

RE-Users 2023年度 第2回オンラインセミナー

# 太陽光発電の最新動向と「JPEA新ビジョン」

2023年11月29日

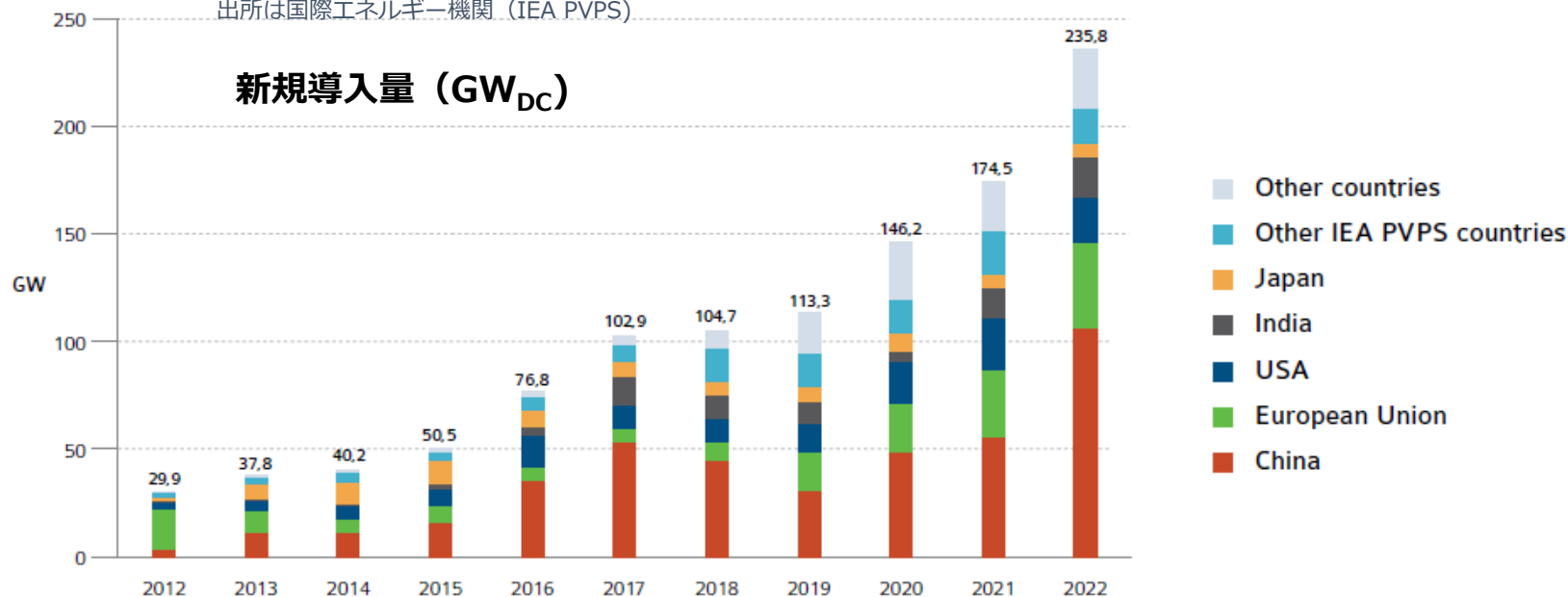
一般社団法人 太陽光発電協会

増川武昭

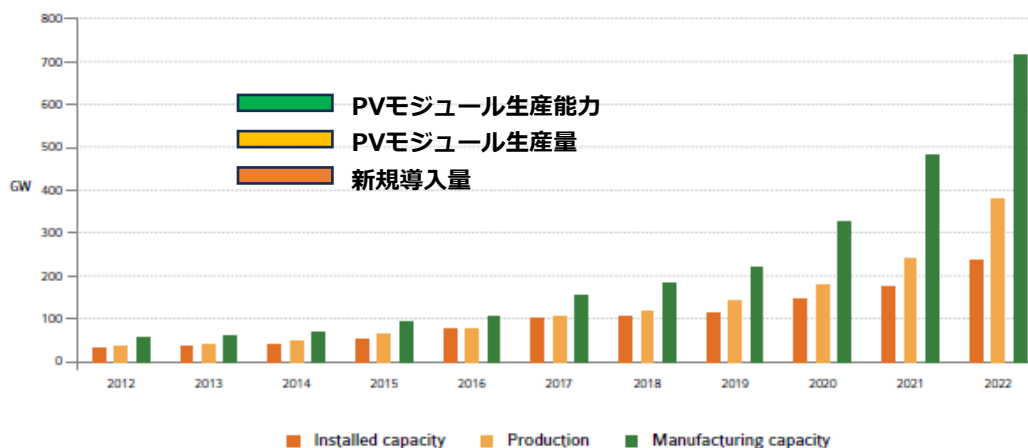
# 世界で急拡大を続ける太陽光発電

- 2022年の新規導入量は約236GW<sup>※</sup><sub>DC</sub>（日本の最大電力需要の1.5倍程度）で前年比1.35倍
- 太陽電池モジュールの生産能力は導入量の約3倍の700GW超

※：容量の単位：GW（ギガワット=100万kW）、GW<sub>DC</sub>は直流出力（太陽電池モジュールの合計出力）  
出所は国際エネルギー機関（IEA PVPS）



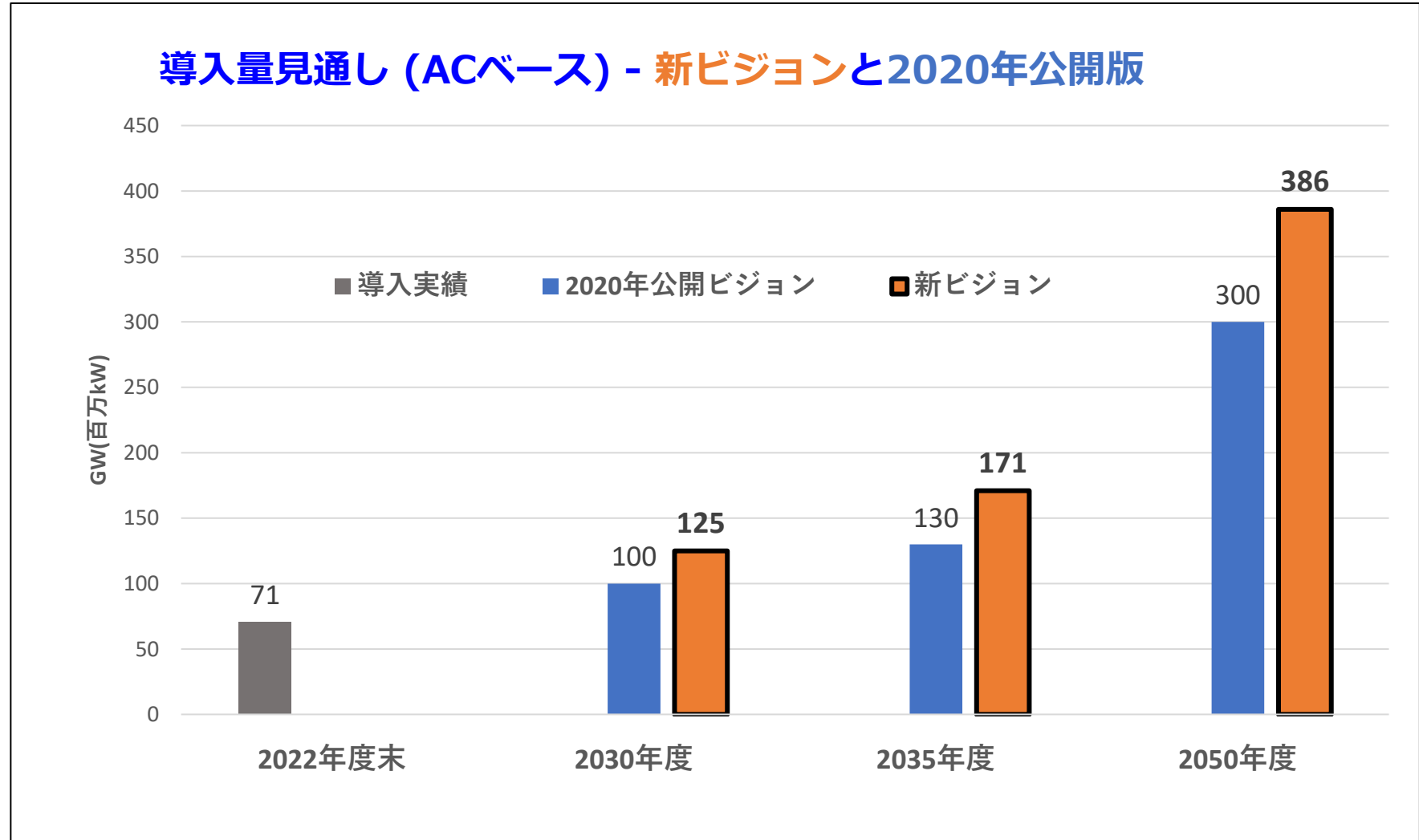
YEARLY PV INSTALLATION, MODULE PV PRODUCTION AND MODULE PRODUCTION CAPACITY 2012 - 2022 (GW)



- 2020年公開のビジョン“PV OUTLOOK 2050”は温室効果ガス80%削減を前提として策定。
- 今回は、カーボンニュートラル（CN）の実現を前提とした新しいビジョンを策定。

	2020年公開版 “PV OUTLOOK 2050”	2023年度公開 新“PV OUTLOOK 2050”
<b>導入ポテンシャル</b> <b>技術的導入可能量</b>  <b>(本日公開)</b>	過去のNEDO等の検討結果を踏まえJPEAが独自に算定。  課題：データが古い、農地利用等が不明確、将来の技術進展・用途開発等が反映しきれず。算定の前提条件等は非公開	最新のデータに基づき、将来の技術進展（変換効率の向上等）・用途開発（EVやBIPV）や未利用地（道路・鉄道・駐車場）、水上・農地利用等を精査してポテンシャルを再評価。前提条件等を開示。
<b>導入量見通し</b> <b>経済性等を考慮</b>  <b>(本日公開)</b>	<b>2050年GHG80%削減が前提</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2030年：100 GW</li> <li>・ 2050年：300 GW</li> </ul> 電力セクターのGHG排出量を8割程度削減するのに必要と思われる導入量からのバックキャストを軸に策定。	<b>2050年CN実現を前提とする</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2030年：125 GW</li> <li>・ 2035年：171 GW</li> <li>・ 2050年：386 GW</li> </ul> IRRに基づく経済性分析を軸に普及曲線や年間導入量の制約等の組み合わせで推計。
<b>電力需給見通し</b> <b>費用・便益評価</b> <b>経済波及効果等</b>  <b>(現在策定中)</b>	2050年断面の電力需給シミュレーションを行い300GWが実現可能であること、並びに必要とされる電力貯蔵量等を推計。費用便益評価も実施	2030年、2035年、2050年断面の電力需給シミュレーションを行い導入見通しが実現可能であることを検証。需要側対策の重要性とセクターカップリングの効果等を定量評価。費用便益評価の他、経済波及効果も推計。

