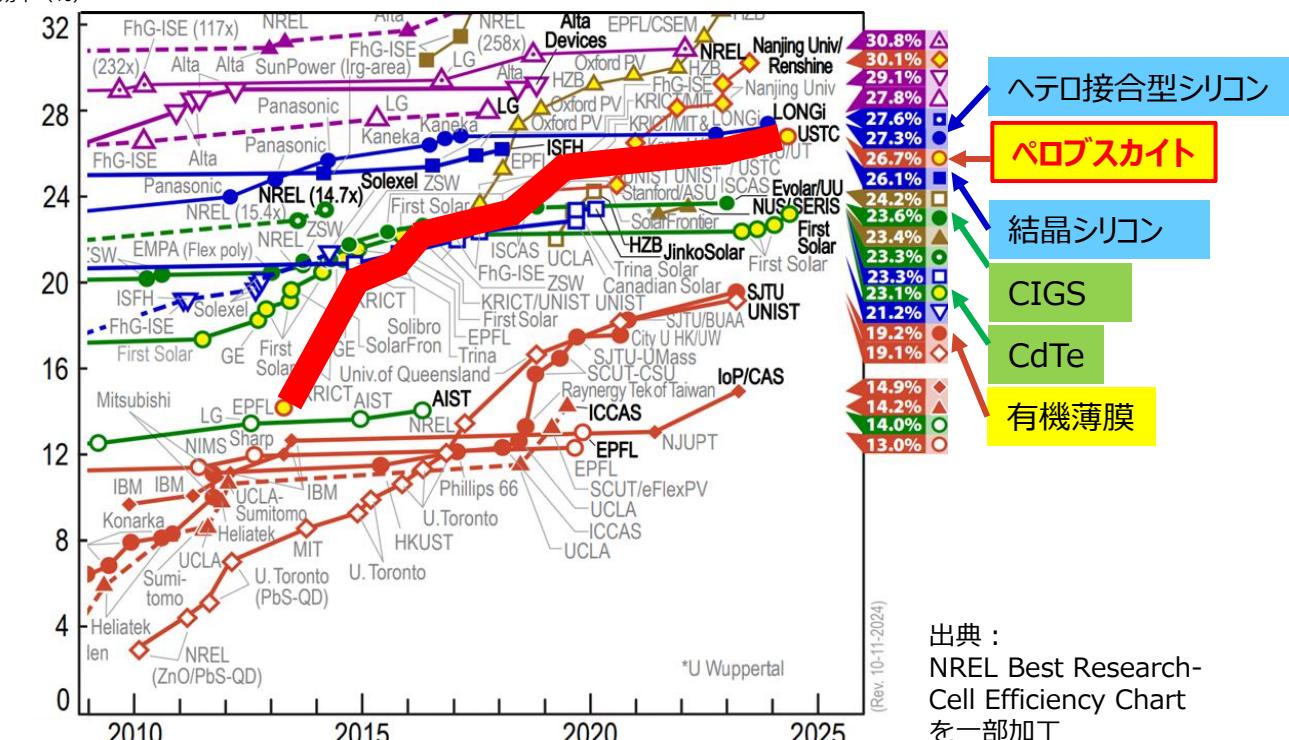


A: 有機アンモニウム

B: 鉛

X: ヨウ素

セルの発電効率（最高記録）の推移について



フィルム型



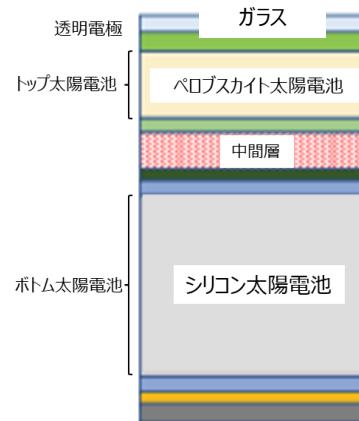
(出典) 積水化学工業（株）

ガラス型



(出典) パナソニックHD(株)

タンデム型（ガラス）



(出典) (株) カネカ

- 軽量で柔軟という特徴を有し、建物壁面など、これまで設置が困難であった場所にも導入が可能で、**新たな導入ポテンシャルの可能性大**。
- 海外勢に、大型化・耐久性といった**製品化のカギとなる技術で、大きくリード**。
- △ 発電コストの低下に向けては、引き続き、**耐久性の向上に係る技術開発**が必要。

- 建物建材の一部として、既存の高層ビルや住宅の窓ガラスの代替設置が期待され、一定の**新たな導入ポテンシャルの可能性**に期待。
- △ 海外勢でも技術開発が盛んに行われており、**競争が激化**している状況にある。
- フィルム型と比べ、耐水性が高く、**耐久性を確保しやすい**。

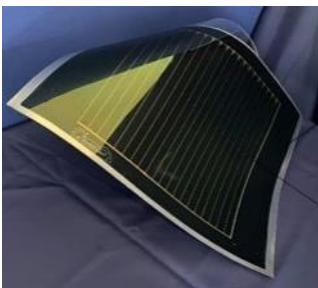
- 現在一般的に普及しているシリコン太陽電池の置換えが期待されており、引き続き研究開発段階。**世界的に巨大な市場**が見込まれる。
- △ 海外勢でも技術開発が盛んに行われており、**競争が激化**している状況にある。
- △ 開発の進捗状況は、フィルム型やガラス型に劣り、**引き続き研究開発段階**。
- × シリコンは**海外に依存**。

- ペロブスカイト太陽電池は、国内において開発が進められ、一部の企業では2025年度から事業化が開始される予定。
- 特にフィルム型では、耐久性や大型化の面で技術的に世界をリード。**ガラス型・タンデム型についても開発が進められている。

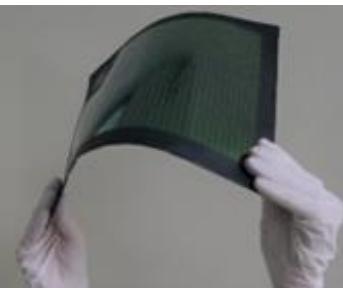
ペロブスカイト太陽電池 イメージ



出典：積水化学工業（株）



出典：（株）エネコートテクノロジーズ



出典：（株）東芝

想定される用途



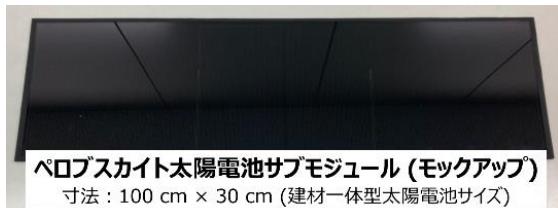
建物屋根

出典：（株）エネコートテクノロジーズ



建物壁面

出典：積水化学工業（株）



ペロブスカイト太陽電池サブモジュール（モックアップ）
寸法：100 cm × 30 cm (建材一体型太陽電池サイズ)

