

太陽光発電の現状と 自立化・主力化に向けた課題

2022年11月1日

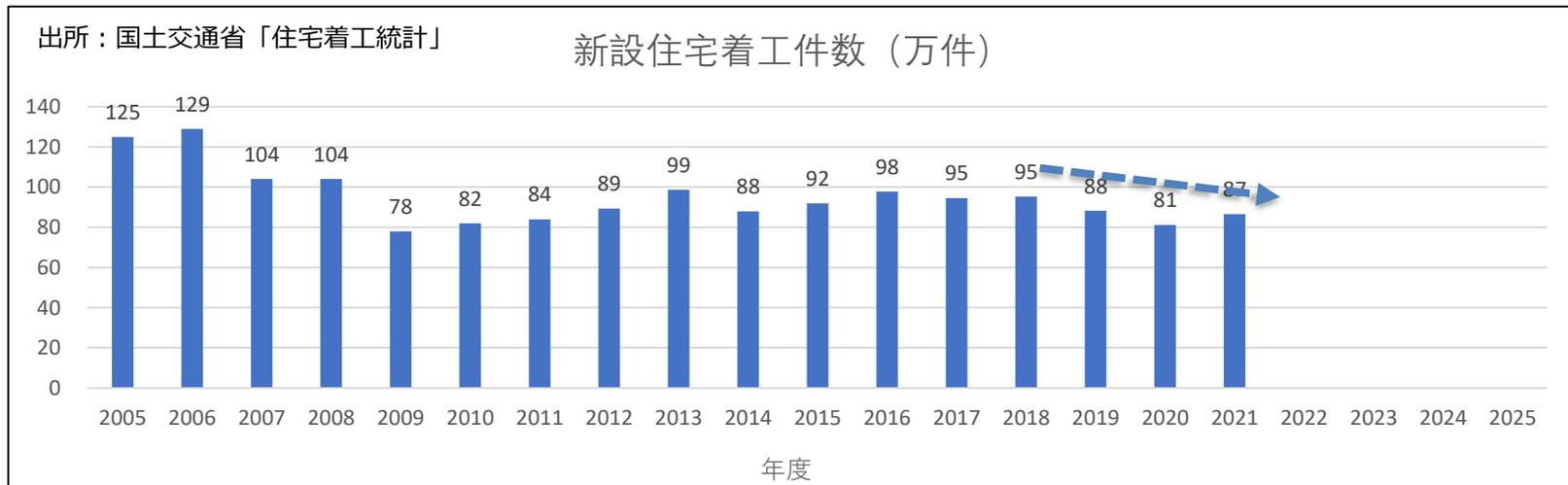
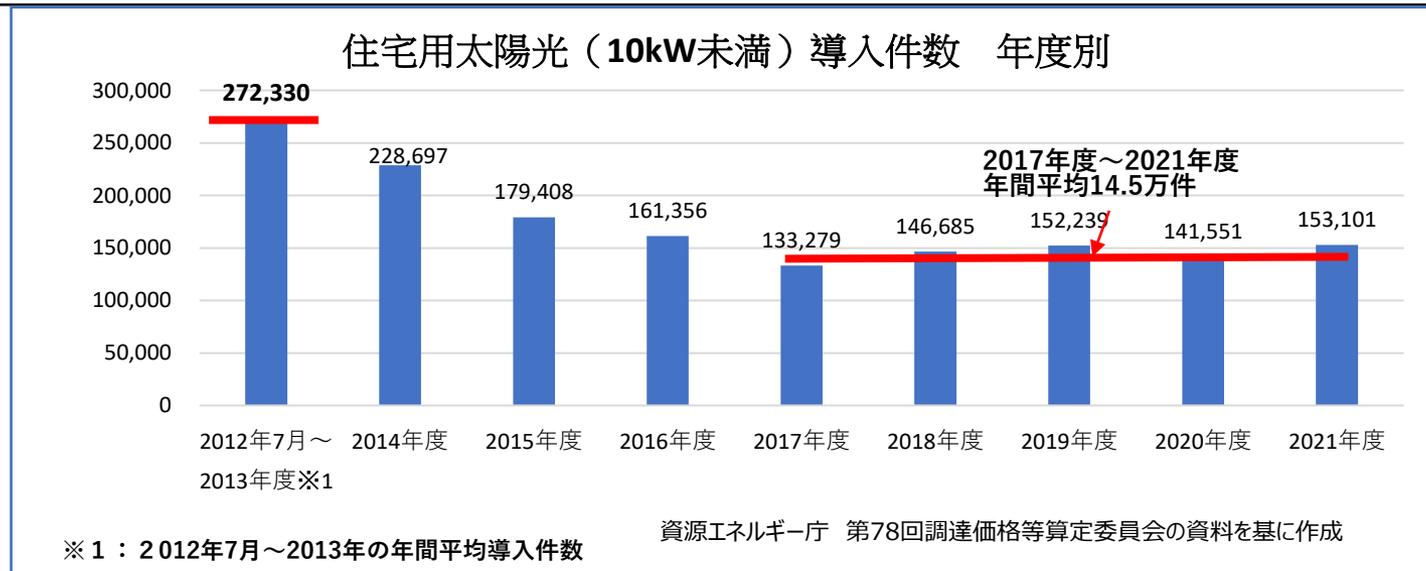
一般社団法人 太陽光発電協会

<太陽光発電>

- **事業用／住宅用太陽光発電の2024年度の調達価格／基準価格・入札上限価格等および価格目標に係る検証**
 - 価格目標（※）の目標年が近づく中での価格目標の達成に係る進捗や太陽光発電の自立化に向けた道筋、地域と共生した再エネの導入拡大に向けて、設置の形態（屋根設置／地上設置）等に基づき、メリハリをつけて更なる導入促進策を 図ることが重要との方向性をふまえつつ、より効率的な事業実施を促すために、2024年度の調達価格／基準価格・入札 上限価格等をどう設定するか。
 - ※ 事業用太陽光：2025年に発電コスト7円/kWh 住宅用太陽光：2025年に卸電力市場価格並みの価格水準
- **事業用太陽光発電の2023年度の入札制**
 - 今年度の入札実績（既築建物への屋根設置案件の入札免除の活用状況を含む）等もふまえつつ、競争性の確保を前提 として、更なる導入拡大と継続的なコスト低減の両立を図るため、2023年度のFIT／FIP入札の対象や募集容量等について、どう設定するか。
- **事業用太陽光発電の2023年度以降のFIT／FIPの対象**
 - 50kW以上の太陽光発電については、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、早期の自立化を促していくとの、これまでの本委員会の意見をふまえつつ、2023年度以降のFIT／FIPの対象をどう設定するか。
 - 長期電源化や市場統合を促していく観点や、FIP制度の対象拡大による混乱を防ぐ観点をふまえつつ、これまでFIP制度の適用が認められていない低圧事業用太陽光発電（10-50kW）へのFIP制度の適用について、どう考えるか。
- **低圧事業用太陽光発電（10-50kW）の地域活用要件**
 - 地域活用要件に係る実績（集合住宅の屋根設置（10-20kW）に対するみなし自家消費の活用状況や営農型太陽光 発電の農地転用許可の取得状況を含む）等をふまえつつ、地域との共生を図りながら最大限の導入を促す観点や地域活 用電源の趣旨をふまえて、どう設定するか。
- **FIP移行案件の事後的な蓄電池併設時の価格変更**
 - 蓄電池の活用を促す観点や国民負担の増大を抑制する観点をふまえつつ、FIP移行案件が事後的に蓄電池を併設する場 合における基準価格の変更ルールについて、どう考えるか。

1. 導入量の推移と新規案件の開発状況

- 10kW未満の住宅用太陽光の導入件数は、**2017年度から2021年度は年平均で14.5万件**で推移しているが、2012年7月～2013年度の**年平均27.2万件**と比較すると半減している。
- 新設住宅の着工件数は減少傾向にあるが、このままでは、住宅用太陽光の導入件数についても、新築住宅の着工件数の減少に伴い、今後さらに減少していく可能性がある。