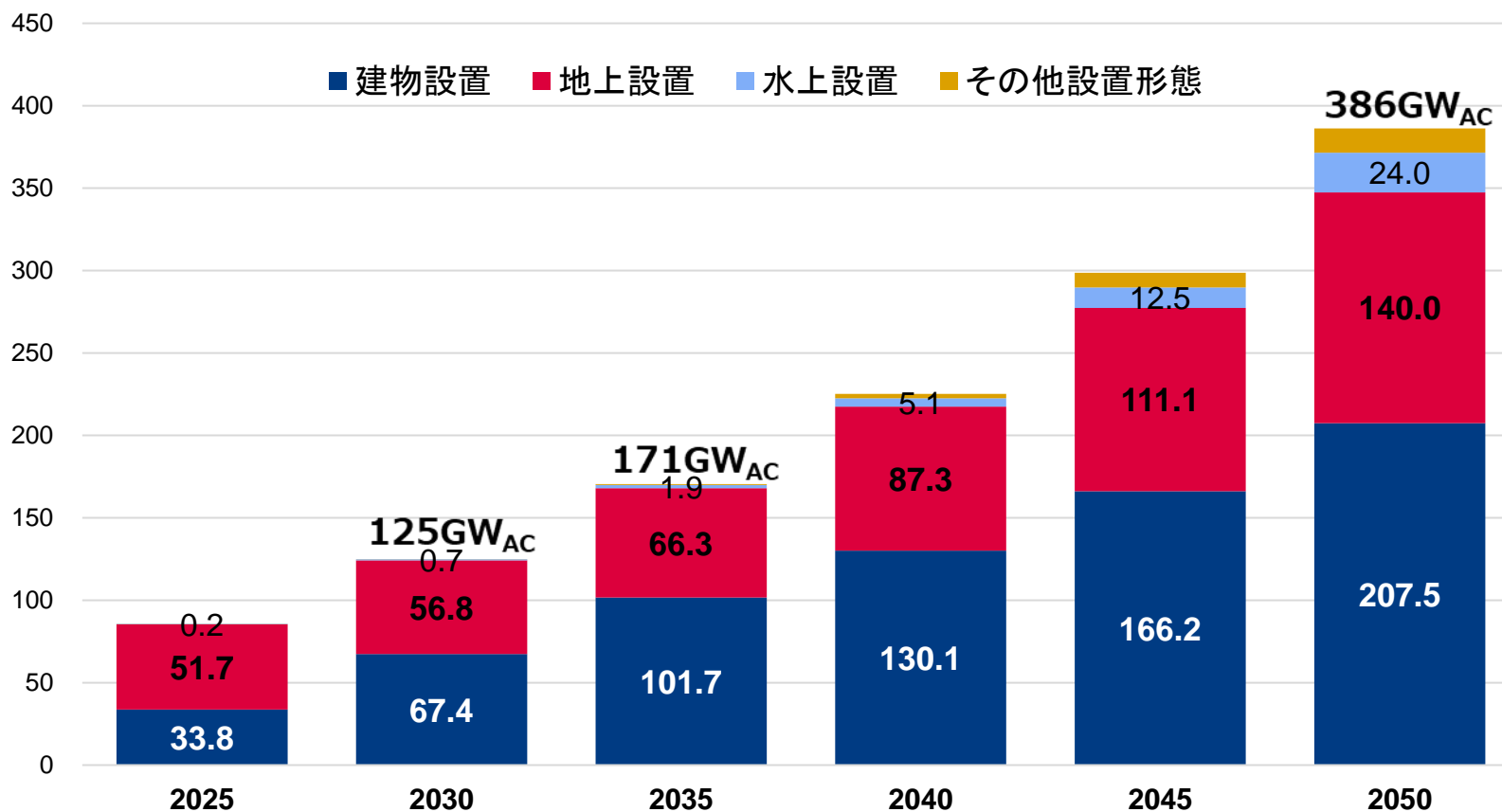
- 2030年度は100GWから**125GW<sub>AC</sub>**、2035年度は130GW<sub>AC</sub>から**171GW<sub>AC</sub>**に見直され、
- **2050年**は300GW<sub>AC</sub>（電力需要の31%）から**386GW<sub>AC</sub>**（電力需要の40%程度か？）に増加



注釈) GW (ギガワット=100万kW)、GW<sub>AC</sub>は交流出力 (パワーコンディショナー (PCS)の合計出力)

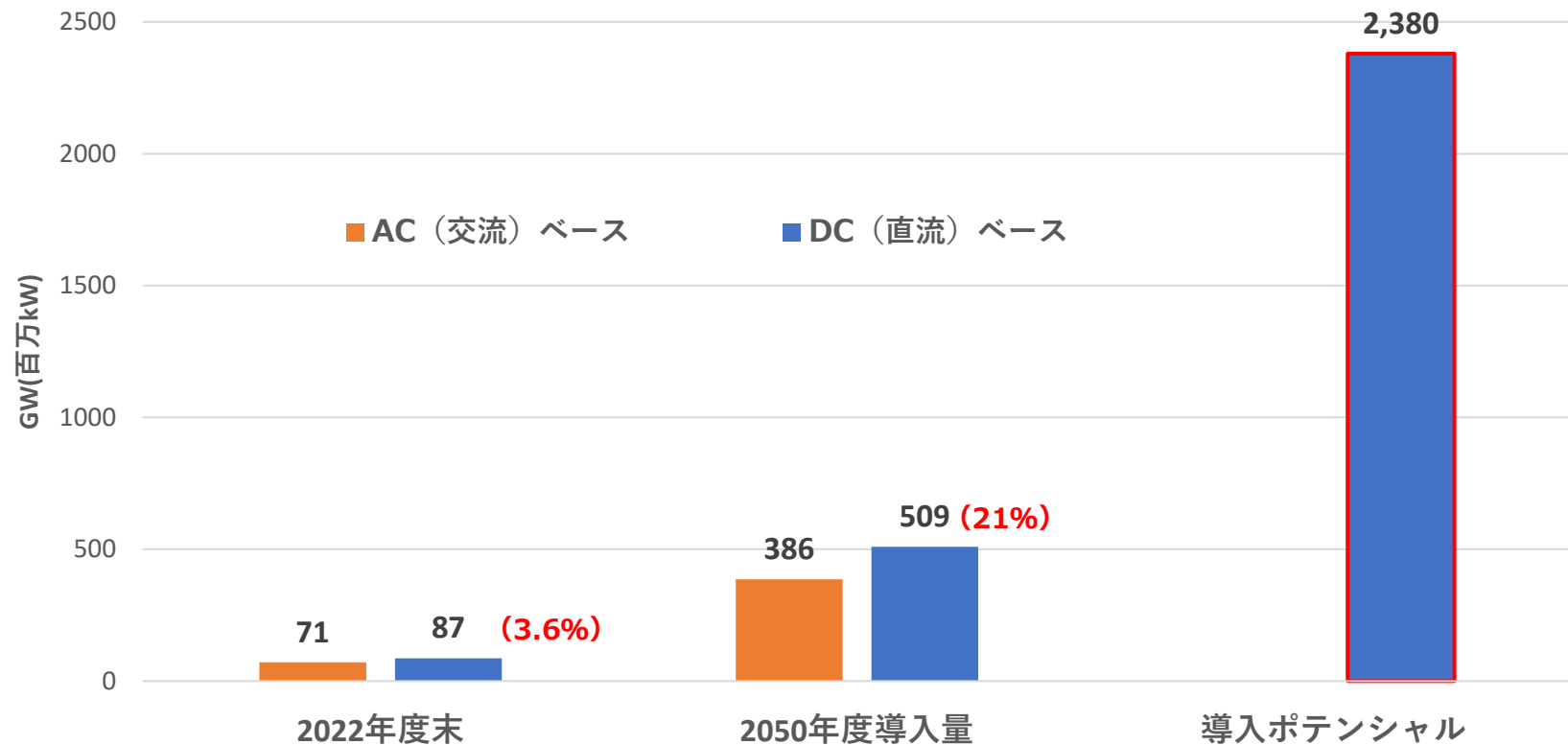
- IRR分析結果および普及曲線、年間導入量を加味した導入見通し（ACベース）は、2030年度で**125GW<sub>AC</sub>**、2035年度は**171GW<sub>AC</sub>**、2050年度には**386GW<sub>AC</sub>**と推計された。
- 年間導入ペースは、2045年度～2050年度にかけて約**17.5GW<sub>AC</sub>/年**とピークを示す。

導入見通し(ACベース)



- 国内の太陽光導入ポテンシャルの推計結果は**2,380GW<sub>DC</sub>**（国内の電力需要の2倍程度か？）
- **2022年度末の導入実績（累計）87GW<sub>DC</sub><sup>\*1</sup>**は導入ポテンシャルの**3.6%**
- **2050年度の導入見通し509GW<sub>DC</sub>**導入ポテンシャルの**21%**