出典：（株）カネカ



出典：パナソニック HD（株）

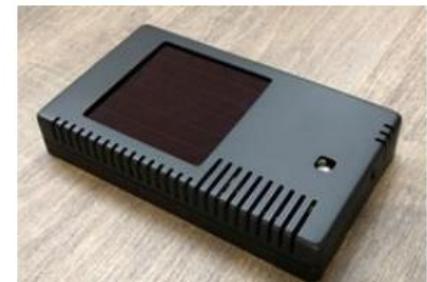


出典：（株）アイシン



建材一体型

出典：パナソニック HD（株）



IoT機器

出典：（株）エネコートテクノロジーズ

- ペロブスカイト太陽電池を巡っては、国際競争が激化している。

- 中国：2015年頃からスタートアップ企業が複数設立。多数の企業や大学において中国自国内の特許取得が進められている。ガラス型を中心に、タンデム型を含め各社量産に向けた動きが見られる。
- 欧州：独立系メーカーが、フィルム型・タンデム型を開発。量産ラインの整備に向けた動きもみられる。

	フィルム型		ガラス型		タンデム型		
	大正微納 (中国)	Saule Technologies (ポーランド)	極電光能 (中国)	万度光能 (中国)	GCL (中国)	仁爍光能 (中国)	OxfordPV (イギリス)
変換効率	13~15%	12.0%	1.2×0.6m : 17% (2024年内目標値 : 20%超) 1.2×2.3m : 18% (目標値)	18% (実験効率)	1.0×2.0m : 19.04% 1.2×2.4m : 27% (目標値)	18% (2024年内目標値 : 20%)	28.6%
サイズ	1.0×0.6m	9cm ² 、 1m ²	1.2×0.6m 1.2×2.3m	不明	1.0×2.0m 1.2×2.4m	1.2×0.6m	16.6×16.6cm
耐久性	不明	1,000時間 ※連続発電時の耐久性	~10年	不明	10~15年	不明	10~15年の見込み
生産能力	100MW ※建設中	約100MW ※建設予定	150MW 1GW(建設中) ※2026年末までに10GWまで拡張予定	200MW ※1.2GW建設中のほか、拡張計画あり	100MW ※1GW建設中のほか、拡張計画あり	150MW ※2024年に1GW級建設予定	100MW ※稼働率50%以下
生産開始	稼働予定 (2024年~2025年)	建設予定 (2026年)	2022年12月	稼働中 (時期不明)	2021年	2024年1月	2023年

(出典) 公表情報、

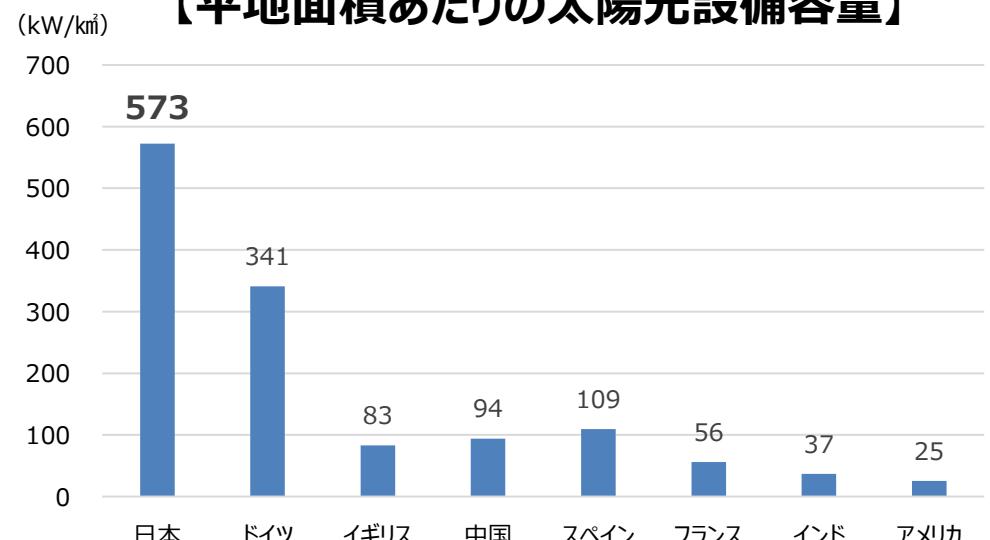
令和6年度エネルギー需給構造高度化対策調査等事業（次世代型太陽電池の需要等に関する調査）、以下、当資料においては、委託調査(ボストンコンサルティンググループ(BCG))とする。

- 2012年のFIT制度開始以降、太陽光発電の導入量は大幅に拡大（平地面積当たりの導入量は主要国で最大級）する中で、適地の制約、地域との共生上の課題が生じている状況。
- ペロブスカイト太陽電池は、軽量・柔軟などの特徴を生かし、これまで太陽電池が設置困難であった場所にも設置し、再エネ導入拡大と地域共生を両立するものとして期待される。

	2011年度	2023年度	2030年度ミックス
再エネの電源構成比 発電電力量:億kWh	10.4% (1,131億kWh)	22.9% (2,261億kWh)	36-38% (3,360-3,530億kWh)
太陽光	0.4%	9.8%	14-16%程度
	48億kWh	965億kWh	1,290~1,460億kWh

(出典) 2023年度数値は令和5年度（2023年度）エネルギー需給実績（確報）より引用

【平地面積あたりの太陽光設備容量】



(出典) 外務省HP (<https://www.mofa.go.jp/mofaj/area/index.html>) IEA Renewables 2024、IEA データベース、2023年度エネルギー需給実績(確報)、Global Forest Resources Assessment 2025 (<https://openknowledge.fao.org/server/api/core/bitstreams/12322cae-5b20-4be2-927a-72a86fd319e9/content>)、FIT認定量等より作成