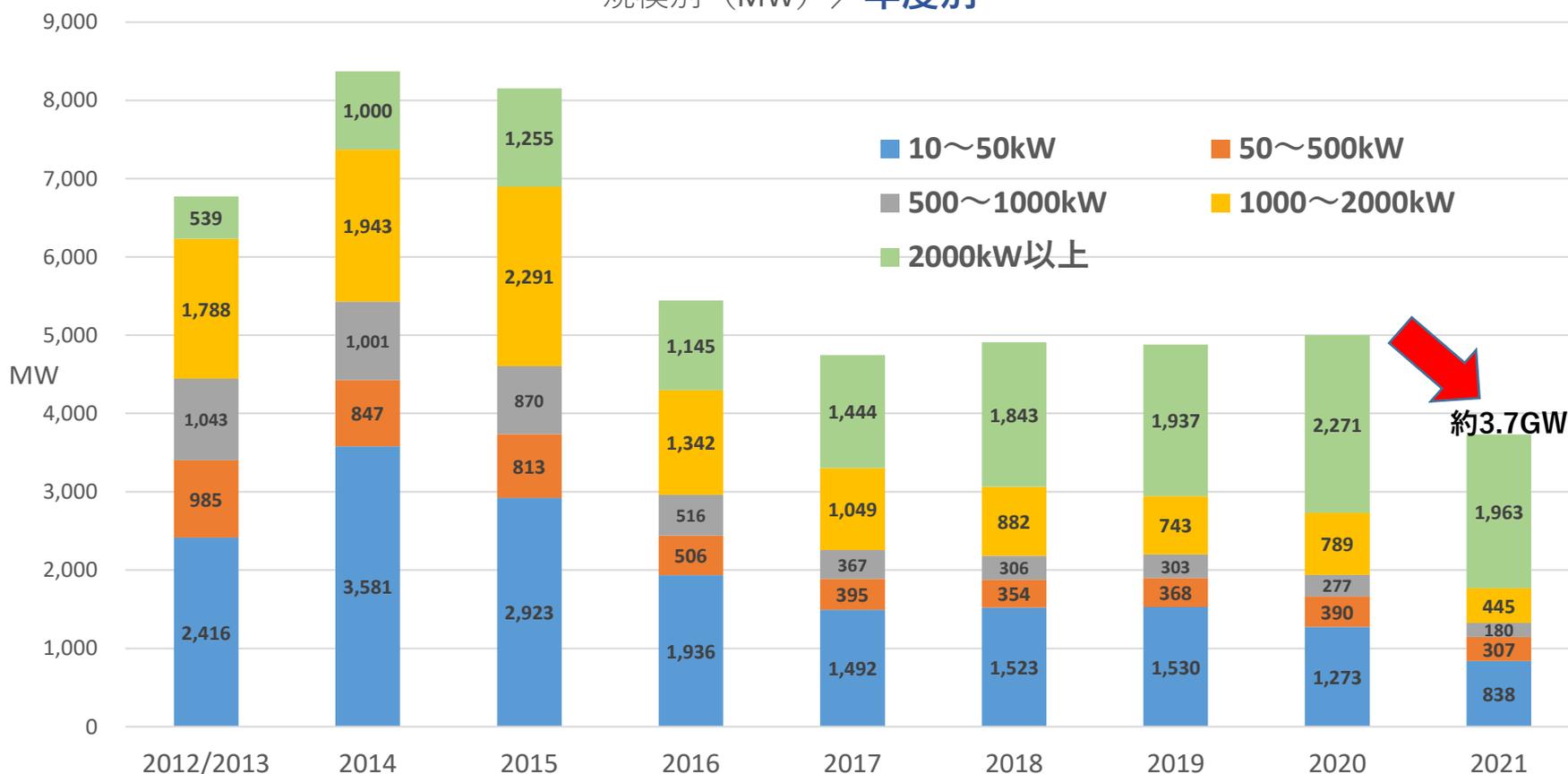
事業用太陽光の新規導入量：2021年度は前年度比25%減

- 事業用太陽光発電は2014年度～2015年度において年度合計で8GWを超える導入量を記録。
- 2016年度～2020年度は5GW程度の新規導入が続いたが2021年度は前年度比で25%減少した。
- 減少の理由は新規FIT認定が減少したためでありこの傾向が続くことが懸念される。

資源エネルギー庁 第78回調達価格等算定委員会の資料を基に作成

事業用太陽光 導入容量 (AC)

規模別 (MW) / 年度別

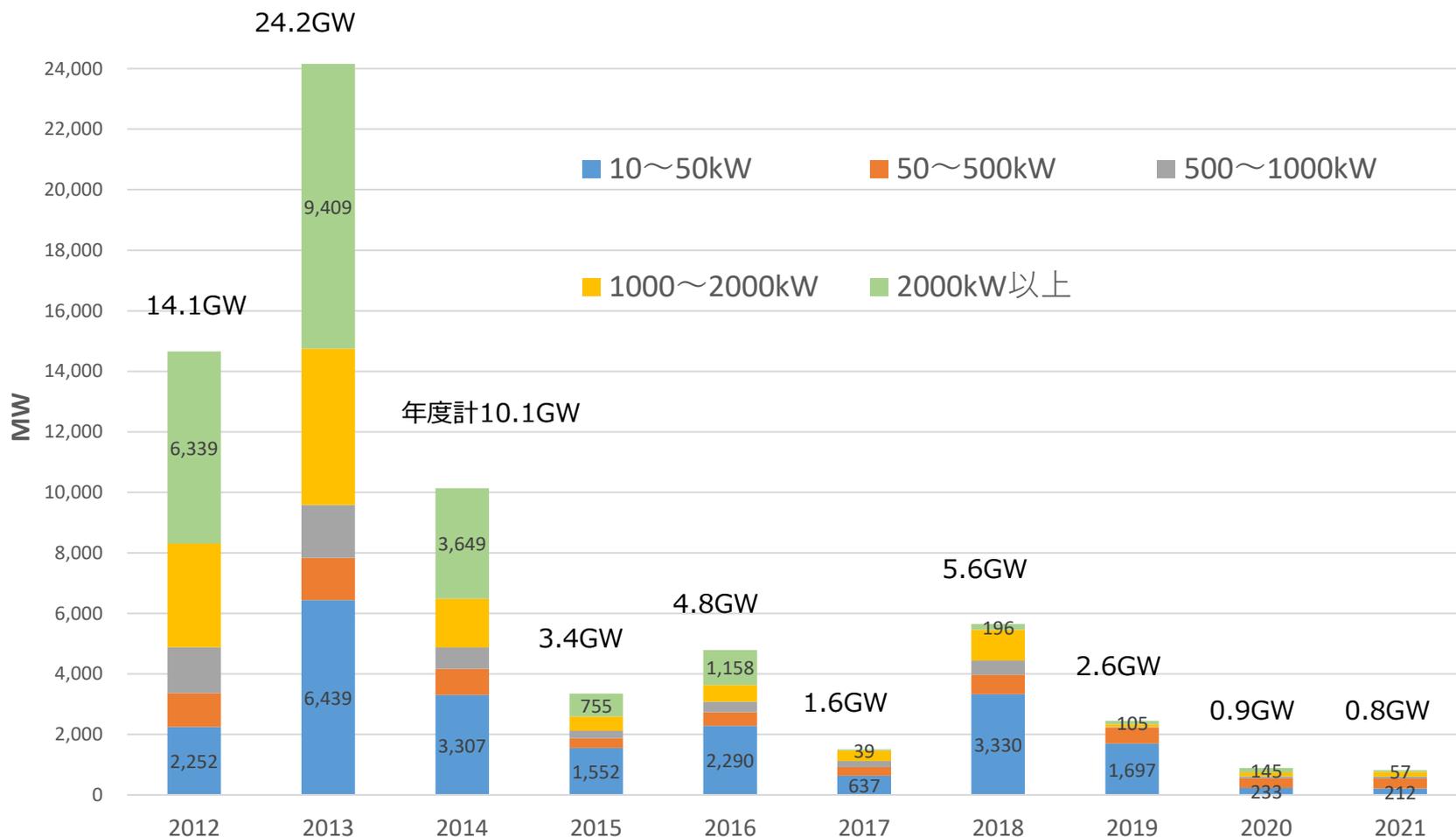


事業用太陽光のFIT認定量：1GWレベルに低減

- 2021年度の事業用太陽光発電の認定容量は約**0.8GW**で、認定取得期限に達していない第10回・第11回の落札容量を勘案すると約**1.3GW**の認定量が見込まれ、**2020年度**の認定容量**0.9GW**を上回るが依然低迷。
- この傾向が続けば、早晚、事業用太陽光の年間導入量が**2GWレベル**を下回ることが懸念される。
- 太陽光発電の主力化には、**足元の減少トレンドを反転させ上昇トレンド**にしなければならない。

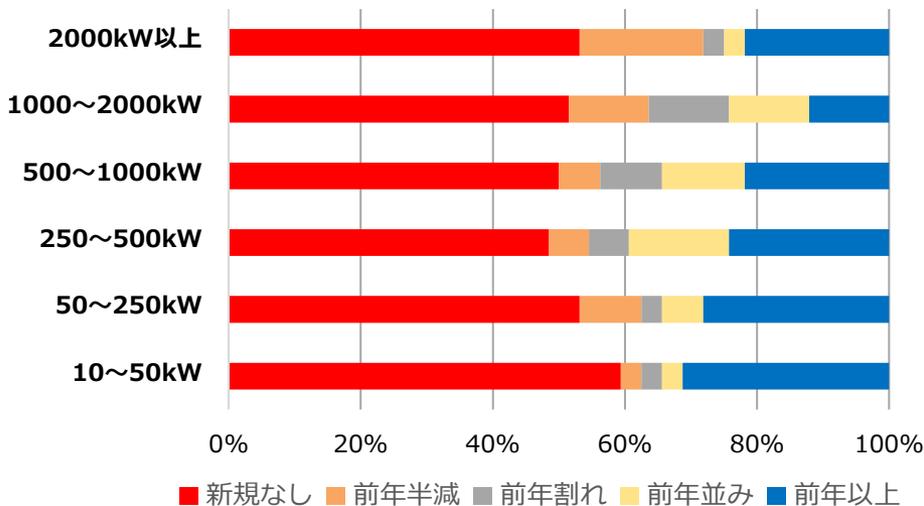
資源エネルギー庁 第78回調達価格等算定委員会の資料を基に作成

事業用太陽光発電 FIT認定量 年度別 (MW)

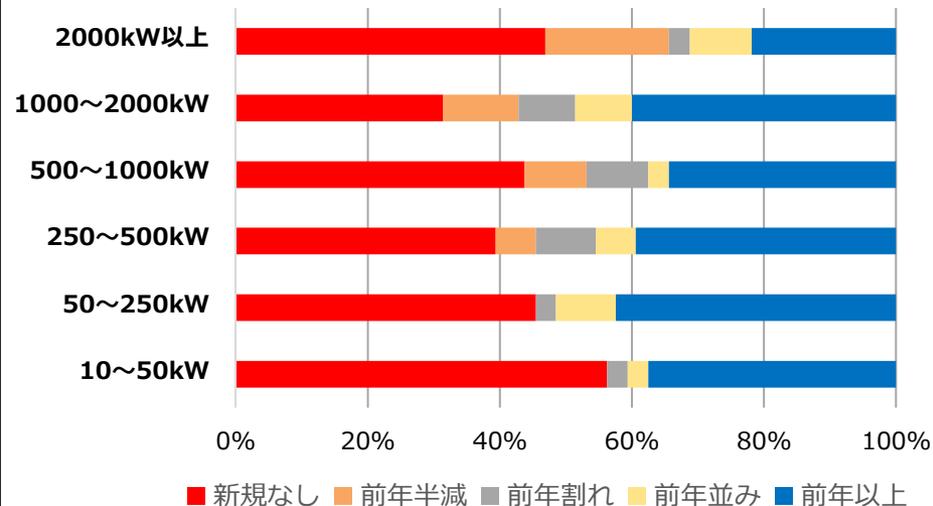


発電事業者による新規案件開発の計画・見込のアンケート調査結果（回答事業者数41社）

2022年度の新規案件開発見込み



2023年度の新規案件開発見込み



「新規なし」「前年比半減」「前年割れ」が大半で、事業者の新規開発意欲は低迷したまま。一方、前年以上の新規開発を見込む事業者も存在している。

事業者の生の声：

- 直近の資材高/為替を考慮した際には、現在の上限価格では入札できない状況のため、継続的な低減ではなく直近の資材状況を考慮した価格設定としてほしい。
- システム価格上昇、土地造成、系統接続費用及び運転維持費横ばいの状況で、毎年電気買取単価下落のFIT、FIPを軸に開発は厳しい状況。よって、非FITの開発メインとなる。
- 系統の空き容量がないこと等から全て自家消費による案件組成をメインに行ってる。
- すでにFITを取得している既認定案件の工事はあるが、今年度新規としては極端に少なくなっている。