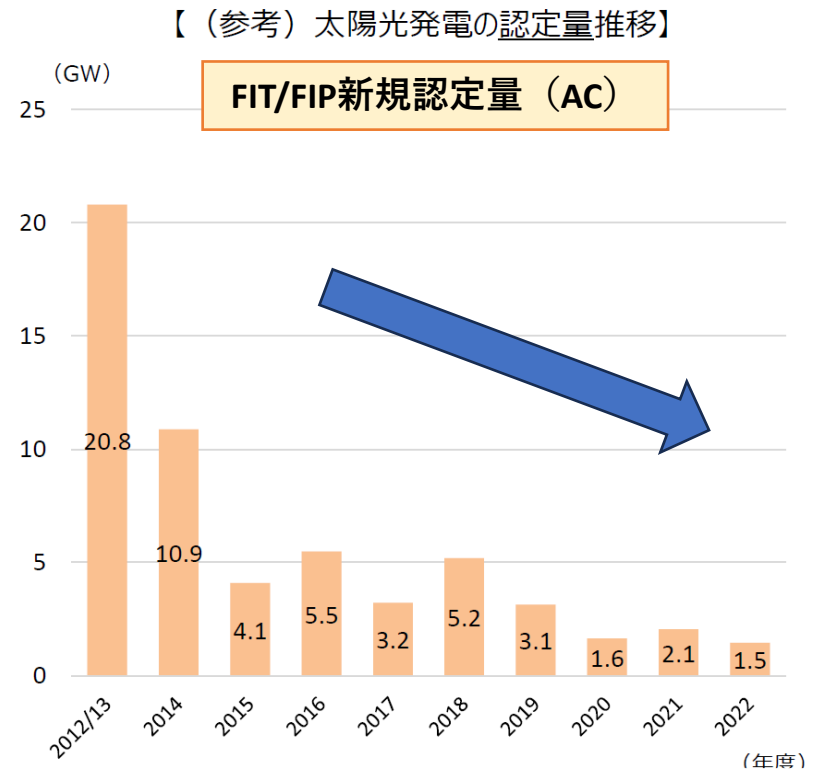
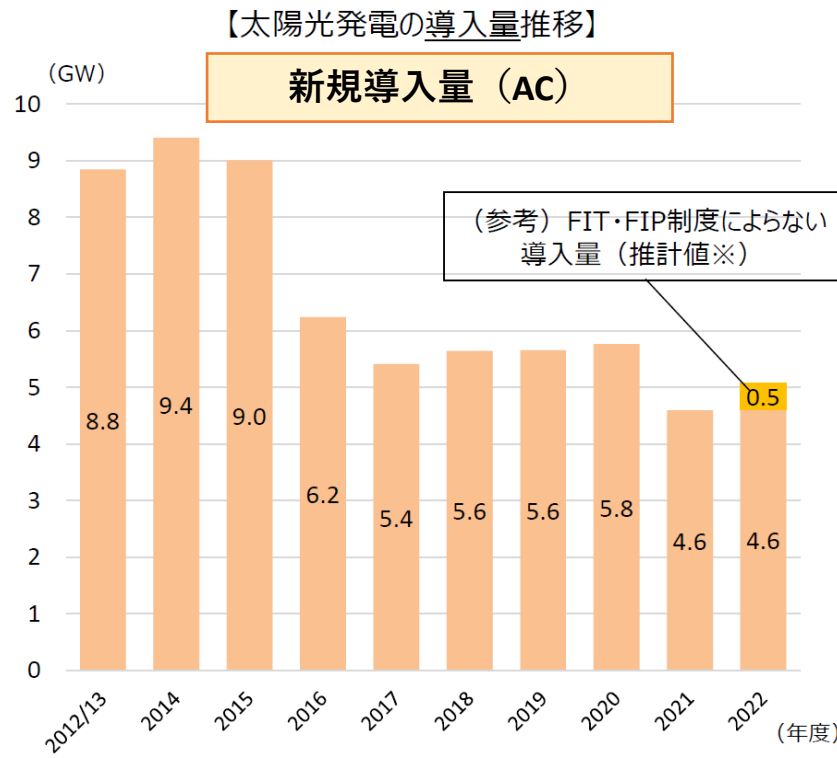
## 導入ポテンシャルと導入見通しの比較 - 累計導入量(GW)



※：IEA（国際エネルギー機関）公表のデータに基づきJPEAが試算。GW（ギガワット=100万kW）、GW<sub>DC</sub>は直流出力（太陽電池モジュールの合計出力）

# 国内の太陽光発電：新規導入量は2014年度のピーク以降低下傾向に

- 新規導入量は2014年度の**9.4GW\***をピークに2017年度以降は**5GW程度**で推移。
- FIT/FIPの新規認定量は2015年度以降大幅に減少し、2022年度は年間**1.5GW**に。
- FIT /FIPの新規認定量が大きく減少したにもかかわらず、新規導入量が5GW程度で維持できているのは、2018年度以前に認定された**未稼働案件**が足元でも稼働開始してきたからである。しかしながら、**未稼働案件が年々減少し数年先には無くなる**ため、新規導入量が大きく落ち込むことが懸念されている。
- 国の目標達成にはFIT/FIPの新規認定量の回復、並びに**FIT/FIPによらない非FIT/非FIPの普及拡大が不可欠**



※：容量の単位：GW（ギガワット=100万kW）  
交流出力（パワーコンディショナーの合計出）

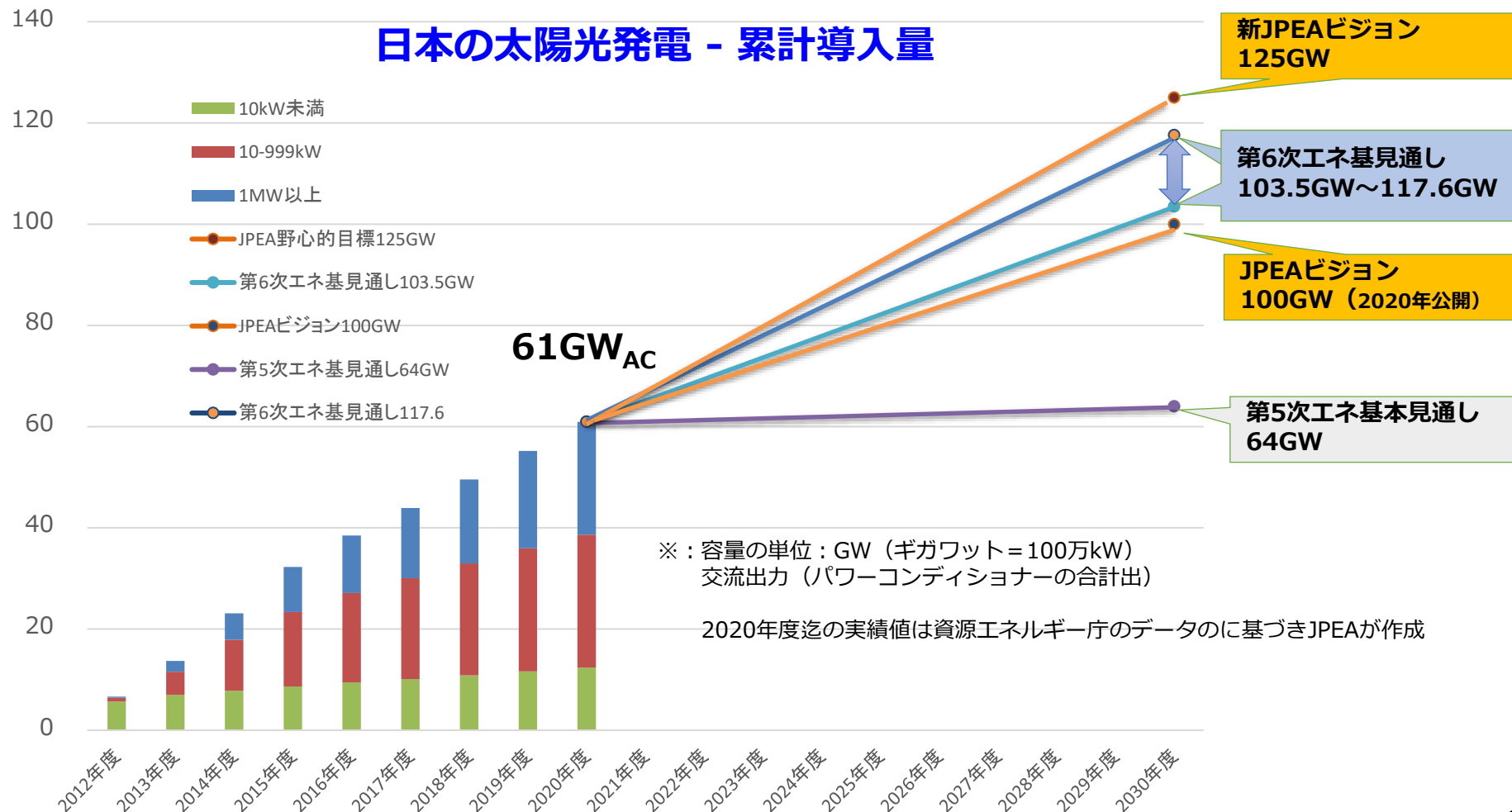
出所：資源エネルギー庁

# 国内の太陽光発電 導入目標：2030年46%削減に向けて

- 第6次エネルギー基本計画における2030年度の見通しは**103.5~117.6GW<sub>AC</sub>**（電源構成の14~16%）
- 2020年度末の累計導入量は約**61GW<sub>AC</sub>**（電源構成の7~8%）
- JPEAにおいても従来の2030年公開ビジョンの100GW<sub>AC</sub>から新たな**目標125GW<sub>AC</sub>**を設定

注釈) GW（ギガワット=100万kW）、GW<sub>AC</sub>は交流出力（パワーコンディショナー（PCS）の合計出力）

## 2030年の野心的目標達成には、**2020年度実績から2倍程度に増やす必要がある**







令和3年度補正予算 需要家主導による太陽光発電導入促進補助金

# 需要家主導による 太陽光発電導入促進に関する調査

報告書（2023年3月）

 **太陽光発電協会**  
Japan Photovoltaic Energy Association

委託先

 Energy Policy  
Institute

Energy Policy Institute 合同会社

# 令和3年度補正予算「需要家主導による太陽光発電導入促進補助金」の採択事業者のデータを基に太陽光発電オフサイトPPAのコスト 契約形態 収益性を調査し 本事業の効果を分析した

## ○ 調査フロー

### 1. オフサイトPPAのコスト・事業構造

### 2. 本事業の効果

### 3. 結論

1-1 コスト	1-2 契約形態	1-3 収益性	2-1 補助金の効果	2-2 2030年 普及時のコスト	3-1 結論
<ul style="list-style-type: none"><li>アンケート及びヒアリングにより、太陽光発電を利用したオフサイトPPAのコストを分析した</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>アンケート及びヒアリングにより、オフサイトPPAの契約形態を分析した</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>モデルを作成し、オフサイトPPAの収益性を評価した</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>オフサイトPPAの補助金により創出される効果を分析した</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>2030年の太陽光発電コスト目標値まで発電原価が低減した場合のオフサイトPPAの普及を検証した</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>オフサイトPPA導入によりもたらされるメリットを分析した</li></ul>