※平地面積は、国土面積から、Global Forest Resources Assessment 2025の森林面積を差し引いて計算したもの。

【導入拡大に伴って生じている地域共生上の課題】

土砂崩れで生じた崩落



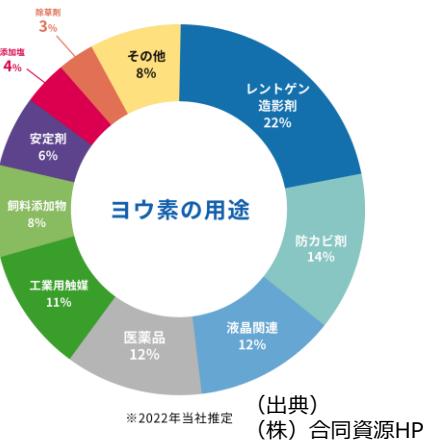
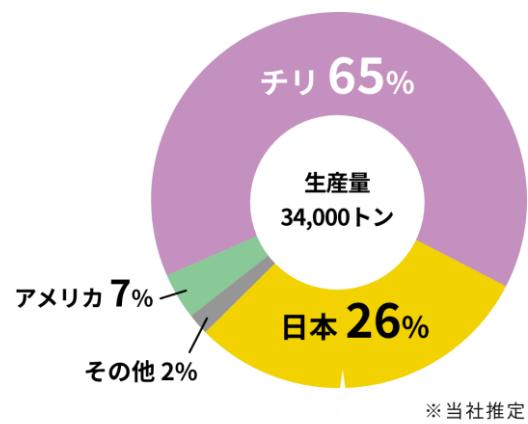
景観を乱すパネルの設置



➤ 不適切案件への規律強化については、2024年4月から、改正再エネ特措法を施行。関係法令違反時のFIT/FIP交付金の一時停止措置や、申請時の説明会の開催など周辺地域への事前周知の要件化などの措置を講じており、事業規律強化を進める。

- ペロブスカイト太陽電池の発電層において主要となる原材料のヨウ素について、日本は世界第2位の産出量（シェア約30%）。
- 原材料を含め強靭なサプライチェーン構築を通じ、エネルギーの安定供給にも資することが期待される。

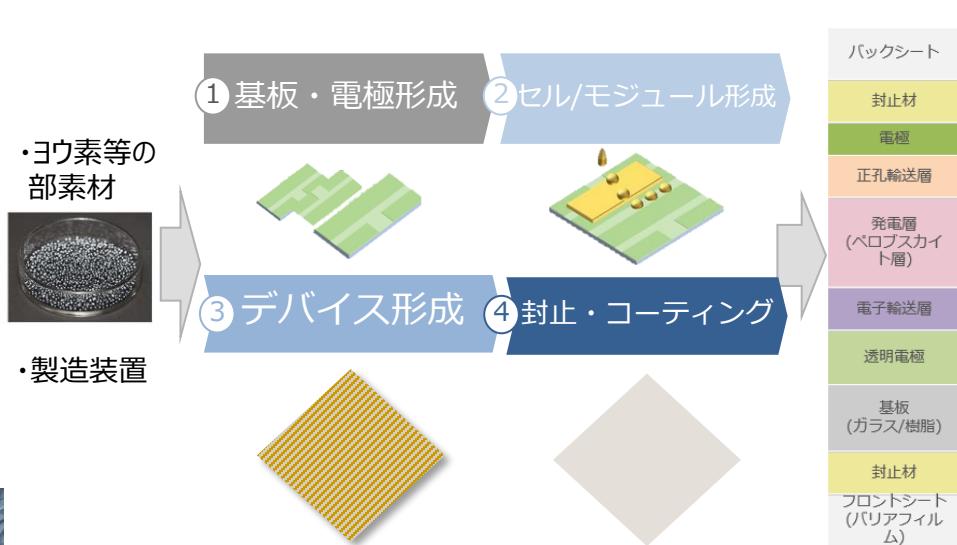
【ヨウ素の国際シェア】



(千葉県でヨウ素の原料のかん水をくみ上げ、製造している様子)



【ペロブスカイト太陽電池のサプライチェーン】



- ペロブスカイト太陽電池について、その発電効率や耐久性などの製品としての競争力は、製造プロセス等のノウハウ（製造装置に化体しない複雑な材料加工や成形、温度・湿度の管理など）による部分が大きい。
- 省資源、製造に必要な温度や期間などの面で優れ、耐久性など性能面の課題の克服や量産化を進めることで、将来的に、シリコン太陽電池に比肩する発電コストを実現していくことが期待される。
- 特に、ペロブスカイト太陽電池のうちフィルム型や建材一体型は、自由度の高い施工・運搬の可能性を活かし、製造のみならず、施工・運搬・回収などを含めたシステム全体で付加価値を創出し、競争力を実現していく余地が大きい。

	シリコン太陽電池	ペロブスカイト太陽電池（フィルム型）
発電層の主要材料	ケイ素	ヨウ素、鉛
光吸収係数	$\sim 10^4/\text{cm}$	$\sim 10^5/\text{cm}$ 日陰・室内等でも発電可能
製造日数	3日以上	1日程度を目指す
製造温度	1,400°C以上	150°C
製造工程	ターンキー製造	高度な材料加工・精密な製造プロセス
施工	確立した設置形態（地上・屋根・建材一体）	多様な用途・設置形態（壁面・曲面・屋根・建材一体など）
リサイクル	パネルの義務的リサイクル制度を含めた 新たな制度の構築に向けて検討中	軽量・減容化に優れた特徴を活かし、 最適なリサイクルシステムを確立するための検討を開始

- ペロブスカイト太陽電池は、太陽光発電が直面する様々な課題を乗り越えながら、再エネの導入拡大・エネルギーの安定供給の実現・産業競争力の強化等に貢献しつつ、世界の市場において稼げる再エネ産業として成長し、我が国のGXの牽引役となることが期待される。

①地域との共生

- ✓ 安全面、環境面、景観など地域の懸念の顕在化
- ⇒ 生活環境や景観等への配慮をする前提のもと、従来、太陽電池が設置困難であった場所・対象など追加的な導入ポテンシャルを創出するとともに、比較的地域共生がしやすい設置形態の実現や意匠性を活かすことが可能となることが期待される。

②国民負担の抑制

- ✓ FIT制度による20年間の固定価格買取によって国民負担増大
(2024年度再エネ賦課金単価：3.49円/kWh)
- ⇒ 技術開発・大量生産等により発電コスト低減が十分に進んだ場合は、将来的には安価な再エネ電源となりえる、加えて自家消費を中心に導入が進めば、国民負担の抑制につながる可能性がある。

③出力変動への対応

- ✓ 気象等による再エネの出力変動時への対応が重要
- ✓ 全国大での出力制御の発生
- ⇒ 建物の屋根/壁/窓など需要地に近接した設置が可能であり、特に初期段階では高い自家消費率を前提とした発電が見込まれることから、設置場所によっては、系統負荷の抑制に資する可能性がある。