●住宅用：10kW未満

2017年度～2021年度は年平均で14.5万件で推移しているが、2012年7月～2013年度の年平均27.2万件と比較すると約**半減**している。

●事業用：10kW以上案件の推移

- ・2021年度の**新規稼働量**は約**3.7GW**、前年度比で**25%減少**した。
- ・**新規認定容量**は下降トレンドにあり、2021年度は約**0.8GW**（第10回・第11回FIT入札の落札容量を勘案すると約**1.3GW**）で**1GWレベルに減少**している。

事業者の**新規案件開発状況（アンケート結果）**：

「**新規なし**」「**前年比半減**」「**前年割れ**」が大半で、事業者の**新規開発意欲は低迷したまま**。一方、**前年以上の**新規開発**を見込む事業者も存在している**。



- **住宅用**：現状は**導入件数が低迷したまま**であり、将来は、**新築住宅の着工件数の減少に伴い**導入件数が減っていく可能性**がある。**
- **事業用**：現行のトレンドが続けば、**導入容量は近い将来年間2GWを下回る可能性**が高く、**産業としての成長が見込めず事業者の撤退が進めば、自立化に向けたコスト低減も困難となる**ことが懸念される。

2. 新規開発案件のコスト低減動向 (2024年度以降の調達価格・基準価格について)

太陽光発電協会（JPEA）は、コスト低減と電力市場への統合を推進し、2030年までにFITから自立した電源となることを目指しており、事業用太陽光に関しては以下のコスト低減目標を掲げている。

① **トップランナー：**

2025年頃までに7円/kWh（調達価格としては8.5円程度）を目指す。

② **業界平均：**

2030までに業界平均として7円/kWh（調達価格としては8.5円程度）を目指す。

<参考：コスト低減に向けた事業者による取組の例>

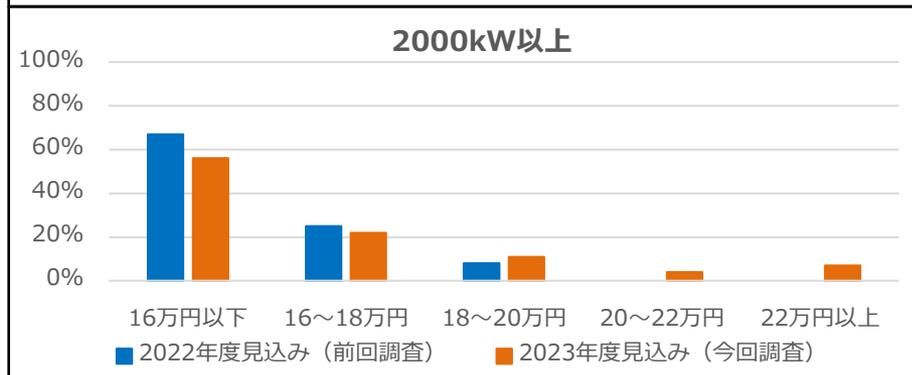
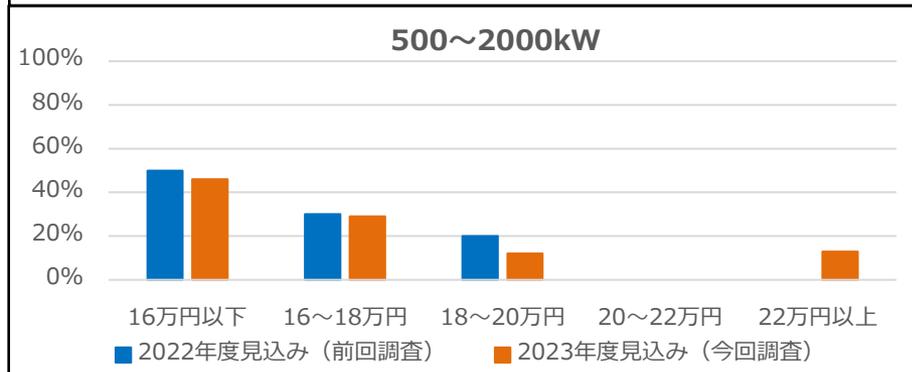
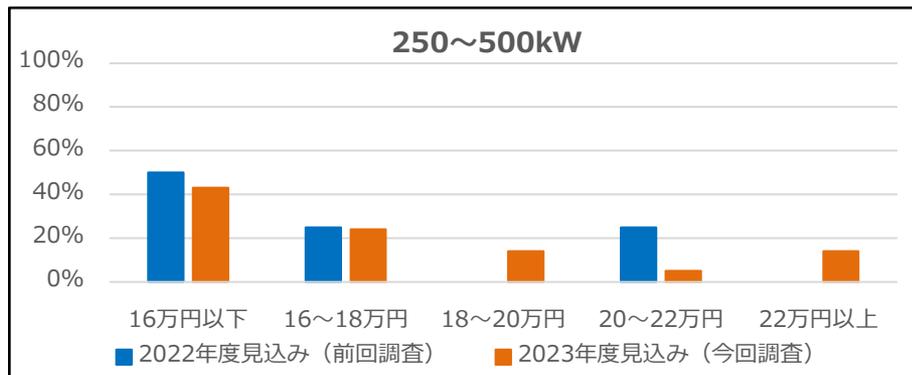
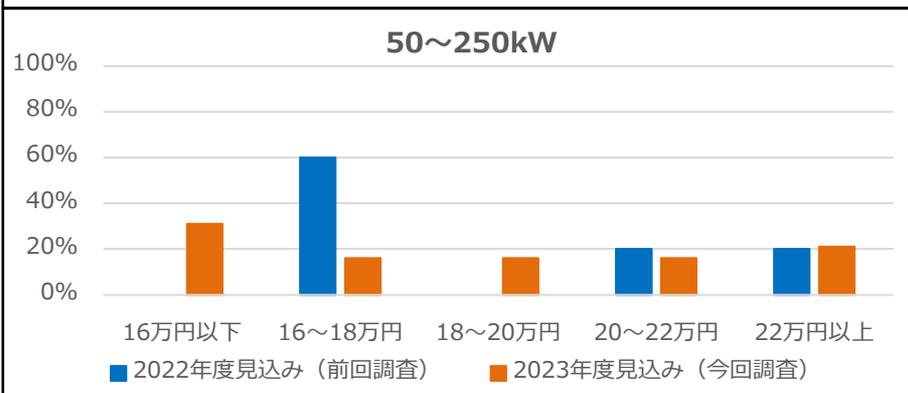
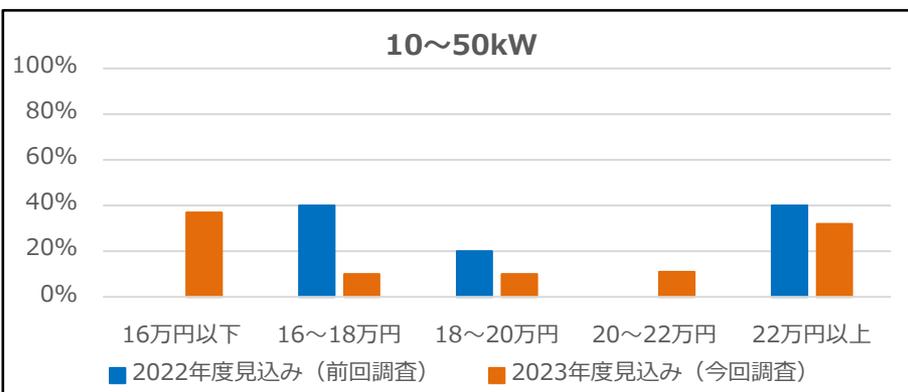
- 太陽電池モジュールの変換効率の向上
- 長期安定稼働（稼働年数を20年から30年に等）
- 造成費・工事費の削減（耕作放棄地・荒廃農地等の平坦な土地の活用、ベストプラクティスを参考とした工期の短縮、効率化等）

<参考：コスト低減・価値創出に向けて求められる環境整備>

- 系統制約の克服（ノンファーム型接続のローカル系統への早期展開、プッシュ型系統増強）
- 土地制約の解消（ポジティブゾーニングの推進、耕作放棄地・荒廃農地の活用等）
- アグリゲーターの育成と、FITからFIP制度への移行の推進（電力市場への統合）
- 需給調整市場・容量市場等での再エネの活用
- 再エネの環境価値が適切に評価され、再エネの持続的な投資・開発が促進される仕組みの構築