# 1. オフサイトPPAのコスト・事業構造

---

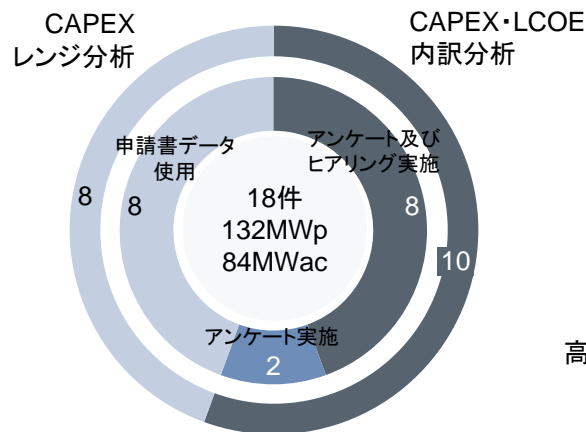


## 1. オフサイトPPAのコスト・事業構造

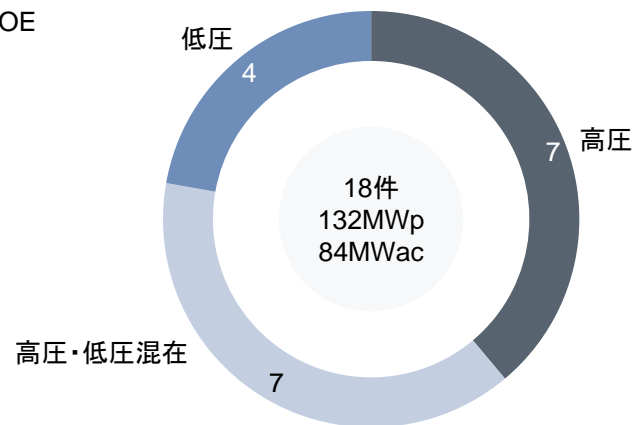
## 需要家主導型補助金の支出先事業者18社に対し アンケートやヒアリングを通じたコスト分析を行った

### ○ 調査対象の発電所\*

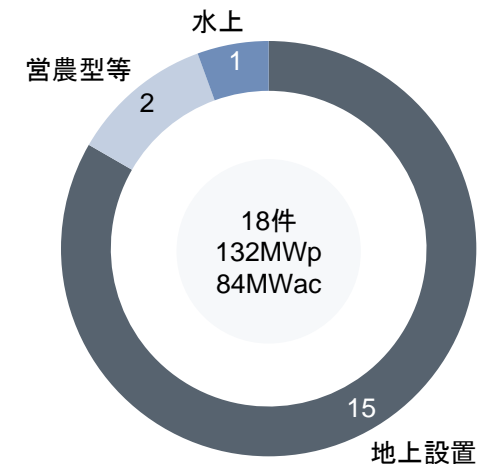
取得情報



電圧階級



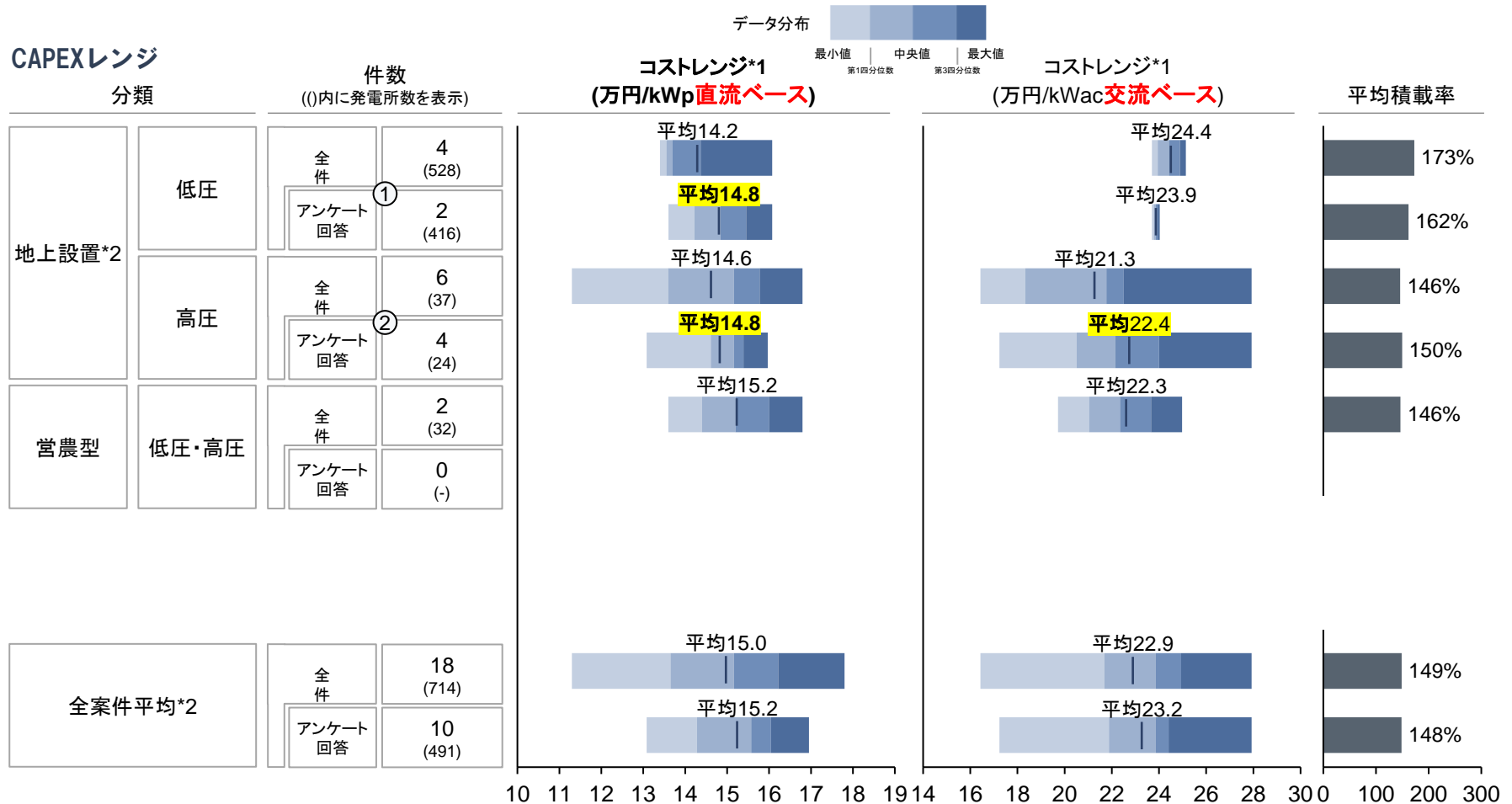
設置形態



\*令和3年度補正予算「需要家主導による太陽光発電導入促進補助金」に応募のあった18件の申請データを対象とした。本分析ではLCOEを算出するにあたり各社の事業期間を20年間に統一した。  
kWpは太陽電池の合計出力容量(直流)を表し、kWacはパワーコンディショナーの合計出力容量(交流)を表す。

# 地上設置太陽光の初期費用（CAPEX）の調査結果

太陽光発電協会が実施した「需要家主導による太陽光発電導入促進に関する調査（2023年3月）」では、2023年の地上設置（高圧）太陽光の平均初期費用は、**直流ベースで約14.8万円/kW、交流ベースで約22.4万円/kW**であった。なお、交流ベース（PCSの合計出力）のkW単価は積載率の影響を大きく受けるため、直流ベース（パネルの合計出力）でコスト分析を行った。



\*1 申請書データには土地費用が含まれていないため、申請書データを採用した8件についてはアンケート結果から得た土地購入費用及び土地リース費用(20年間)の平均費用を追加した。

\*2 地上設置の低圧・高圧混合案件(5件:121発電所)は低圧と高圧でコストの切り分けができないため分析対象外とした。一方で、全案件平均では分析対象に加えた。

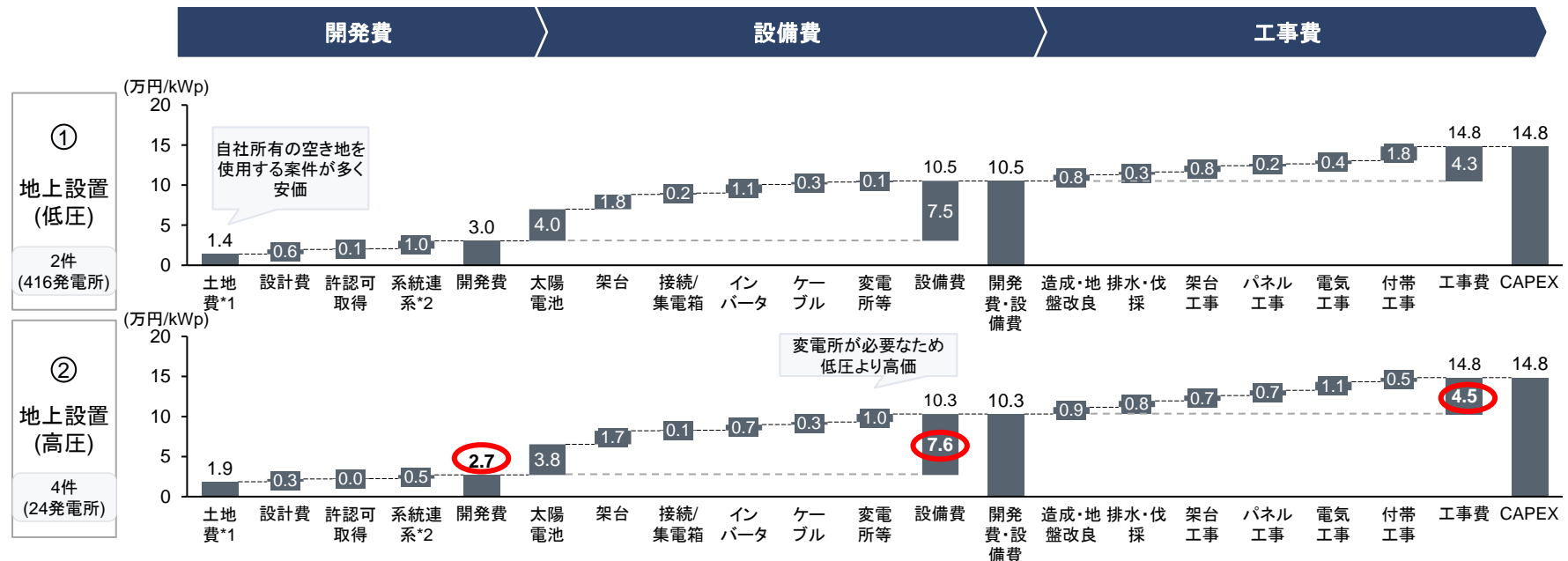
# 地上設置太陽光の初期費用（CAPEX）の内訳分析

「需要家主導による太陽光発電導入促進に関する調査（2023年3月）」より

2023年の地上設置（高圧）太陽光の平均初期費用は、**直流ベースで約14.8万円/kW**であり、その内訳は、**開発費が2.7万円/kW（18%）、設備費が7.6万円/kW（51%）、工事費が4.5万円/kW（30%）**であった。