④イノベーションの加速とサプライチェーン構築

- ✓ 平地面積などの地理的要件により新たな再エネ適地が必要
- ✓ 原材料や設備機器の大半は海外に依存
- ✓ 技術開発のみならず、コスト低減、大量生産実現に向けたサプライチェーン構築、事業環境整備が課題
- ⇒ 主要な原材料であるヨウ素は、日本は世界第2位の産出量。原材料を含む強靭なサプライチェーン構築を通じ、経済・エネルギーの安全保障にも資することが期待される。
- ⇒ 材料、製造ノウハウの確保、製造から廃棄・リサイクルまでのシステム全体の付加価値の創出等により産業競争力強化を実現できる余地が大きい。
- ⇒ タンデム型が社会実装された場合には、既存設備のリプレースを含め太陽電池の大幅な発電効率向上が期待される。

⑤使用済太陽光パネルへの対応

- ✓ 2030年代後半以降に顕著に排出量が増加する太陽光発電設備について、計画的な対応が必要。
- ✓ 適切な廃棄のために必要な情報（例：含有物質情報）の管理が不十分
- ⇒ 軽量・減容化といった優れた特徴を活かし、より低成本なりサイクルシステムを確立できる可能性がある。

	短期 (2025年~)	中期 (2030年~)	長期 (2040年~)
生産体制	~数百MW/年	約1GW/年~数GW/年	数GW/年~
価格	既存シリコン太陽電池より高価格となることが想定	20円/kWh~14円/kWh	自立化水準 10円/kWh※~14円/kWh以下 ※研究開発の進展等により大幅なコスト低減をする場合
導入見込み	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 当初から海外展開を視野に入れ、国内市場から立ち上げる ✓ 2025年20円/kWh、2030年14円/kWhの技術確立に向けGI基金による支援を継続。タンデム型の実現に向け研究開発支援 ✓ GI基金による社会実装の実証（2024年9月に第一弾、2025年9月に第二弾の採択公表済） ✓ 2030年までの早期にGW級の生産体制を目指した投資支援、強靭なサプライチェーン構築に向けた関係事業者の投資支援（2024年9月から公募を開始、2024年12月に採択公表済み） 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 国内市場に広く展開 ✓ 導入が見込まれる海外市場から優先し展開 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 国内・海外市場に広く展開 国内：20GW程度 海外：500GW~
①量産技術の確立			
②生産体制整備			自立化
③需要創出	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 重点分野を特定しつつ、既存太陽電池との値差等に着目した導入支援（2025年度から開始） ✓ 多様な設置場所への導入拡大支援 		
導入に向けた環境整備	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 國際標準化の検討 ✓ 設置施工に関する実証の実施 ✓ 廃棄リサイクルの技術開発・システム検討 		

- 次世代型太陽電池については、①生産規模の拡大による製造装置の稼働率の向上等の規模の経済によるパネルコストの低減、②技術革新による一定の稼働年数や変換効率の向上等が見込まれる。
- こうした点を踏まえ、本官民協議会に参画する次世代型太陽電池メーカー6社のコスト見通し及び事業用太陽光（屋根設置）の2023年に設置されたFIT/FIP案件の定期報告をもとに、事務局において、2040年に一定規模（概ね1GWと仮定）の年間生産体制を実現した際のコスト諸元を以下のとおり想定すると、発電コスト（政策経費を含まない）は15円/kWh台半ばとなる見込み。
 - 壁や窓等に設置した場合は、屋根に設置する場合と比べて日射量が減ることから設備利用率が減少するが、本試算では、同一の条件下における電源技術のコストを算出するため、屋根に設置した場合を想定して、設備利用率を試算。
 - 実際の発電コストは設置形態等によって大きく変わり得るものであるところ、各社がコスト見通しを作成する際の設置形態の想定にはバラツキがある。したがって、今回コストの諸元として採用した各社のコスト見通し（設備利用率以外のコスト諸元）については、必ずしも屋根設置の設備が想定されているものでは無い点に留意が必要。
- 発電コストはあくまで、メーカーのコスト見通し等に基づき、一定の諸元を置いて算出した、現段階での試算値であることに留意が必要。今後、研究開発の加速化、国内外の需要拡大に合わせた生産規模の拡大等により、より競争力のあるコスト水準を目指していく必要がある。

項目	値	参考データの考え方
建設費	合計 20.4万円/kW	「次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会」に参画するメーカー6社それぞれのコスト見通しと、事業用太陽光（屋根設置）の2023年に設置されたFIT/FIP案件の定期報告（2023年8月までに報告されたデータを対象）をもとに分析。
	設備費 14.3万円/kW	
	工事費等 6.1万円/kW	
廃棄費用	0.6万円/kW	事業用太陽光（屋根設置）のこれまでに設置された全てのFIT/FIP案件の中央値（2023年8月までに報告された定期報告データを対象に分析）
運転維持費	0.37万円/kW/年	事業用太陽光（屋根設置）のこれまでに設置された全てのFIT/FIP案件の中央値（2023年8月までに報告された定期報告データを対象に分析）
設備利用率	14%	「次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会」に参画するメーカー6社それぞれのコスト見通しと、事業用太陽光（屋根設置）の2023年に設置されたFIT/FIP案件の定期報告（2023年8月までに報告されたデータを対象）をもとに分析。
稼働年数	20年	メーカー6社のコスト見通しにおける稼働年数の中央値。

(参考) 生産体制整備について

第9回次世代型太陽電池の導入拡大及び
産業競争力強化に向けた官民協議会（R7年5月）
事務局資料を一部更新

- 2030年を待たずにGW級の生産体制を構築するべく、GXサプライチェーン構築支援事業にて、フィルム型ペロブスカイト太陽電池、レーザー加工装置を対象とし、2024年末に2社を採択。
- 積水化学工業では、新会社を設立の上で、5年間で3145億円の投資を行い、GW級のライン構築を目指していく。大阪府堺市にて、2027年度には、100MW級の製造ラインが稼働予定。

＜積水化学工業＞

シャープ堺本社工場を譲り受け、100MWの生産ライン新設を決定。
2030年まで追加投資を行いGW級のライン構築を目指す。



出所：積水化学工業HP



ロールtoロールでの生産

提供：積水化学工業

(参考) 全国に広がるペロブスカイト太陽電池導入の取組

第1回次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた実装加速連絡会（R7年9月）事務局資料より抜粋

- ペロブスカイト太陽電池の導入支援を本年9月4日から開始。これを受け、官民協議会に参加する自治体（全172自治体）や民間企業において導入の動きを具体化させていく。
- 東京都でも、2040年に約2GWの導入目標に向けたロードマップを策定し、独自の支援策を今年度から実施する予定。他の大都市における横展開を促していく。
- 東京都を含む5自治体では、GW級の導入目標の策定や大規模実証など先進的な取り組みが進むほか、20自治体で次世代型太陽電池の導入に関する予算措置等の取り組みが進んでいる。