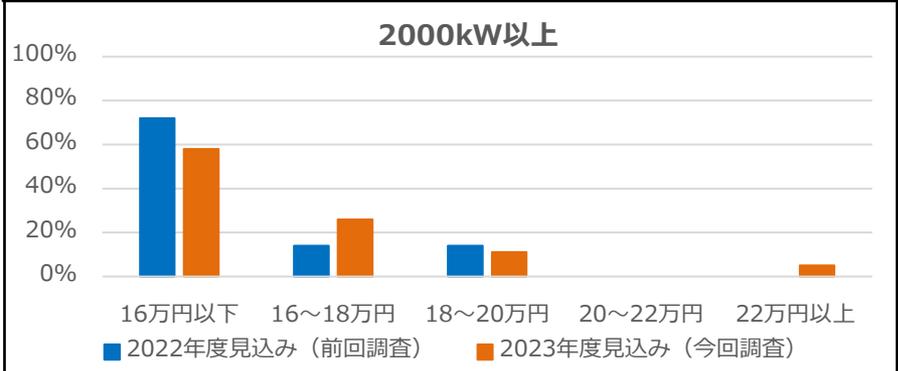
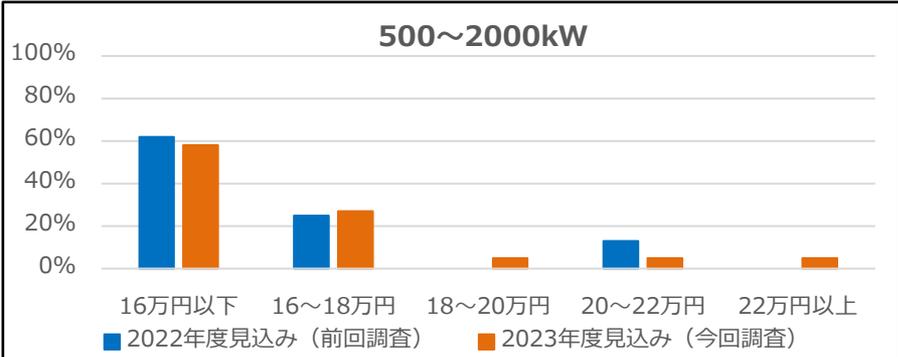
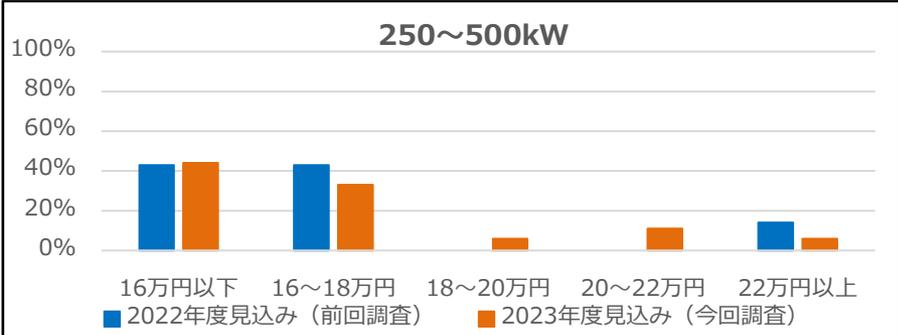
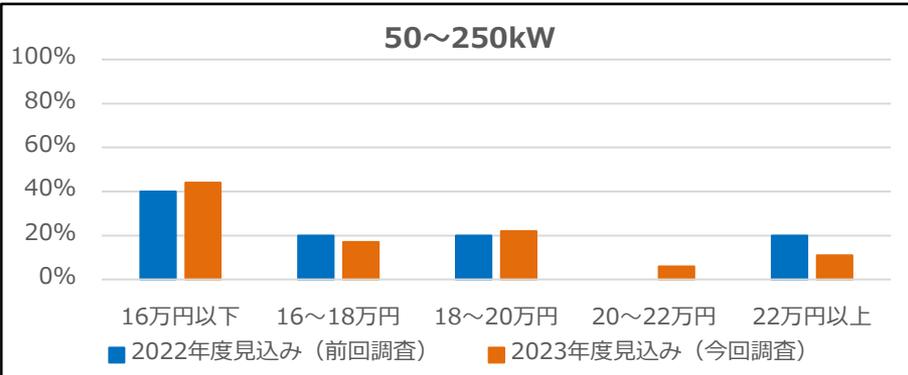
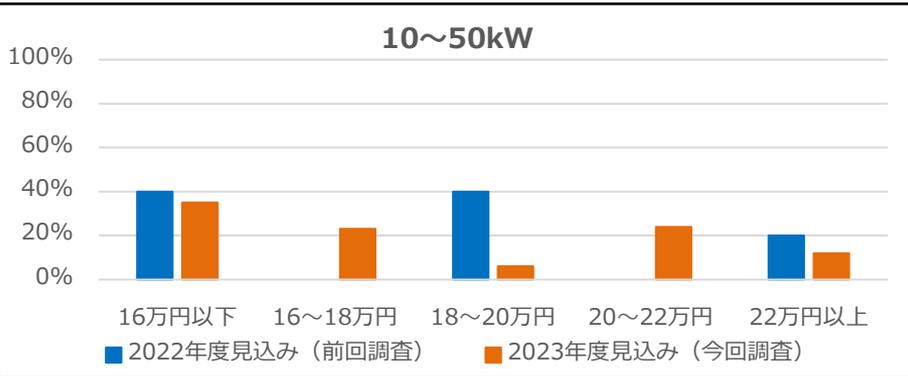
アンケート調査（回答34社）の結果、地上設置案件の2023年度のシステム費用（kW当たり）見通しは、前年度調査との比較から、**250kW以上の案件について上昇傾向**が見られ、**22万円**を超えるケースが存在する。トップランナーとされる**14万円/kW**^{※1}のレベルに業界平均で届くのは何年も先になる見通し。

※1：「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」において、2020年設置案件（50kW以上）の**上位15%のシステム費用**は14.21万円/kWとされた。



アンケート調査（回答22社）の結果、屋根上設置案件の2023年度のシステム費用（kWあたり）見通しは、前年度調査との比較から、**250kW以上の案件について上昇傾向**が見られ、**22万円**を超えるケースが存在する。トップランナーとされる**14万円/kW**^{※1}のレベルに業界平均で届くのは何年も先になる見通し。

※1：「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」において、2020年設置案件（50kW以上）の**上位15%のシステム費用**は14.21万円/kWとされた。

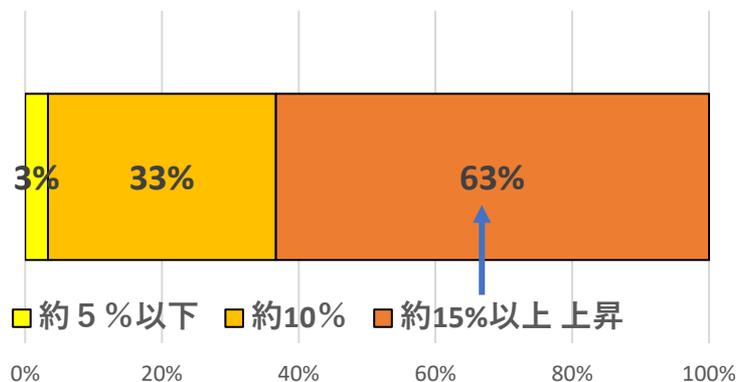


アンケート調査の結果、2021年度実績と比較してのコスト上昇率は以下の通りであった。

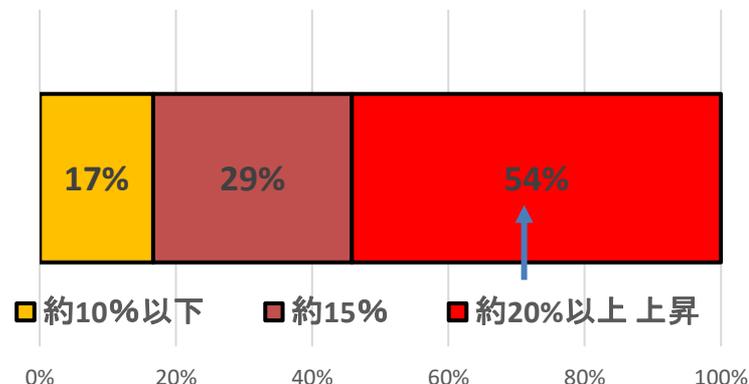
- ・ **2022年度の実勢**として、**約15%以上の上昇**との回答が**63%**であった。
- ・ **2023年度の見通し**としては、**約20%以上の上昇**との回答が**54%**あった。