## 1. オフサイトPPAのコスト・事業構造

### CAPEX内訳比較



\*1 土地費用を比較するため土地購入費用だけでなく、リース費用もCAPEX換算し、両者を合算した。

\*2 高圧は場所によっては系統連系費(系統増強費含む)が数億円かかることもあるが、今回は系統連系費を抑えられる箇所に絞って申請されたものと考えられる。

# 地上設置太陽光の発電コスト（LCOE）の分析

「需要家主導による太陽光発電導入促進に関する調査（2023年3月）」より

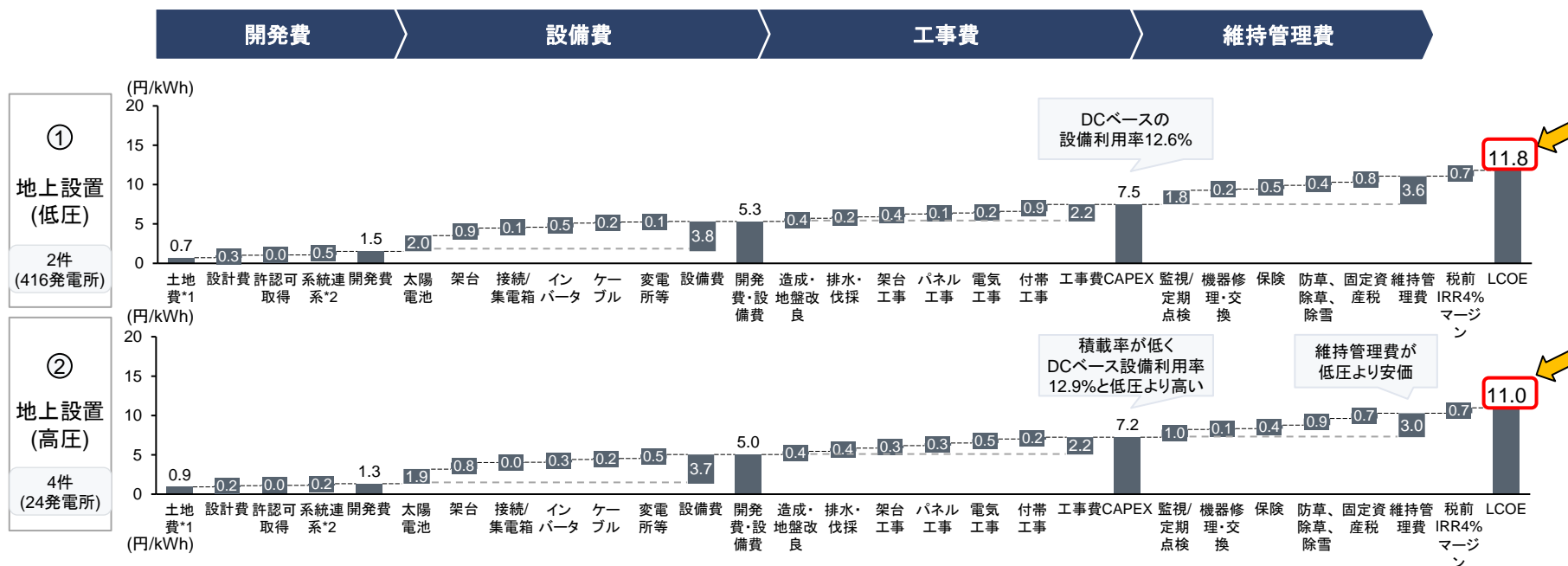
2023年の地上設置太陽光の廃棄費用等を除く平均発電コスト（LCOE）は、**低圧が11.8円/kWh、高圧が11.0円/kWh**であった。

LCOE算出式  
(発電コスト検証ワーキンググループに做った)

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{n(20)} \frac{\text{減価償却費}t + \text{維持管理費}t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n(20)} \frac{\text{発電量}t}{(1+r)^t}}$$

LCOE (Levelized Cost of Electricity)

LCOE内訳比較 (税前IRR4%マージン含む)



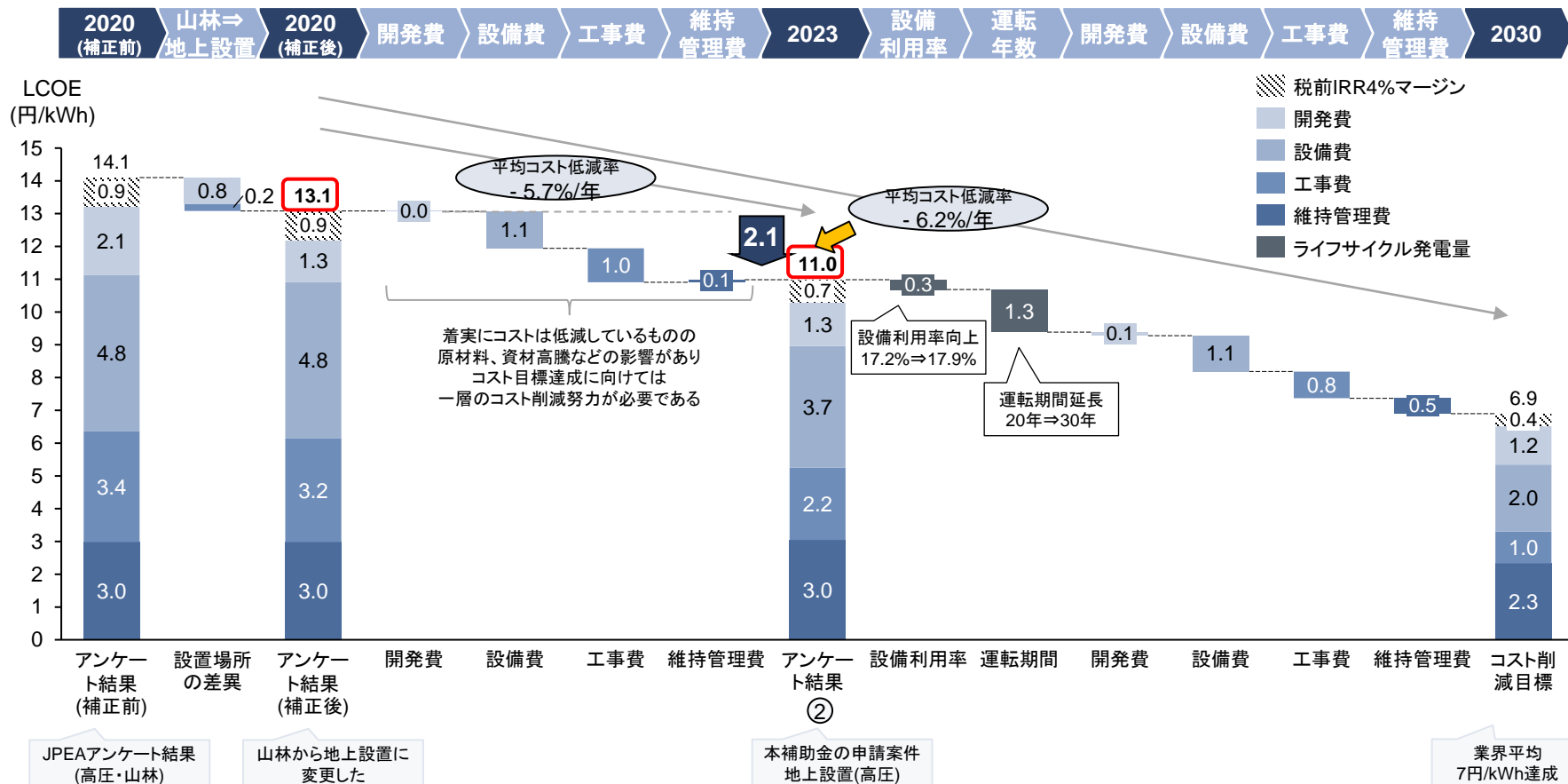
\*1 土地費用を比較するため土地購入費用だけでなく、リース費用もCAPEX換算し、両者を合算した。

\*2 高圧は場所によっては系統連系費(系統増強費含む)が数億円かかることもあるが、今回は系統連系費を抑えられる箇所絞って申請されたものと考えられる。

# 地上設置太陽光の発電コストの低減の可能性

「需要家主導による太陽光発電導入促進に関する調査（2023年3月）」より

**50kW以上の高圧地上設置の発電コスト（LCOE）は11.0円/kWh（2023年運開）であり、JPEAが2022年2月に公開した調査結果の13.1円/kWh（2020年運開）と比べて2.1円/kWhコスト低減が進んでいる。しかしながら、この低減ペースでは、7.0円/kWhのコスト目標の達成が2030年より先になることが懸念される。**



\*JPEA「太陽光発電コスト低減可能性調査報告書(2022年2月25日)」を参照。2020年に運開した高圧山林のLCOEについて、本事業の高圧地上設置と同条件でLCOEの比較をするにあたり、山林から地上設置に変更した場合のコストダウンを見込んでコストを補正したLCOEと、本事業の高圧地上設置のLCOEとの差を分析した。なお、LCOE算出方法は発電コスト検証ワーキンググループに倣った。