大阪府

- 万博会場のバスターミナルに世界最大級のペロブスカイト（約250m）を設置。
- 今後の生産拠点を抱える堺市では、ペロブスカイト太陽電池の工場を対象とした税制優遇措置を実施

福岡県福岡市

- みずほPayPayドーム福岡への設置
- 民間事業者への導入補助を措置
- 軽量性を活かした実証を開始



みずほPayPayドーム
写真提供：福岡市

● GW級導入目標や大規模実証など行う自治体（5自治体）

● 次世代型太陽電池の導入に関する支援制度・取組を行う自治体（20自治体）

（2025年5月時点）

福島県

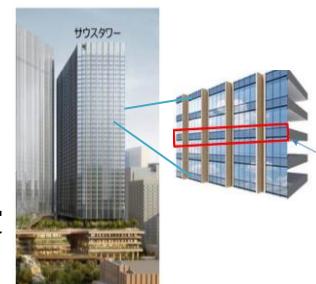
- Jビレッジ、あづま総合運動公園、県立博物館の県内3カ所で実証を開始



Jビレッジでの実証（福島県楢葉町）

東京都

- 都内導入目標を公表
 - 2035年：約1GW
 - 2040年：約2GW
- 民間事業者への導入支援（10/10補助）を実施予定



内幸町一丁目街区南地区第一種市街地
再開発事業完成イメージ

愛知県

- 愛知県、アイシン、トヨタ等からなる「あいちPSC推進協議会」を設立
- ペロブスカイト太陽電池の導入目標量を検討

- 今年度より一部企業にて事業化が開始し、導入補助を開始するところ、導入初期段階における需要家の支援においては、導入拡大と生産体制整備に向けた予見性確保の観点から、フィルム型ペロブスカイト太陽電池の導入に係る重点分野を以下のとおり設定していく。

基本的な考え方

①設置場所

- 追加性：設置場所の耐荷重が 10kg/m^2 以下相当の屋根等
※優先すべき社会実装モデルとしては、屋根を想定。
ここでの耐荷重とは、屋根自体の積載荷重ではなく、既存の設置物等を考慮した上で太陽電池を設置するまでの差分の耐荷重を指す。

②導入主体等

- (A) 地域防災計画に位置づけられた避難施設や業務継続計画に位置づけられている施設 または
- (B) 温室効果ガス排出削減に向けた目標と計画を提出し、サプライチェーンの脱炭素に取り組む主体

③施工面

- 需要地と近接し、一定以上の自家消費率があること
- 現時点で一カ所当たりの導入容量が一定以上

特に重点を置いて設置を進める考え方

- 設置場所の耐荷重が 6kg/m^2 以下で耐火性の観点や固定において、特別な施工を要しない屋根
(例：金属屋根)

- 今後3年間（2028年度まで目処）に、同一主体が累計で一定以上の設置を計画していること

- 公共インフラ空間への設置
(例：道路、空港、港湾等)

(注) ペロブスカイト太陽電池の変換効率・信頼性、モジュール重量等の要件は別途設定
(製品管理の信頼性や供給の安定性にも留意)

※条件の定量部分は、必要に応じて柔軟に見直していく。

- 環境省は経済産業省と連携して、政府施設へのペロブスカイト太陽電池の導入目標を検討予定。また、需要創出や、再生可能エネルギーを最大限活用する観点から、ペロブスカイト太陽電池の率先導入について政府実行計画への位置付けの検討を進める。
- ペロブスカイト太陽電池の需要創出や導入推進に向け、政府機関は主体的な役割を果たしていく。例えば、防衛省では、官民共同の社会実装に向けた実証等に参画することが検討されている。

公共部門（政府施設）への導入について

環境省は、政府施設へのペロブスカイト太陽電池の導入に向け、経済産業省と連携して以下の取組を進める。

- 政府施設における屋根・壁面のポテンシャル調査を行い、結果を踏まえ導入目標を検討
※自治体施設等においても今後導入が進むよう、まずは先進事例等の共有を行う予定。また、自治体を含む需要家向け導入補助事業を検討。
- ペロブスカイト太陽電池の率先導入について政府実行計画へ位置付け

(参考) 政府実行計画の改定について

- 次世代型太陽電池であるペロブスカイト太陽電池については、分野別投資戦略（2023年12月GX実行会議とりまとめ）において、政府実行計画への位置付けにより公共施設での率先導入が示されている。
- このため、ペロブスカイト太陽電池の活用により、従来型の太陽電池では設置が困難であった耐荷重の小さい屋根等への率先導入を政府実行計画に位置付ける。

（第3回公共部門等の脱炭素化に関する関係府省庁連絡会議（R6.10.31）資料より）

導入イメージ

各省庁においては、今後、政府施設への率先導入に向けて積極的な取組が期待される。

【防衛省での取組例】

- 防衛省では、保有する建物について、集約・再配置による大規模な更新を進めているところ。
- その際、平時の省エネ化に加え、災害時等における駐屯地等の機能維持や災害派遣活動にも資する設備として太陽光発電設備の整備を推進していく。
- この中で、ペロブスカイト太陽電池には、柔軟性・軽量性を活かした新たな設置場所（曲面等）への適用等を期待。
- まずは、ペロブスカイト太陽電池の早期実用化のため、防衛省も官民共同の社会実装に向けた実証等に参画する考え。

- 第7次エネルギー基本計画においては、再生可能エネルギーの主力電源化を徹底し、地域との共生を図りながら最大限の導入を促す方向性が掲げられた。
- 再エネ発電設備の固定資産税を3年間にわたり、一定割合軽減する措置について、地域と共生した国産再エネの普及拡大を図るため、太陽光は、シリコン系を対象外とした上で、国産再エネであるペロブスカイトを拡充。また、風力は、洋上風力を拡充し、陸上風力を地域共生案件へ対象を限定。その上で、全再エネ電源で、適用期限を令和11年3月31日まで延長する（適用期間を現行の2年間から3年間へ長期化）。

改正概要

【適用期間：令和10年度末までの3年間】※改正前の適用期間は2年間

対象設備	区分	課税標準（※1）
太陽光発電設備	1,000kW以上	3/4 (7/12~11/12)
	1,000kW未満	2/3 (1/2~5/6)
風力発電設備	20kW以上	2/3 (1/2~5/6)
	20kW未満	3/4 (7/12~11/12)
中小水力発電設備	5,000kW以上	3/4 (7/12~11/12)
	5,000kW未満	1/2 (1/3~2/3)
地熱発電設備	1,000kW以上	1/2 (1/3~2/3)
	1,000kW未満	2/3 (1/2~5/6)
バイオマス発電設備 2万kW未満	1万kW以上	2/3 (1/2~5/6) ※2
	1万kW未満	1/2 (1/3~2/3)