上昇の主な理由としては、太陽電池パネル、システム機器（PSC等）、工事費の順での上昇が挙げられた。

2022年度のコスト上昇率実勢
2021年度と比較して（回答30社）

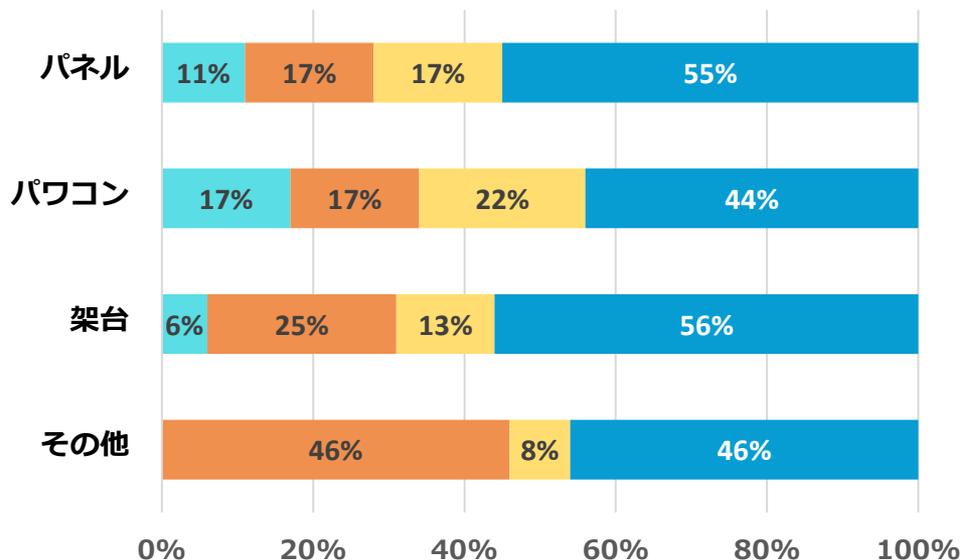


2023年度のコスト上昇率見通し
2021年度と比較して（回答24社）

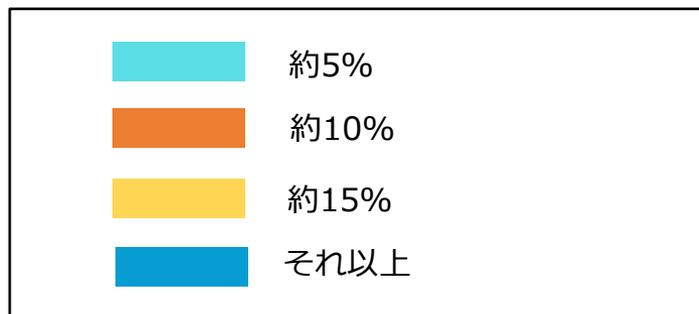
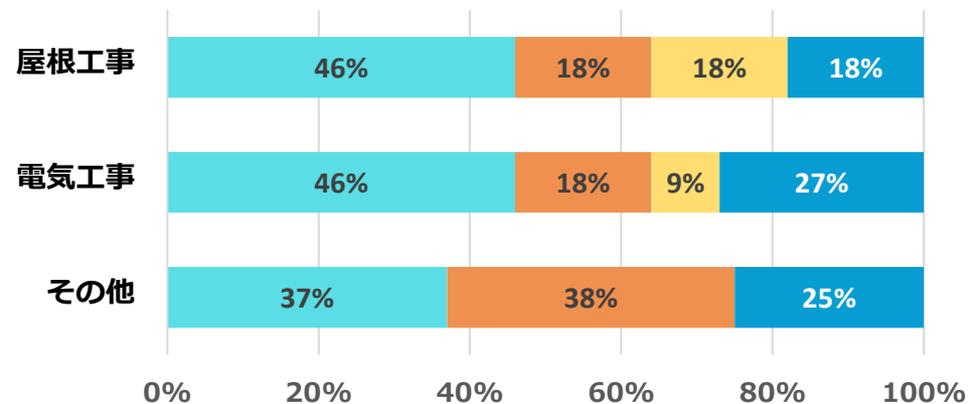


アンケート調査（回答18社）の結果、住宅用のシステムコストに関しては2021年度に比べて大きく上昇している。特に太陽電池パネル、パワーコンディショナー、架台等の資機材の上昇率が高く、**6割以上は15%以上の上昇率**との回答であった。

パネル・パワコン・架台の上昇率



屋根工事・電気工事の上昇率



- 事業者アンケート結果からは、**住宅用及び事業用のシステムコストは上昇トレンドにあり、2022度の実勢**として、2021年度に比較し**15%以上の上昇**との回答が6割を超えている。
- 事業用に関する業界平均のコスト見通しとしては、トップランナーとされる14万円/kW^{※1}のレベルに到達するのは何年も先になる見込み。
※1：「令和3年度以降の調達価格等に関する意見」において、2020年設置案件（50kW以上）の上位15%のシステム費用は14.21万円/kWとされた。
- 事業者の生の声としても「円安・資機材の高騰、半導体不足の影響等により2023年度の価格レベルでは事業採算が合わない」、「事業リスクに見合わない」といった意見が多数。
- FIT認定容量が大きく減少してきたのは、調達価格の下落スピードが事業者のコスト削減ペースを上回っていることにあると推察される。
- 昨今の燃料価格の高騰や円安が今後も続くことが懸念される状況下、**10円/kWh程度の調達価格での国民負担と太陽光発電の導入拡大による便益**を考慮しての検討が望まれる。
- 今後、さらなるコスト低減を進め、**2030年に業界平均として7円/kWhを達成し、太陽光発電の自立化を実現**するには、**事業者の開発意欲と一定程度の市場規模**が必要と考える。



事業者による投資意欲を喚起し、持続的なコスト低減を進めることで、2030年迄にFITからの自立と市場統合を実現するためにも

- **2025年度の目標に向けて、例えば機械的に調達価格を下げるのではなく、円安やインフレの影響で高騰する卸電力市場価格との比較の他、エネルギー自給率の向上やCO₂の削減といった便益と実質的な国民負担を考慮した価格設定をお願いしたい。**

なお、非FITの自家消費モデルやオフサイトPPA等は今後拡大していく見込みではあるが、GW規模の普及には至っておらず、数GW規模の市場を維持し拡大するには、当面の間、FIT/FIP制度の支援による開発が重要であると考えます。

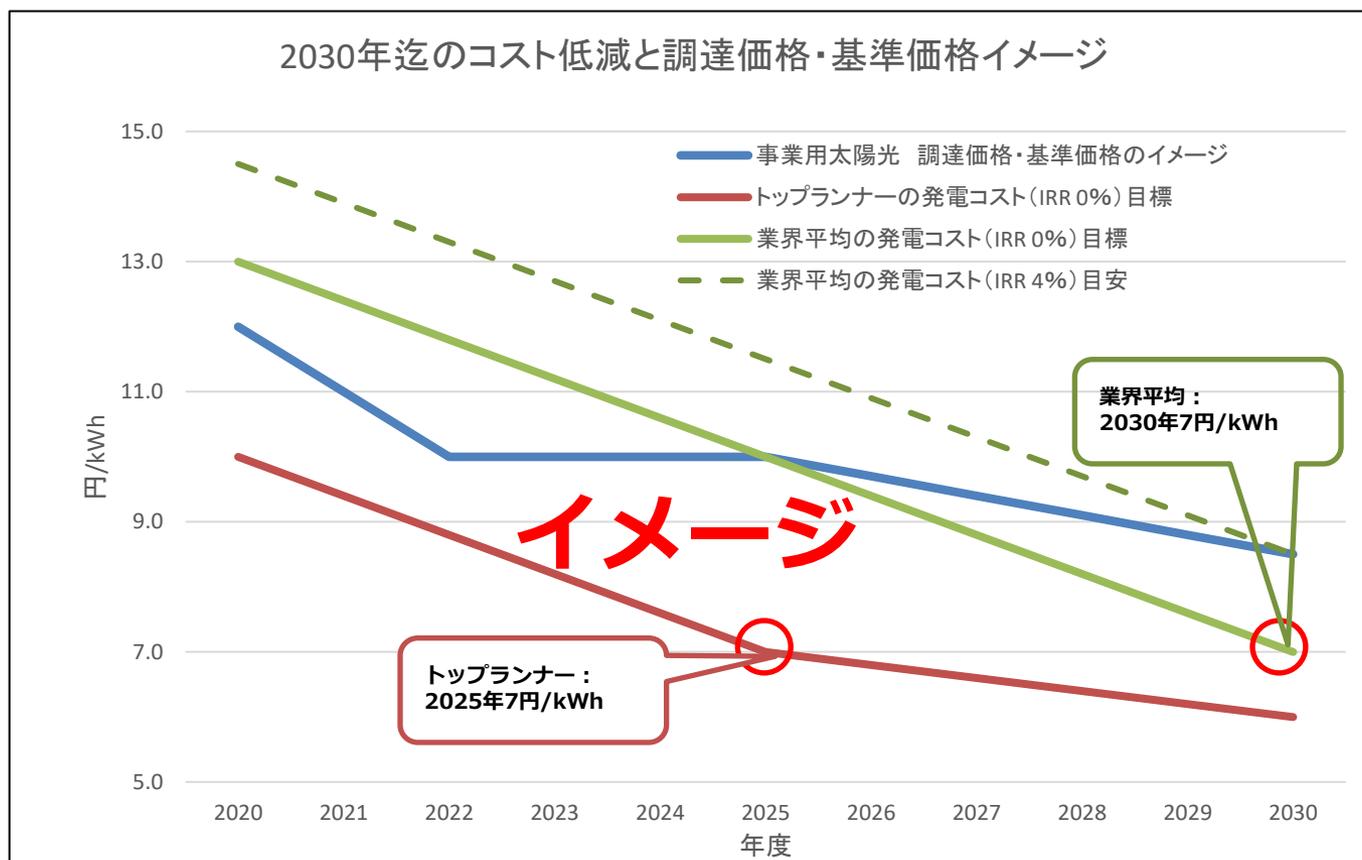
太陽光発電協会（JPEA）は、**2030年までにFITから自立した電源となること**を目指しており、**事業用太陽光**に関しては以下の**コスト低減目標**を掲げている。