# 1. オフサイトPPAのコスト・事業構造

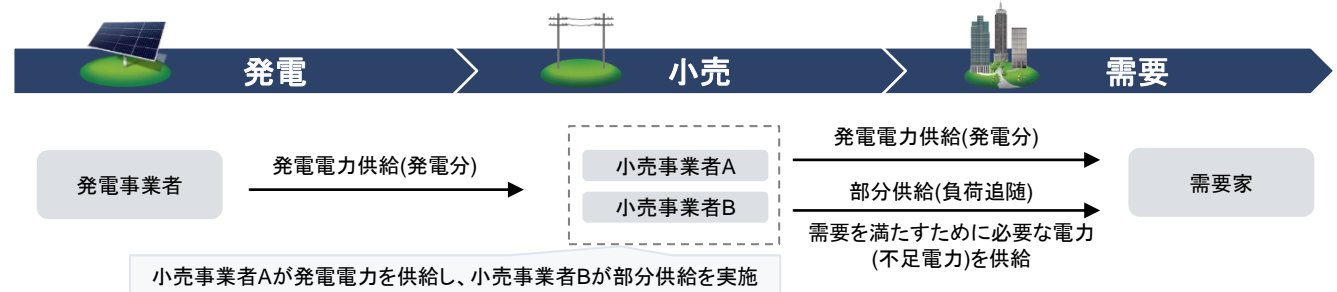
---



## 1. オフサイトPPAのコスト・事業構造

# オフサイトPPAの契約形態について アンケート及びヒアリングにより バリューチェーン上の資本関係 契約内容 発電インバランスの負担者を明らかにした

## ○ オフサイトPPA契約形態の論点



カテゴリ	調査論点	調査結果
A	バリューチェーン 発電事業者と小売事業者と需要家の資本関係	<p>資本関係 (A1)</p> <p>部分供給の担い手 (A2)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 小売事業者Aと小売事業者Bは同一か (他社が部分供給を担っているか)</li> </ul>
B	契約内容 売電契約と小売契約の内容にずれはあるか	<p>売電契約*1</p> <p>小売契約</p> <p>契約のミラー関係*2 (B1)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 売電契約と小売契約の主要な条項がミラーとなっているか</li> <li>✓ 特に売電期間、売電価格とエスカレーションの有無、売電量(全量出なり or 一部売電)をミラーできているか</li> <li>✓ ミラー出来ていない場合は誰がリスクを負っているか</li> </ul>
C	発電インバランス インバランス負担者とインバランスリスク低減方法	<p>発電インバランス負担*3</p> <p>インバランス負担者 (C1)</p> <p>リスク低減方法 (C2)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 誰が発電インバランスリスクを負っているのか</li> <li>✓ 発電インバランスをどのように軽減しているのか</li> </ul>

\*1 売電契約は発電事業者と小売事業者の間の卸供給契約を指す。

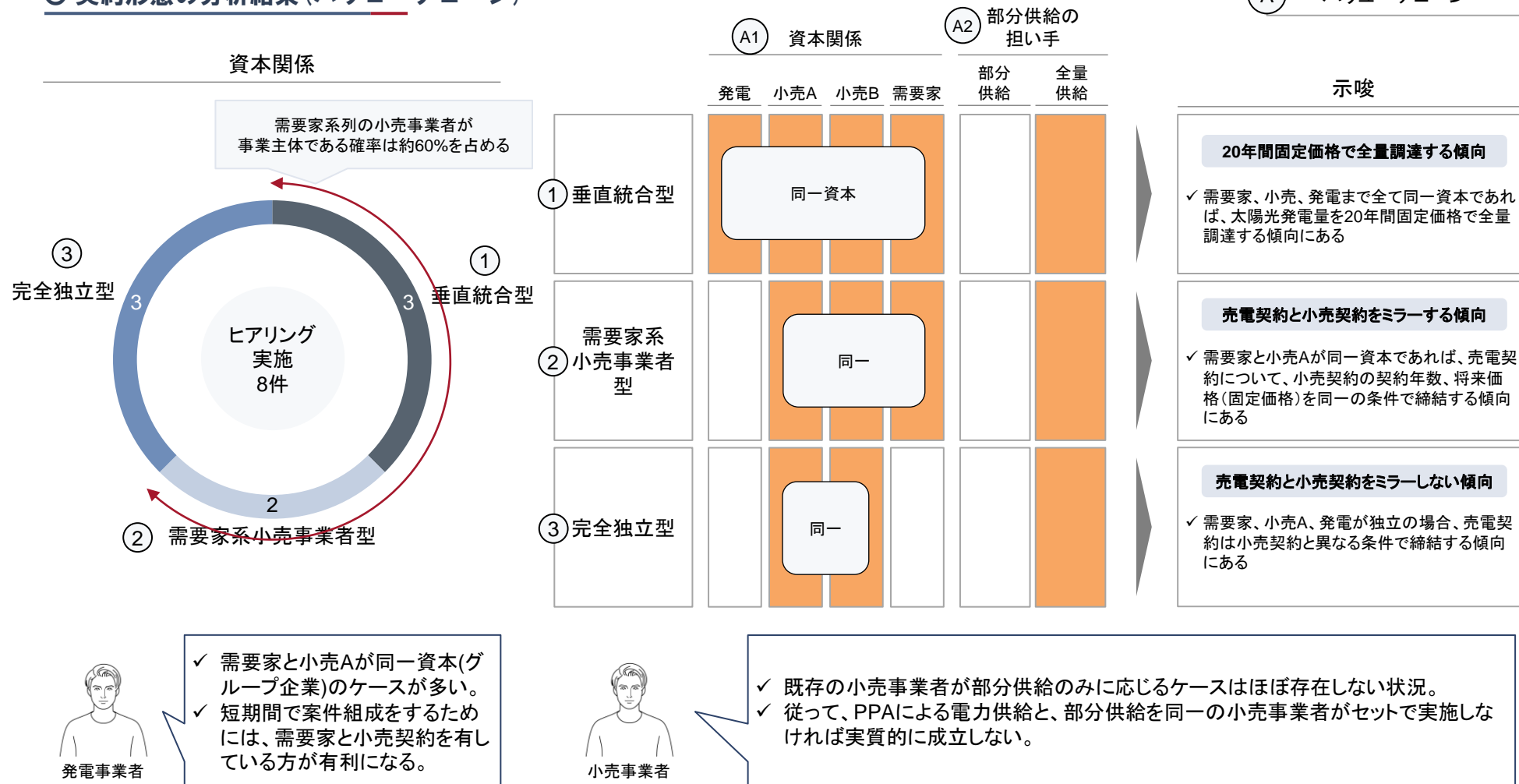
\*2 本報告書において、契約のミラーとは売電契約と小売契約における売電期間・売電価格とエスカレーションの有無・売電量を同一の条件とすること。

\*3 ゲートクローズ1時間前に提出した発電計画値(30分値)に対して、発電実績値(30分値)とのずれが生じた場合にインバランス費用が請求される。

## 1. オフサイトPPAのコスト・事業構造

# 小売事業者が需要家の系列会社であるケースが全体の60%であり 大口の需要家が主導してオフサイトPPAを組成したケースが多い

## ○ 契約形態の分析結果 (バリューチェーン)



## 1. オフサイトPPAのコスト・事業構造

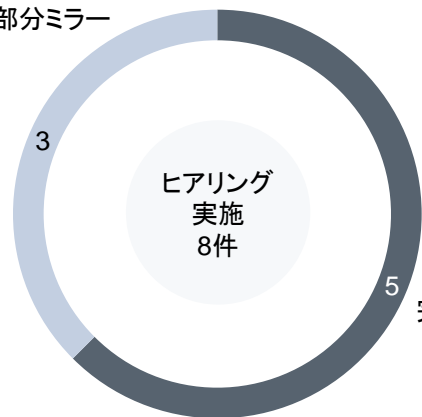
## 契約内容は出なり供給・将来価格固定・契約ミラーが多いが 小売事業者Aが契約更新リスク・プライスリスクを負うケースも存在する

## ○ 契約形態の分析結果 (契約内容)

## B 契約内容

## B1 契約のミラー関係

② 部分ミラー



① 完全ミラー

② 部分ミラー

	売電契約	小売契約	契約ミラー
① 完全ミラー	契約年数	8-20年	8-20年 ○ ミラー
	将来価格	固定	固定 ○ ミラー
	出なり供給/ 一部供給	出なり供給	出なり供給 ○ ミラー
② 部分ミラー	契約年数	20年	8年* ✕
	将来価格	固定	固定 ○ ミラー
	出なり供給/ 一部供給	出なり供給	一部供給 ✕

示唆

発電事業者との契約内容を  
ミラーしているためリスクは無い

## 契約更新リスクあり

✓ 発電事業者との契約内容に対して需要家との  
契約年数が短く契約更新リスクあり

## プライスリスクあり

✓ 発電事業者から出なり供給を受けるが需要家  
へは一部電力しか供給できず、余剰電力は卸  
市場へ売電するためプライスリスクあり

\* 本件補助金の要件は契約年数8年以上。

## 1. オフサイトPPAのコスト・事業構造

# 発電インバランスは小売事業者が負担することが多く 発電事業者起因の事象であればインバランス負担を発電事業者に求める事例もある

## ○ 契約形態の分析結果 (発電インバランス)

C1

発電インバランス負担者とリスク低減方法

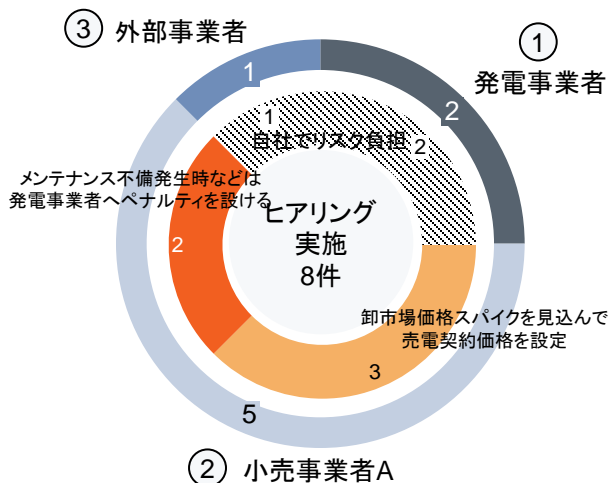
C2

スキーム

C

発電インバランス

示唆

① ケース①  
(発電事業者が負担)② ケース②  
(小売事業者Aが負担)③ ケース③  
(外部委託)