区分	課税標準（※1）
ペロブスカイト太陽電池 (GI基金の採択事業者の生産品に限る)	1/2 (1/3~2/3)
洋上風力 (再エネ海域利用法)	3/5 (1/2~7/10)
洋上風力 (港湾法) 陸上風力 (温対法・農山漁村再エネ法)	2/3 (1/2~5/6)
5,000kW以上	変更無し
5,000kW未満	
1,000kW以上	
1,000kW未満	
1万kW未満	

※1 軽減率について、各自治体が一定の幅で独自に軽減率を設定できる「わがまち特例」を適用（上表の括弧書の間で設定）

※2 現行制度では、一般木質バイオマスまたは農産物の収穫に伴って生じるバイオマス区分は6/7。改正後は1万kW以上の区分について特例措置の対象から除く。

- 「ペロブスカイト太陽電池」の社会実装が期待されていることを受け、次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けて、2024年5月から計9回にわたり、官民協議会を開催。
- 太陽電池産業に係る過去の教訓も踏まえながら、次世代型太陽電池の導入目標の策定、国内サプライチェーンの構築、海外市場の獲得に向けた戦略などについて議論を行った。
- また、社会実装の進展にあわせて、実務面での密な情報連携が重要となるため、2025年9月に事務的な内容にフォーカスした「次世代型太陽電池の実装加速連絡会」を新たに開催。

主な議論内容

1. 次世代型太陽電池の導入目標の策定
2. 導入拡大に向けた課題と対応の方向性の整理
 - 規制・制度の見直し検討
 - 予算による需要支援の考え方の整理
3. 国内サプライチェーン構築に向けた方向性検討
 - 原材料を含めたサプライチェーン強靭化
4. 海外市場の獲得に向けた戦略の検討
 - 国際標準化・ルール作り
5. 廃棄・リサイクルなど留意すべき点

参画メンバー

【委員メンバー】

- 学識経験者（環境・エネルギー・技術・建築）
- ビジネス専門家、金融機関 等

【協議メンバー】

- ペロブスカイト太陽電池開発メーカー
- エネルギー関係業界団体
- ヨウ素関係団体
- 不動産・建設業関係団体
- 鉄道会社、空港団体
- 再エネに先進的に取り組む自治体
- NEDO・産総研・関連技組
- 関係省庁（国交省／環境省／防衛省／文科省／農水省／総務省／金融庁／法務省）等

- 太陽電池産業を巡る過去の反省も踏まえ、官民が連携し、世界に引けを取らない「規模」と「スピード」で、量産技術の確立・生産体制整備・需要創出を三位一体で進める。
- 官民協議会において、「次世代型太陽電池戦略」として取りまとめ、その内容について、2025年2月に閣議決定した「第7次エネルギー基本計画」に盛り込んだところ。

生産体制整備

- ✓ GXサプライチェーン構築支援補助金も活用し、2030年までの早期にGW級の生産体制構築を目指す。
- ✓ 早期に国内市場の立ち上げ（一部事業者は今年度から事業化開始予定）。
- ✓ 様々な設置形態に関する実証を進め、施工方法を確立。ガイドライン策定も検討着手。

需要創出

- ✓ 2040年には約20GW導入を目指す。
- ✓ 先行的に導入に取り組む重点分野（施工の横展開可能、追加的導入、自家消費率高）へ2025年度から導入補助により投資予見性の確保。
- ✓ 政府機関・地方自治体や環境価値を重視する民間企業が初期需要を牽引。

量産技術の確立

- ✓ GI基金を活用し、2025年20円/kWh、2030年14円/kWhが可能となる技術を確立。2040年に自立化可能な発電コスト10円～14円/kWh以下の水準を目指す。
(※) 研究開発の進展等により大幅なコスト低減をする場合
- ✓ 既存シリコン太陽電池のリプレース需要を視野に入れ、タンデム型の開発を加速。