① **トップランナー：**

2025年頃までに7円/kWh（調達価格相当としては8.5円程度）を目指す。

② **業界平均：**

2030までに業界平均として7円/kWh（調達価格相当としては8.5円程度）を目指す。

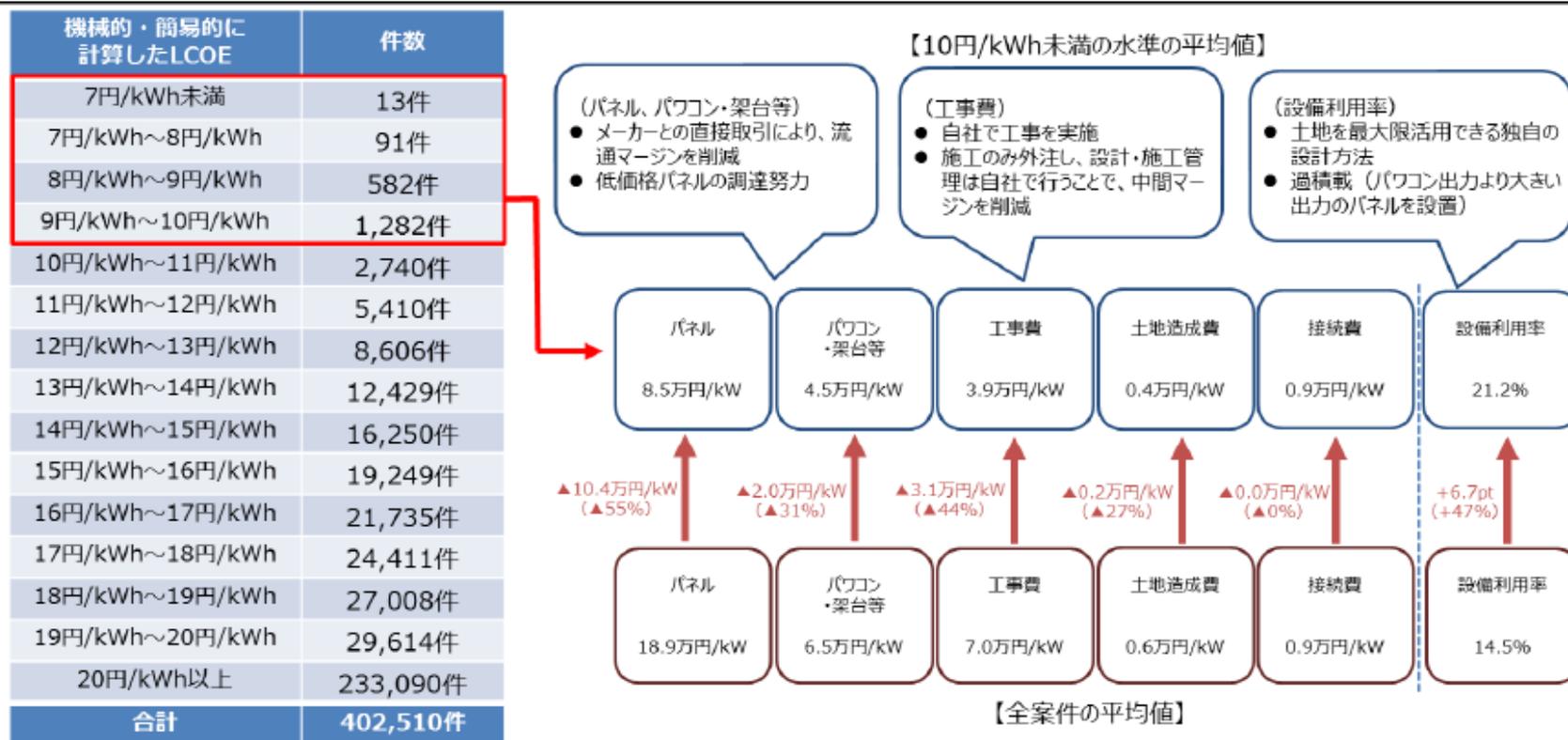


（参考）事業用太陽光発電の国内トップランナー

42

調達価格等算定委員会（第63回）（2020年11月27日）事務局資料より抜粋

- 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おり、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。

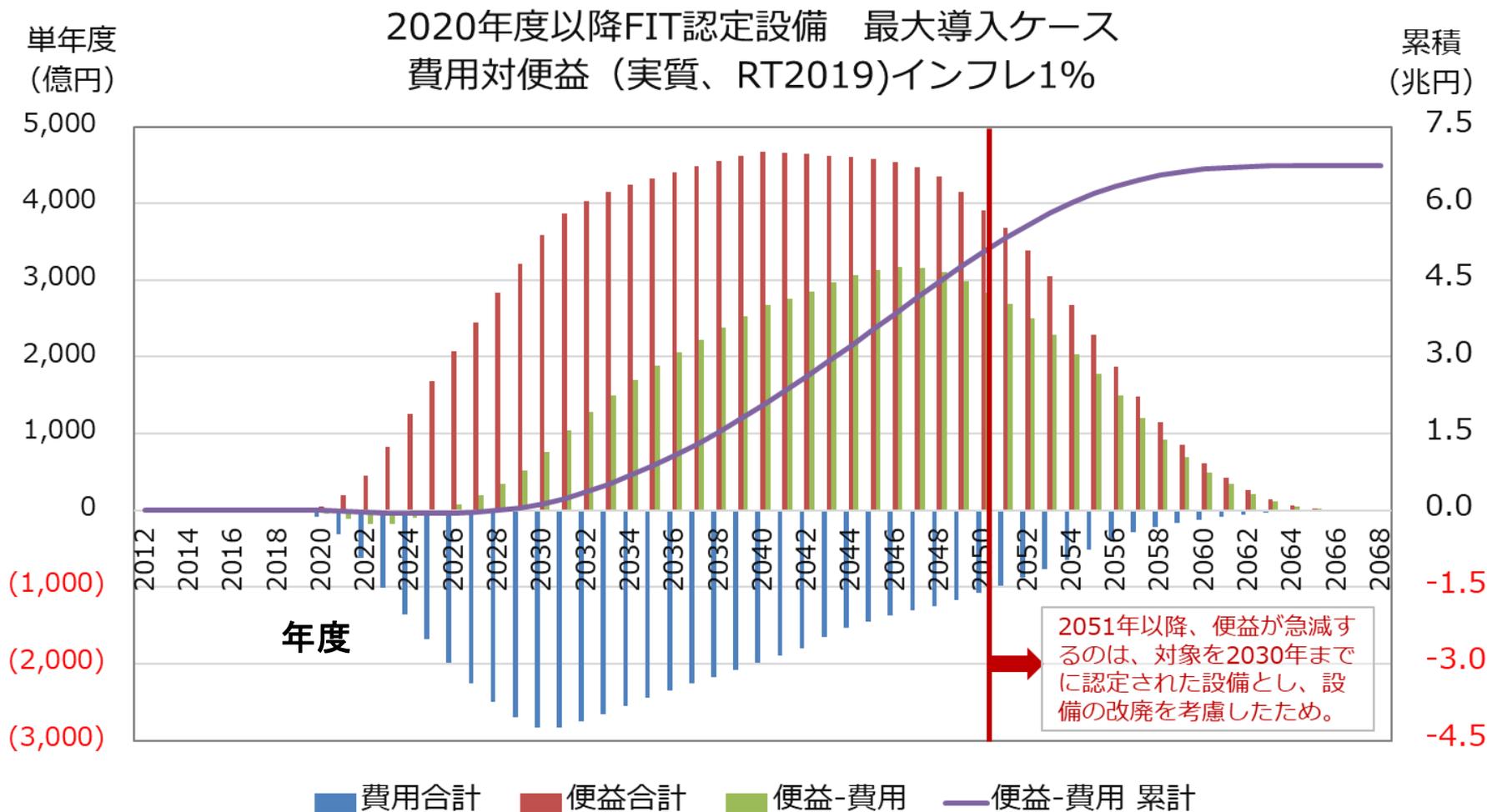


（資本費+運転維持費）/発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。
割引率は3%と仮定し、最新の調達価格の想定値を使用したIRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに、機械的・簡易的に計算した。

JPEA 「PV OUTLOOK 2050」（2020年5月公開）より抜粋

③試算結果：2020～30年認定のFIT/FIP設備の費用・便益

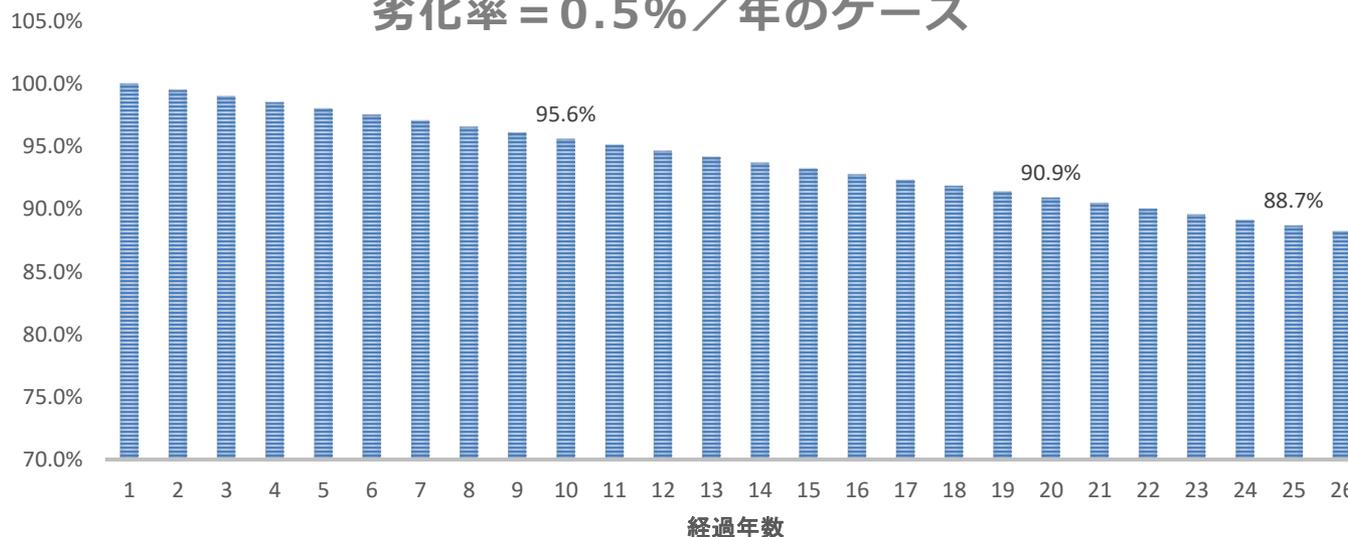
- 2020年度以降導入のFIT認定設備に限定した場合は、買取価格の低下などに伴い早期に黒字化する
- 単年度では2025年に便益が費用を上回り、累積では2028年に黒字転換、2036年には1兆円を超える