### 発電インバランスリスクを 発電事業者が負担

- ✓ 本来のあるべき姿だが、これまで発電計画策定はFIT特例で免除されていたため、実施ケースは少ない
- ✓ 発電計画策定を自ら担える発電事業者によれば、その方が小売に高い価格で買電されやすいとのこと

### 発電インバランスリスクを 小売事業者Aが負担

- ✓ 現状ではインバランスリスクを負担可能なケイパビリティを有した発電事業者はわずかであり小売事業者Aがリスク負担することが多い
- ✓ 小売Aは卸市場価格スパイクのリスクを見込んで売電契約価格を設定

### 発電インバランスリスクを 小売事業者Aと発電事業者で負担

- ✓ メンテナンス不備によるPCS故障など発電事業者に責任がある場合は発電事業者にペナルティを設けて買取費用を減額する\*

### 発電インバランスリスクを 外部事業者が負担

- ✓ 発電事業者は小売事業者Aを経由してアグリゲーター等の外部事業者へインバランスリスクを負担させる
- ✓ 外部事業者に委託費を支払うことで、発電インバランスのリスク負担を一定程度に抑制する

\* 発電事業者に責任がある場合、発電計画値と実績値のずれにより生じたインバランス費用の数倍分をペナルティとして課す小売事業者Aが存在する。

# 1. オフサイトPPAのコスト・事業構造

---

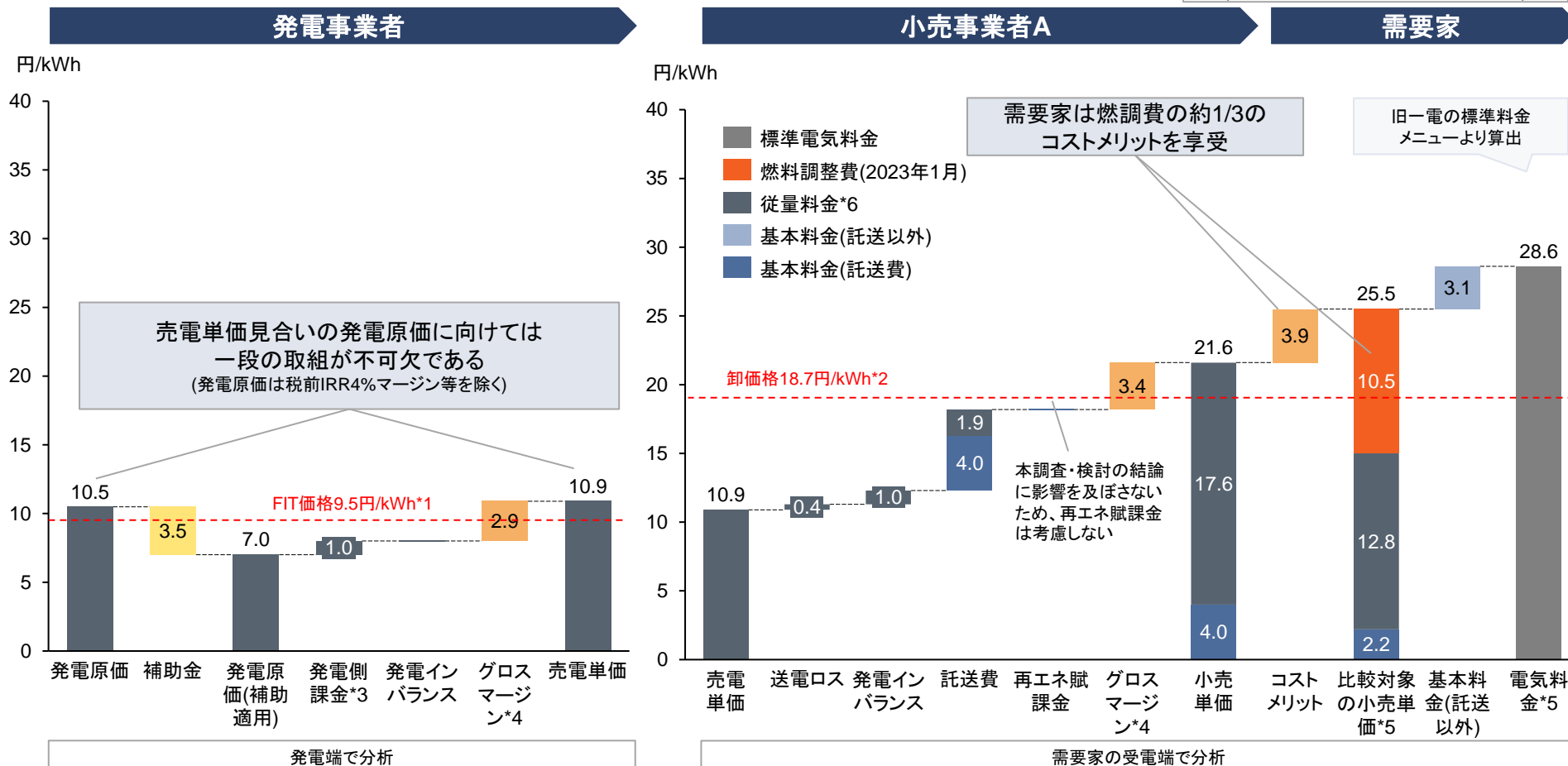


## 1. オフサイトPPAのコスト・事業構造

# 高圧需要家へのオフサイトPPAにおいて 発電事業者2.9円/kWh 小売事業者3.4円/kWhの グロスマージンを 需要家は燃調費の約1/3のコストメリットを享受している

○ 収益性 (高圧需要家) 本補助金の採択事業者のうちアンケート回答者の平均値を提示

高圧需要家  
(低圧54発電所+高圧42発電所)

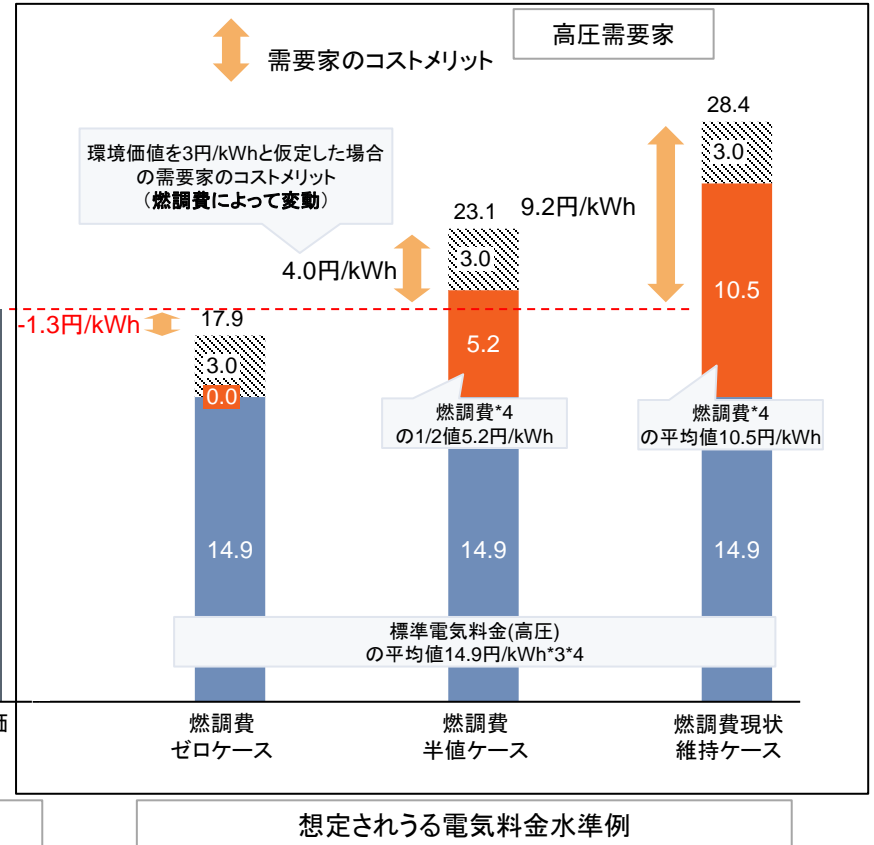
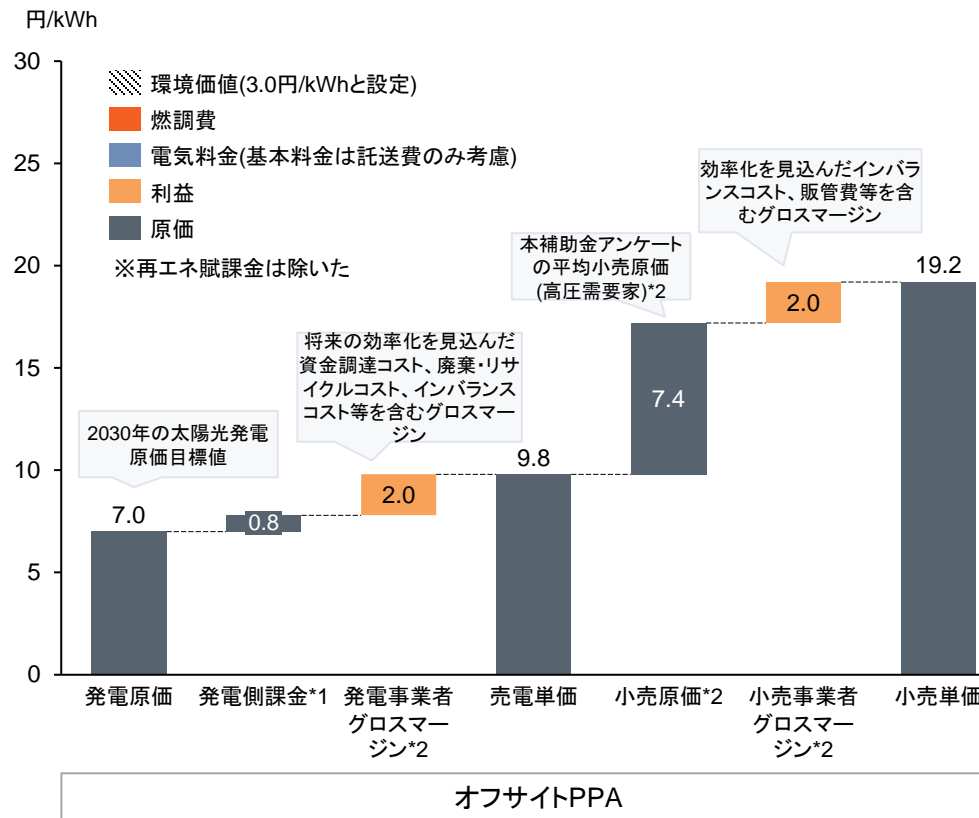