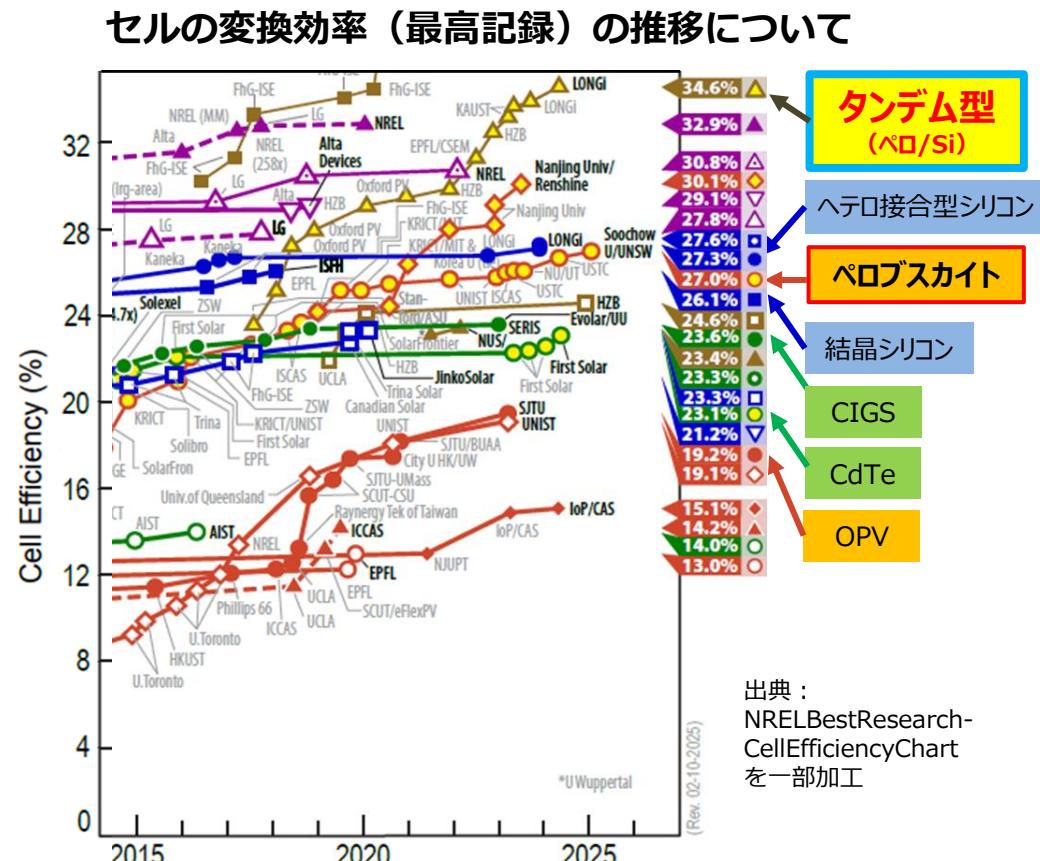
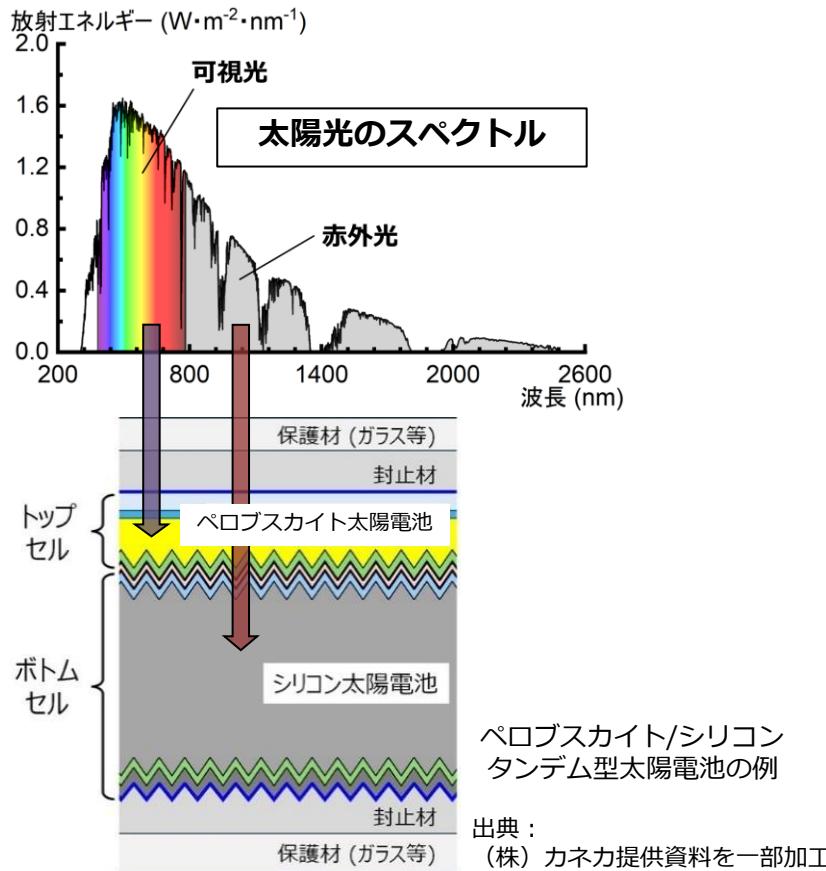
産業競争力の実現

- ✓ サプライチェーンの中で特に重要なものは、国内で強靭な生産体制を確立、世界への展開を念頭に様々な主体を巻き込む。
- ✓ 特許とブラックボックス化した全体の製造プロセスを最適に組み合わせ、サプライチェーン全体で、製造装置を含め技術・人材の両面から戦略的に知的財産を管理。
- ✓ フィルム型は、製造～リサイクルまでのライフサイクル全体での付加価値を競争力につなげる。

海外展開

- ✓ 国際標準策定での連携が見込める高度研究機関を有する国（米・独・伊・豪など）や早期に市場立ち上げが期待できる国から順次展開。
- ✓ 次世代型太陽電池の信頼性評価等に関する国際標準の早期策定。
- ✓ 同志国とともに価格によらない要素（脱炭素、安定供給、資源循環等）を適切に反映していく仕組みを構築。

- タンデム型ペロブスカイト太陽電池とは、吸収波長帯の異なる材料を積層させ、高効率な光電変換を行う太陽電池。従来のシリコン太陽電池と比べると変換効率が1.5~2倍程度になる次世代技術。
- ボトムセルは、結晶シリコンが最も研究開発が進んでいるものの、ペロブスカイト太陽電池やCIGS（カルコパイライト）等の多様な素材で、研究開発が進められている。
- GI基金を活用して、タンデム型においても研究開発を加速。短期的には、日本が国内シェアの7割程度を占める住宅用の市場展開を優先的に進め、中長期的には大規模な地上設置向けへの展開を視野に入れる。



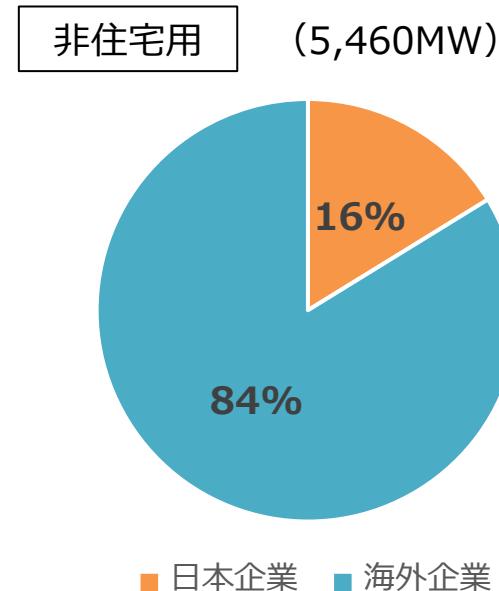
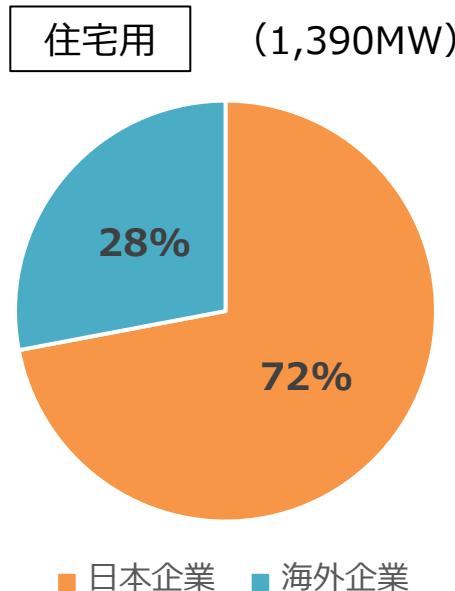
(参考) 住宅用太陽電池における日本企業のシェアについて

第9回次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会（R7年5月） 事務局資料を一部更新

- 非住宅用太陽電池については、市場シェアで国内企業が約20%以下であるが、**住宅用太陽電池については、依然として、国内シェアの約70%以上を日本企業が占めている。**