- 調達価格等の算定にあたっては、太陽電池パネルの経年劣化に関してはこれまで考慮されてこなかった。
- 一方、事業者が太陽光発電設備の新規開発を検討する際は、太陽電池パネルの経年劣化を、例えば年率0.5%等の想定値を用いて事業採算性及び投資判断を実施していると認識している。
- また、想定する運転年数については、前回（令和4年度以降の調達価格等の算定において）より50kW以上の事業用太陽光については、従来の20年間から **25年間**に変更されている。想定稼働年数が長くなれば、パネルの経年劣化による影響も大きくなる。
- 以上より、今後は、太陽電池パネルの経年劣化についても考慮した上での調達価格等の算定をお願いしたい。

太陽電池パネルの経年劣化に伴う発電量低下の例

劣化率 = 0.5% / 年のケース



- **事業用太陽光発電（10-50kW）** の 2023年度の調達価格の設定にあたって、**自家消費分の便益**の想定値については大手電力の直近 9 年間の産業用電気料金単価の平均値（18.03 円 /kWh）が用いられた。
- **住宅用太陽光発電（10kW未満）** の2023 年度の調達価格の設定にあたって、**自家消費分の便益** の想定値については、2021 年度・2022 年度と同様の考え方に基づき、大手電力の直近 9 年間の家庭用電気料金単価の平均値に、現行の消費税率（10%）を加味した 26.34 円 /kWh とされた。
- しかしながら、事業用・住宅用の双方について、太陽光発電による自家消費によって電気料金の固定部分である「**基本料金**」の削減効果は期待できない。従って、自家消費分の便益を想定値するにあたっては、基本料金を含めない「電力量料金の平均値」を用いるべきではないか。

大手電力※の高圧電力A(契約電力500kW未満)の料金単価の例

		単位	料金(税込)
基本料金		1kW	1,292円50銭
電力量料金	夏季	1kWh	17円37銭
	その他季	1kWh	16円24銭

※東京電力エナジーパートナーのHPより

3. 太陽光発電の自立化・主力化に向けて (要望事項)

- 3-1. 事業用太陽光発電の2023年度の入札制に関する要望
- 3-2. 事業用太陽光発電の2023年度以降のFIT／FIPの対象に関する要望
- 3-3. 低圧事業用太陽光発電（10-50kW）の地域活用要件に関する要望
- 3-4. FIP移行案件の事後的な蓄電池併設時の価格変更に関する要望

① 上限価格の事前公開について

上限価格の事前公開は、2023年度以降も継続願いたい。

② 上限価格の設定について

例えば、2025年度の目標に向けて機械的に下げるのではなく、事業者の投資意欲をある程度喚起するレベルを維持願いたい。

③ 入札実回数について

2022年度と同様に年4回の実施を継続願いたい。

④ 入札対象について

FIT入札に関しては、2022年度と同様に**250kW以上を対象**として頂きたい。250kW未満を対象とされると入札に関わる事業者の負担が大きく、コスト低減が困難となる懸念があるため。また、入札制度運用に関わる行政コストの負担も大きくなる懸念があるため。

⑤ 屋根上設置太陽光発電の入札免除について

屋根上設置の太陽光発電に関しては従来通り入札対象から除外して頂きたい。地域との共生の観点でも屋根上設置太陽光発電の普及は望ましいと考える。

① FIPの対象規模（FIT選択不可）について

2024年度のFIPの対象（FIT選択不可）としては、2023年度と同様に**500kW以上**として頂きたい。

理由：FIPに対応できる事業者やアグリゲータの育成が未だ十分とは言えないためである。一方で、意欲のある事業者に関しては、下記の通り選択できるようにして頂きたい。

② FITかFIPを選択できる対象の拡大について

10kW以上（500kW未満）の事業用太陽光発電に関しては、FITからFIPへの移行を含め、**FITかFIPを選択可能**として頂きたい。なお、10kW以上～50kW未満の小規模太陽光がFIPを選択する場合、小売事業者やアグリゲータ等と相対契約を結ぶ計画を提示する等の条件を付けることは合理的と考える。

理由：意欲のある事業者のチャレンジを促し、FIPに対応できる事業者やアグリゲータの育成を後押しすることで電力市場への統合を推進するために。

10～50kWの低圧事業用太陽光発電に関して、以下の要件を満たす場合においては、自家消費率30%以上、或いは営農型等の要件を満たしていなくとも、地域活用要件を満たしている案件とみなして頂きたい。

① **FIPを選択した、或いはFITからFIPに移行した低圧事業用太陽光発電**

理由：小規模な低圧事業用太陽光発電の事業者がFIP制度のもとで事業を行うには、小売事業者やアグリゲータ等との協業が不可欠であり、場合によっては需要家が関与したり地域新電力に相對契約で直接売電するケースも想定される。このような小売事業者や需要家が関与する事業形態の場合、事業規律や地域との共生の観点においてより望ましいと考えられる。また、FIPを選択することを後押しし、電力市場への統合を促進することにも繋がると期待される。

② **温対法における促進区域での促進事業に認定される案件**

温対法に基づき自治体が設定する**促進区域において促進事業として認定される案件**に関しては、地域活用要件を満たしているものと考えられるのではないかと。

③ **自治体・地方公共団体が所有する土地や建物に設置される低圧事業用太陽光発電**

今後、自治体・地方公共団体が所有する土地や建物に設置される太陽光発電が増えてくると期待されているが、設置場所の制約等により、10～50kWの小規模な低圧設備となるケースも多いと想定されるため。

以下※¹のような「PCS出力(kW)と過積載部分の太陽電池出力(kW)との比率での加重平均値に価格変更する案」では、事業者にとってはディスインセンティブとなる懸念があり、再考が必要と考える。

「FIP移行認定発電設備に事後的にPCSよりも太陽電池側に蓄電池を設置した際、太陽電池の出力がPCSの出力を上回っている場合には、発電設備の出力（PCS出力と過積載部分の太陽電池出力）と基準価格（蓄電池設置前価格と十分に低い価格）の加重平均値に価格変更する方向で検討する。」

（※¹：第44回 再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料1の29頁より）

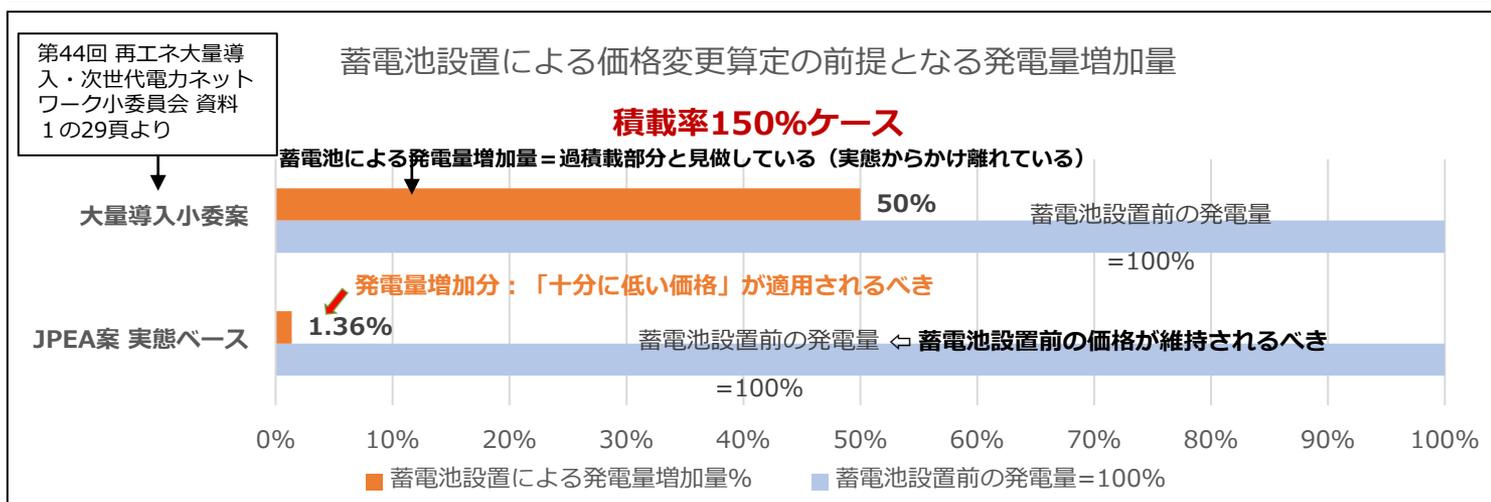
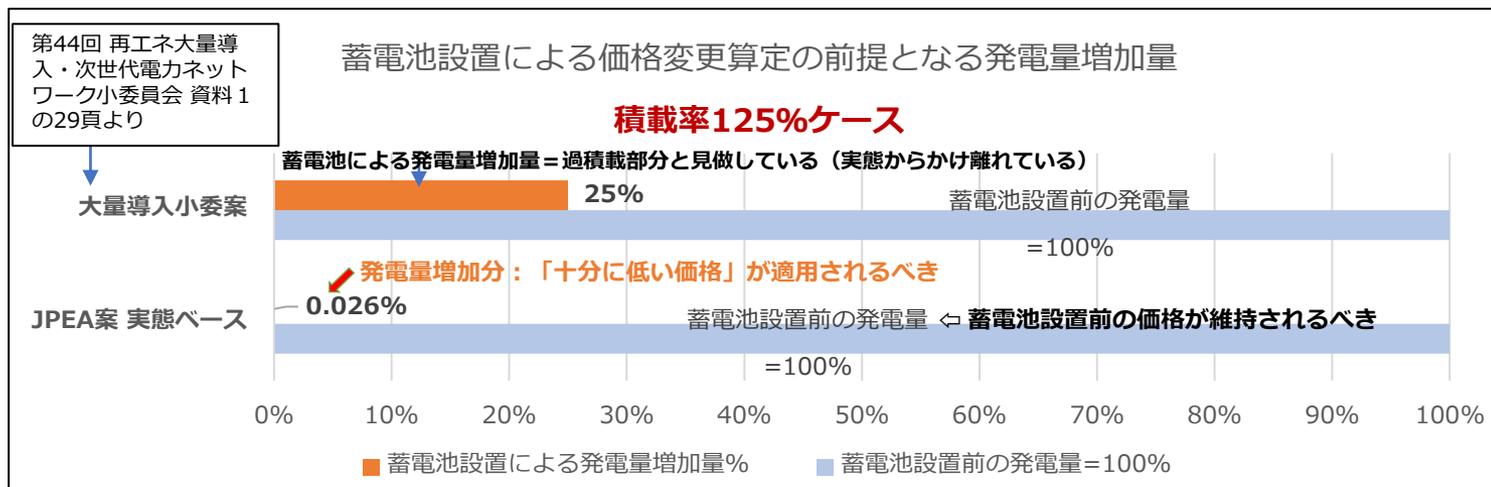
参考：積載率※²125%及び150%のケースについて 積載率※²：「PCSの合計交流出力」に対する「太陽電池パネルの合計直流出力」の比率