\*1 太陽光第11回入札結果の最低価格。\*2 JEPX東京・関西の平均単価(2021年9:00-17:00平均)。\*3 2021年5月12日電力・ガス取引監視等委員会「発電側課金の見直しについて」より、太陽光発電の設備利用率を14.2%とした場合(0.97円/kWh)を採用した。\*4 税金や管理費の他、発電設備の撤去・廃棄費用や資金調達コスト、小売事業者の販管費や需要側インバランスコストを含む。\*5 2023年1月時点(値上げ前)の電気料金で計算した。\*6 発電側課金の導入により需要側託送費の従量料金が低下する。高圧託送料金の凡その平均単価である5円/kWhの1割に相当する0.5円/kWhを託送費の従量料金から差し引いた値を採用した。

# 「需要家主導による太陽光発電導入促進に関する調査」から得られた示唆

2030年までに事業用太陽光発電のコスト低減が進み、将来に渡って一定レベルの環境価値が見込まれ、事業予見性が確保できるようになれば、オフサイトPPAは補助金なく普及する可能性が高い。

将来、オフサイトPPAが補助金無しで普及するケースの参考例  
 高圧需要家向け、2023年4月の値上げ前の電気料金をベースに試算



\*1 2021年5月12日電力・ガス取引監視等委員会「発電側課金の見直しについて」より、太陽光発電の設備利用率を14.2%とした場合(0.97円/kWh)かつ、将来は割引地域に選択的に太陽光が導入されると想定し、割引を考慮した0.8円/kWhを採用した。\*2 将来の効率化を見込んだグロスマージン(資金調達コスト、廃棄・リサイクル費用、インバランスコスト、販管費等を含む)。\*3 オフサイトPPAと標準電気料金を同一条件で比較するにあたり、標準電気料金の基本料金は託送費のみ考慮した。\*4 2023年1月時点(値上げ前)の電気料金で計算した。



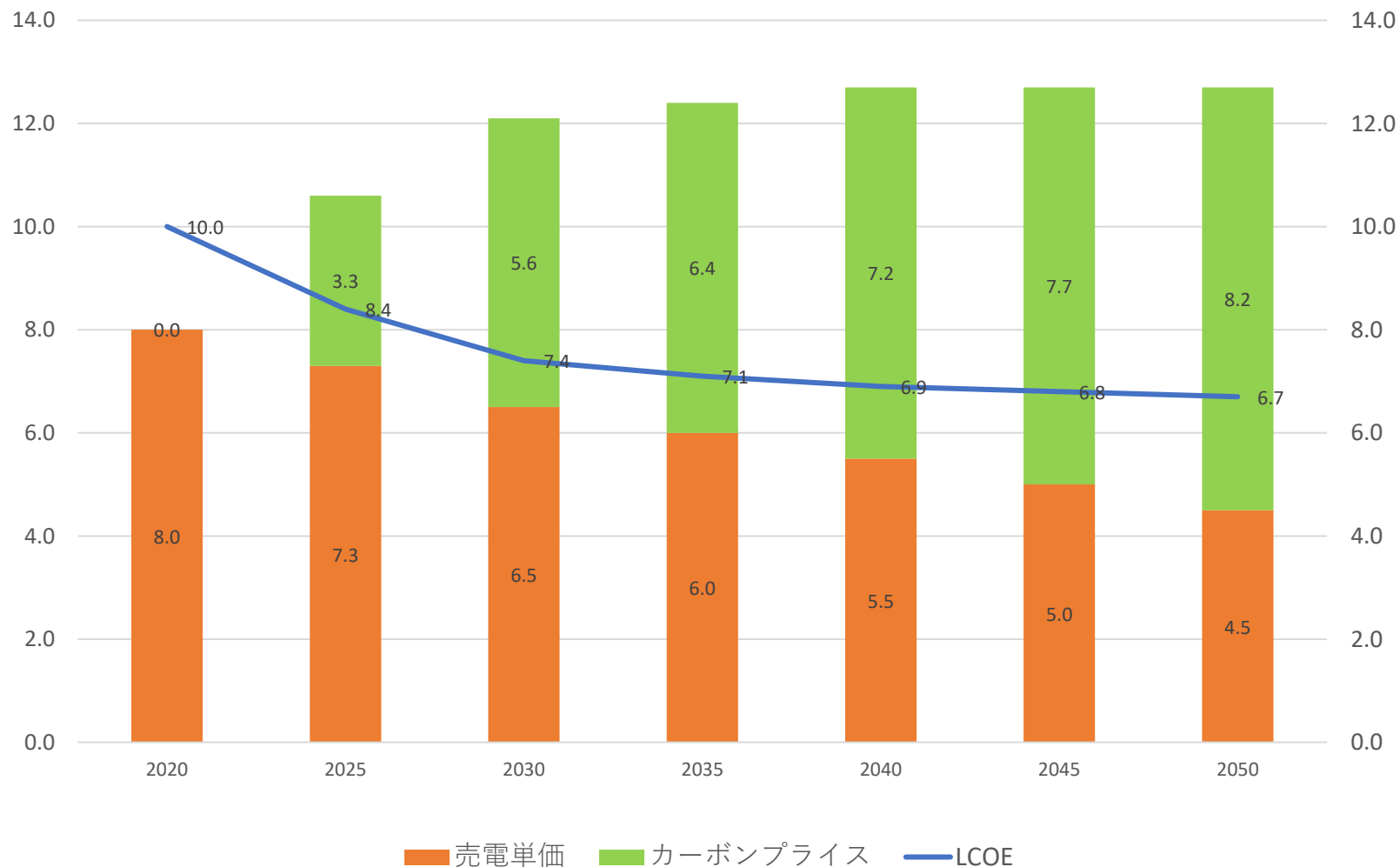
- コスト・設備利用率：「需要家主導による太陽光発電導入促進補助金」報告書の結果・諸元を採用（設備費は習熟率20%でコスト低減想定）
- カーボンプライス：IEA/World Energy Outlook 2022/APSシナリオの想定値を採用。
- 売電単価：卸電力単価の想定値を採用。

## ■ 分析諸元：事業用（オフサイト型）

※コスト等の基準である2020年値も参考として掲載

	(2020)	2025	2030	2035	2040	2045	2050	備考
資本費 [万円/kW]	17.9	13.9	11.8	10.9	10.4	10.2	10.0	
設備費 [万円/kW]	9.8	7.1	5.9	5.0	4.5	4.3	4.1	JPEA殿報告書の想定値 (習熟率20%でコスト低減)
開発費 [万円/kW]	3.9	3.6	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	JPEA殿報告書の想定値(2030以降横ばい)
工事費 [万円/kW]	4.2	3.2	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	JPEA殿報告書の想定値(2030以降横ばい)
運転維持費 [万円/kW/年]	0.48	0.42	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	JPEA殿報告書の想定値(2030以降横ばい)
設備利用率 [%]	17.2%	17.5%	17.9%	17.9%	17.9%	17.9%	17.9%	JPEA殿報告書の想定値(2030以降横ばい)
耐用年数 [年]	25	25	25	25	25	25	25	直近における標準的な耐用年数
LCOE [円/kWh]	10.0	8.4	7.4	7.1	6.9	6.8	6.7	上記諸元より試算(利潤含まず、出力抑制考慮)
発電側課金 [円/kWh]	0.0	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	75.13円/kW、0.26円/kWhより試算
カーボンプライス [円/kWh]	0.0	3.3	5.6	6.4	7.2	7.7	8.2	IEA/WEO2022/APSの想定値を換算
売電単価 [円/kWh]	8.0	7.3	6.5	6.0	5.5	5.0	4.5	卸電力単価の想定値を採用
想定IRR [%]	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	発電コスト検証WGの想定値

## オフサイト型太陽光の競争力



## 3.結論

## オフサイトPPAは発電設備の設置余地が少ない需要家が主導的に再エネを導入できかつ発電・小売も長期オフテイクを期待できる 業界全体に有意なスキームである

### ○ オフサイトPPA事業の評価

	オフサイトPPAのメリット	事業者のコメント
発電事業者	非FIT案件におけるバンクビリティの向上	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 発電事業者による非FIT電源の開発にあたって、長期かつ固定価格でのオフテイクを得ることでバンクビリティが向上し開発しやすくなる</li> </ul>
小売事業者	FIT/FIPによらない需要家主導スキーム	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ FITでは実現できない、再エネ電気の調達を、需要家と連携し電源開発に関与しながら確保できるスキームであることが魅力的である</li> </ul>
	長期間固定価格で再エネ電気を調達可能	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 新電力は保有電源が少なく、卸市場変動リスクにさらされる傾向にあるが、本事業に参画することで長期間固定価格で再エネ電源を調達可能</li> </ul>
需要家	オンサイトの用地不足解消	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 自社の屋根、敷地内の太陽光設置可能場所に制限があり、太陽光を設置しても昼間の電力需要を十分に賅えない場合、オフサイトの太陽光を調達できる本スキームは有効である</li> </ul>
	直接取引による再エネ価値の取得	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 世界的な脱炭素の潮流を受けて、非化石証書購入によるCO2排出削減ではなく、一定量の再エネ電気を直接調達可能なオフサイトPPAは魅力である</li> </ul>
	電気料金の低減(燃料高騰時)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 燃料費の高騰等により電気料金が上昇しており、オフサイトPPAにより電気料金の削減が期待できる</li> </ul>
	電気料金の固定化	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ エネルギー価格を含むインフレが続く中で、電気料金を長期固定化可能</li> </ul>

**ご清聴ありがとうございました**