太陽電池モジュールの国内出荷量に占める日本企業の割合

※2023年1月～12月分

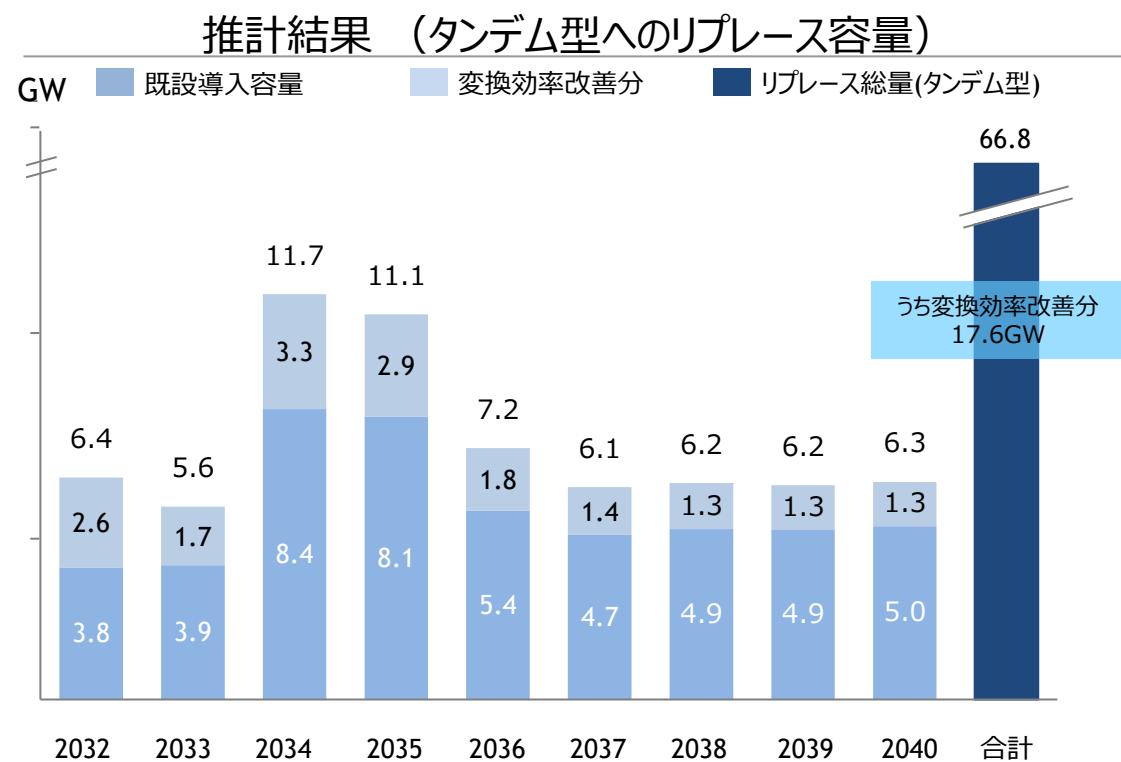
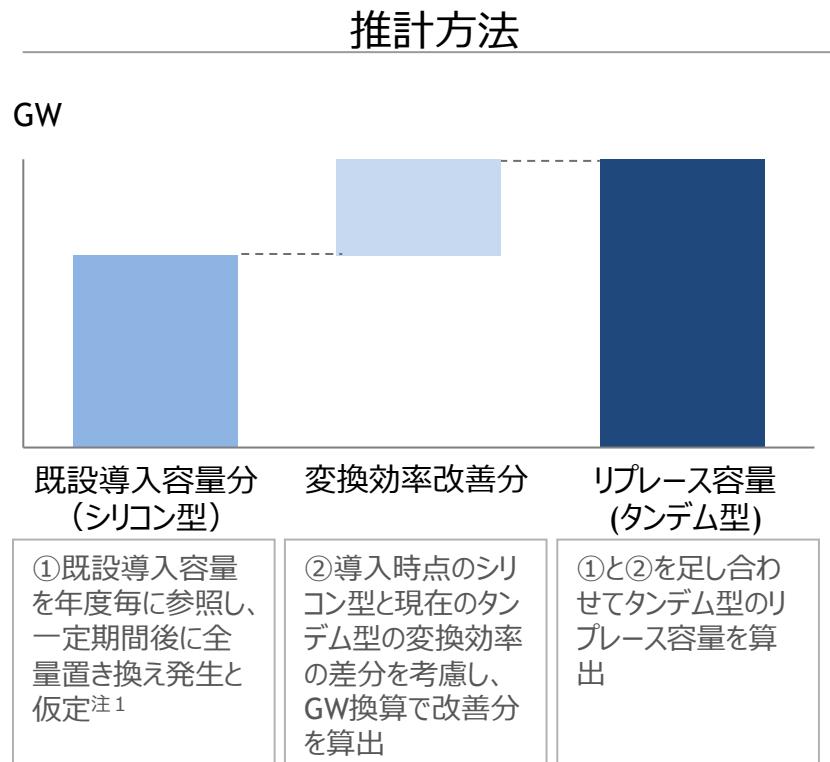


	企業名	出荷量
1	長州産業株式会社	228MW (16%)
2	京セラ株式会社	180MW (13%)
3	株式会社一条工務店 (HRD)	175MW (13%)

	企業名	出荷量
1	Jinko Solar	1,200MW (22 %)
2	LONGi Green Energy Technology	695MW (13%)
3	Canadian Solar	680MW (12%)

※2024年8月時点 出典：(株)資源総合システム調べ、一部推計を含む

- 国内においてタンデム型太陽電池について、技術が確立し、商用化された後には、既設の太陽光発電設備におけるシリコン太陽電池からのリプレースが見込まれる。
- なお、FIT/FIP制度の対象となっている事業用太陽光発電設備について、2032年度以降、順次、FIT/FIP期間の満了が見込まれるが、FIT/FIP期間終了後も、必要に応じて再投資・リプレースを行いながら長期安定的に事業継続されることが重要。



注1：FIT/FIP対象設備がFIT/FIP期間終了時点でタンデム型にリプレースされると機械的に仮定して計算。なお、FIT制度導入前の導入分（0.9GW）は、2032年にリプレースがされると機械的に仮定し、便宜上、2032年の既設導入容量に含めている。なお、シリコンの変換効率は各年度の変換効率は各種データソース・委託調査（BCG）より参照。

注2：タンデム型の変換効率は29%（イギリスOxford PVの商用効率）と仮定。既設導入容量は、住宅用太陽光発電設備を含まない。

出典：経済産業省 2024年再生可能エネルギーの導入状況、各種発表情報、委託調査（BCG）