- **大量導入小委案**：第44回 再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料1の29頁で示された計算例では、蓄電池を設置することで増やすことの出来る年間の発電量が、積載率が**125%及び150%**の場合、過積載部分に相当する**25%及び50%**と見做され、実態の**0.026%及び1.36%**程度からは大きく乖離している。この過積載部分のkWで加重平均する方法では、蓄電池設置前の基準価格を**21円/kWh**、十分に低い価格を**10円/kWh**とした場合、変更後の価格はそれぞれ**18.8円/kWh**及び**17.3円/kWh**となり、実際には発電量が殆ど増えていないにもかかわらず、価格が1割程度～2割程度下がることになる。これでは事業者にとってはディスインセンティブとなる懸念がある。
- **JPEA案**：第44回 再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料1の30頁に示された「過積載率とピークカット電力量割合」に基づけば、**積載率125%及び150%**の太陽光発電所においてピークカットされる電力量は年間それぞれ**0.03%、1.6%**とごく僅かである。これらの発電所に蓄電池を設置することで増やすことの出来る年間発電量は、ピークカットされていた**発電量0.03%及び1.6%**から充放電ロス（15%と想定）を除いた、**0.026%及び1.36%**程度に過ぎない。価格を変更するにしても、**蓄電池設置により増えた発電量の分について十分に低い価格（10円/kWh程度か）を適用し、蓄電池設置前の発電量に関しては設置前の価格を維持することが合理的ではないか。**この考え方で算定すると、蓄電池設置によって増えるFIPのプレミアム（国民負担）の対象となる発電量は**積載率150%のケース**でも蓄電池設置前の発電量の**2%未満**であり、しかも十分に低い価格（10円/kWh程度か）に対するプレミアムとなる。
- なお、事業者は、市場価格が安いときに充電し高いときに放電することで収益を増やすことは可能だが、現状の蓄電池コストでは投資に見合った収益が得られる見通しがたたず、蓄電池併設が進んでいない。

積載率	100%	125%	150%	175%	200%
ピークカット電力量割合※ 1	0.00%	0.03%	1.60%	6.10%	11.30%
蓄電池設置によって増加する発電量※ 2	0.00%	0.026%	1.360%	5.185%	9.605%

※ 1：第44回 再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料1の30頁より

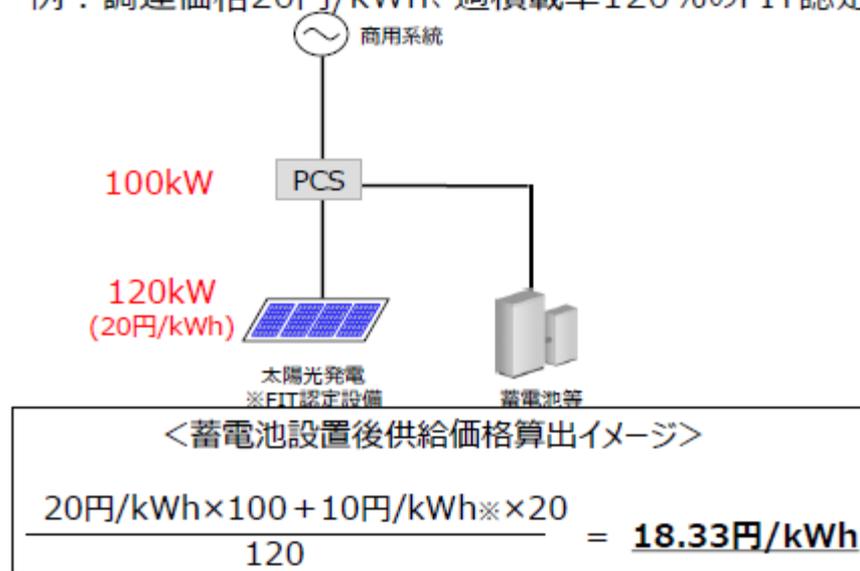
※ 2：蓄電池の充放電ロスを15%とした場合



FIP移行案件の事後的な蓄電池設置時の価格変更（案）

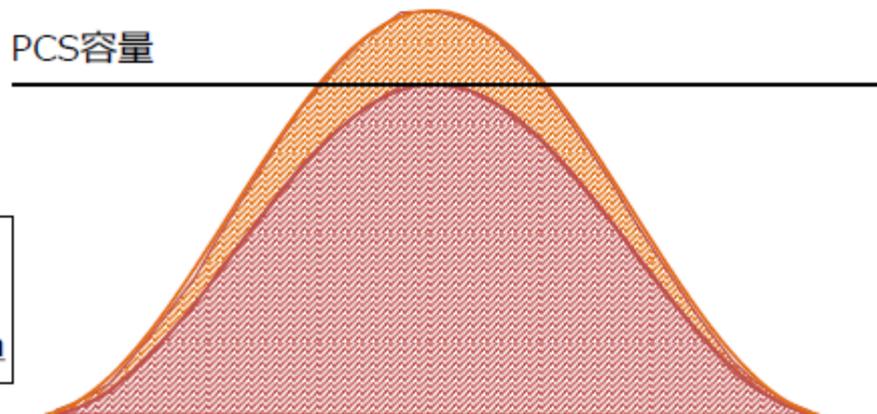
- 蓄電池を事後的に設置した場合、供給タイミングのシフトが可能となる。他方で、これまで逆潮しなかった再エネ電気について、過去の高価格を基準としてプレミアムを交付するため国民負担の増大につながる懸念があることに十分留意する必要がある。
- このため、国民負担の増大を抑止しつつ、蓄電池の活用を促す観点から、FIP移行案件について事後的にPCSよりも太陽電池側に蓄電池を設置した際、太陽電池の出力がPCSの出力を上回っている場合には、発電設備の出力（PCS出力と過積載部分の太陽電池出力）と基準価格（蓄電池設置前価格と十分に低い価格）の加重平均値に価格変更する方向で、本年度の調達価格等算定委員会で御議論頂いてはどうか。
- なお、2022年度以降の新規認定は、FIP制度下、価格変更なく事後的な蓄電池設置が可能。

例：調達価格20円/kWh、過積載率120%のFIT認定設備に蓄電池を設置してFIP制度に移行する場合



※十分に低い価格

: 十分に低い価格
 : 蓄電池設置前価格

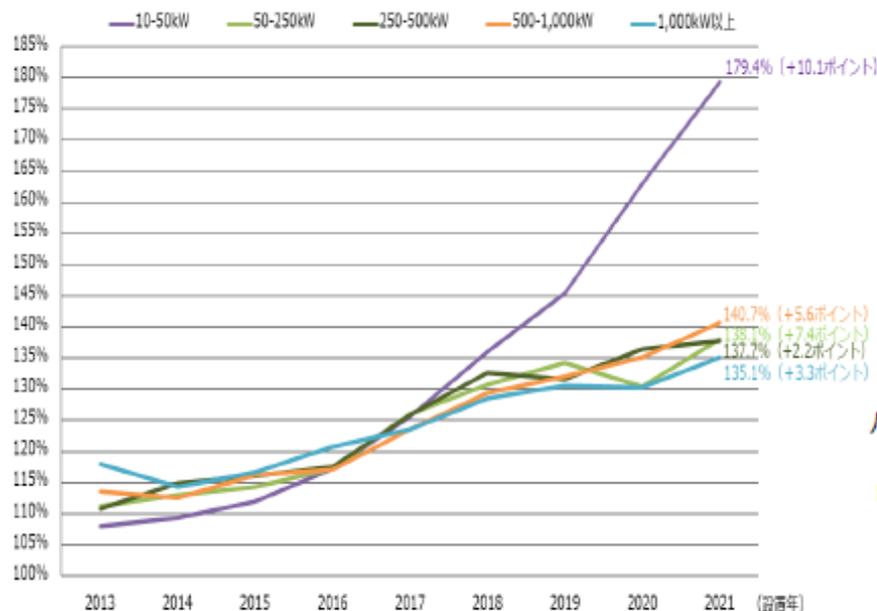


(参考)過積載率とピークカット電力量

- 過積載率は近年低圧太陽光を中心に上昇傾向。直近の低圧太陽光の過積載率の平均値は179.4%であり、高圧以上も140%前後の過積載率となっている。
- 他方で、仮に過積載率が高かったとしても**150%過積載を行っている場合であってもピークカットは年間発電量のうち2%弱**にとどまるといった試算もある。

調達等価格算定委 「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」より抜粋

事業用太陽光の過積載率推移



※ 2021年3月24日時点の比較資料に最新情報も併記。

過積載率毎のDC損失（ピークカット）電力量比率（例）

過積載率	100%	125%	150%	175%	200%
ピークカット電力量割合	0.00%	0.03%	1.60%	6.10%	11.3%

- (出典) METPV-20の気象データを利用し、以下のような条件を仮定し資源エネルギー庁作成。
- ・東京、傾斜角30度、方位角0度。
 - ・システム出力係数：通年0.8として温度補正のみ実施。
 - ・モジュール温度推定：JIS C 8907 附属書3「裏面開放形」を利用。

<イメージ図>

