

太陽光発電の現状と 自立化・主力化に向けたチャレンジ

2025年10月31日

一般社団法人 太陽光発電協会

2025年度 調達価格算定委員会：事業用太陽光自立化シナリオ（案）

JPEA

- 自立化には、発電単価（LCOE）が環境価値を含む事業収入単価より下がることが不可欠。
- 2035年に向け、事業太陽光（地上設置）の平均発電コストが8円/kWh程度に低減し、国内におけるカーボン価格の制度が整備され、IEAの想定値に近い価値で予見性が確保できるようになれば、2030年～2035年の間に、事業太陽光（地上設置）の自立化が実現すると期待される。
- なお、下表に示した事業収入については昼の時間帯に卸価格が安くなるキャプチャー価格を反映しているが、反映されていない出力抑制の影響と統合コストを考慮し、自立化の為のさらなるコスト低減（7円/kWh）、並びに変動制再エネの調整力や供給力の活用・価値化に向けて努力していく。
- **自立化に向けたステップとして、FITからFIPへの移行を推進し、電力市場への統合を進めることが極めて重要。国の支援策に答える形で、発電事業者、アグリゲーター、需要家が連携し、自立化を目指す。**

	現状2025年	2030年	2035年
太陽電池パネル変換効率	22%➡23%	26%	28%
稼働年数（年）	25年	30年	32.5年
初期費用（DCベース建設費：事業用平均）	15➡14万円/kW	12万円/kW	11万円/kW
維持管理費（円/kWh）	3.0円/kWh	2.8円/kWh	2.6円/kWh
発電単価LCOE（円/kWh） トップランナー（上位5%～10%）	9➡8.5円/kWh	7円/kWh	6円/kWh
発電単価LCOE（円/kWh） 平均（事業用全体の平均）	12➡11.5円/kWh	9円/kWh (実質：インフレ影響除き)	7.5～8円/kWh (実質：インフレ影響除き)
売電単価（卸電力価格相当）※1	7.0～9.0円/kWh	5.9円/kWh	5.4円/kWh
環境価値（カーボン価格）※1	0.4/kWh	5.6円/kWh	6.4円/kWh
事業収入単価（売電単価と環境価値の合計）	7.4～9.4円/kWh	11.5円/kWh	11.8円/kWh

※1：JPEA PV OUTLOOK 2050のオフサイト型の前提条件より。IEA/World Energy Outlook 2023のAPSシナリオの想定値より算出。
なお、太陽光発電の昼の時間帯のキャプチャープライス（2030年以降は平均卸価格の約0.93～0.8）を売電単価に反映している。

2

- 自立化には、発電単価（LCOE）が環境価値を含む事業収入単価より下がることが不可欠。
- 2035年に向け、事業太陽光（地上設置）の平均発電コストが8円/kWh程度に低減し、国内におけるカーボン価格の制度が整備され、IEAの想定値に近い価値で予見性が確保できるようになれば、2030年～2035年の間に、事業太陽光（地上設置）の自立化が実現すると期待される。
- なお、下表に示した事業収入については昼の時間帯に卸価格が安くなるキャプチャー価格を反映しているが、反映されていない出力抑制の影響と統合コストを考慮し、自立化の為のさらなるコスト低減（7円/kWh）、並びに変動制再エネの調整力や供給力の活用・価値化に向けて努力していく。
- 自立化に向けたステップとして、FITからFIPへの移行を推進し、電力市場への統合を進めることが極めて重要。国の支援策に答える形で、発電事業者、アグリゲーター、需要家が連携し、自立化を目指す。

	現状（2024）	2030年	2035年
太陽電池パネル変換効率	22%	26%	28%
稼働年数（年）	25年	30年	32.5年
初期費用（DCベース建設費）	15万円/kWh	12万円/kWh	11万円/kWh
維持管理費（円/kWh）	3.0円/kWh	2.8円/kWh	2.6円/kWh
発電単価LCOE（円/kWh） トップランナー（上位5%～10%）	9円/kWh	7円/kWh	6円/kWh
発電単価LCOE（円/kWh） 平均（事業用全体の平均）	12円/kWh	9円/kWh	7.5～8円/kWh
売電単価（卸電力価格相当）※1	7.0～9.0円/kWh	5.9円/kWh	5.4円/kWh
環境価値（カーボン価格）※1	0.4円/kWh	5.6円/kWh	6.4円/kWh
事業収入単価（売電単価と環境価値の合計）	7.4～9.4円/kWh	11.5円/kWh	11.8円/kWh

※1：JPEA PV OUTLOOK 2050のオフサイト型的前提条件より。IEA/World Energy Outlook 2023のAPSシナリオの想定値より算出。
 なお、太陽光発電の昼の時間帯のキャプチャープライス（2030年以降は平均卸価格の約0.93～0.8）を売電単価に反映している。

コスト競争力の向上に向けて 事業用太陽光 (事業者による取組み)

コスト競争力の向上に向けて：初期費用（Capex）の低減

項 目	内 容	現状（2025年）	2030年	2035年
初期費用総額	DCベース建設費	14万円/kW	12万円/kW (2025年比86%)	11万円/kW (2025年比78%)
パネルメーカーによるコスト低減（DC容量当たりのパネルコスト）	現状は需要を大幅に上回る製造能力があり、当面の間、パネルの国際価格は低迷したままと想定。2030年以降は、技術革新によるコスト低減がインフレ圧力を上回る？	国際価格は0.1USD/W程度で低迷。	今後数年間は0.1USD/W程度で低迷？。その後、インフレ圧力による上昇は、技術革新で打ち消され現状レベル。	インフレ圧力による上昇を、技術革新によるコスト低減が上回り、0.1USD/Wより若干下がる。
パネルメーカーによる変換効率の向上	パネル変換効率の向上により、DC容量当たりの設置面積が低減。→基礎・架台の資材・工事費の低減も可能	23%	26% (設置面積が現状の88%)	28% (設置面積が現状の82%)
発電事業者・EPCによる工事費削減	変換効率が向上したパネルを活用し、架台等の資機材と工事費を削減。工事の標準化・効率化による削減		現状比必要設置面積88%を最大限活用。工事の標準化・効率化推進。	現状比必要設置面積82%を最大限活用。工事の標準化・効率化推進
資機材の標準化による費用低減	パネルの大きさや、架台等の製品規格等の標準化、水上設置PVの普及拡大によるフロートのコスト低減等	架台に関しては検討中。	パネルの標準化の検討が海外メーカを含め進められる。	パネルの標準化、架台の規格化が進展（要確認）。
その他、発電事業者・EPCによるコスト低減	資機材の調達方法見直し外注サービスの一部内製化	トッランナー（全体の1割程度）を中心に資機材の調達方法の見直し（複数発電所一括発注等）、並び外注サービスの一部内製化が進展	全体の2割～3割程度が資機材の調達方法見直し（複数発電所一括発注等）、並び外注サービスの一部内製化が実現。	全体の5割程度の事業者が資機材の調達方法見直し（複数発電所一括発注等）、並び外注サービスの一部内製化を実現。

■ インフレによる資機材や人件費等の上昇を上回る費用低減をどう実現するかが最大の課題。

コスト競争力の向上に向けて：発電量の最大化（長期安定稼働等）

項 目		現状（2025年）	2030年	2035年
パネルメーカーによる長期信頼性の向上	ダブルガラス（両面受光）の採用等によるパネル寿命（保証期間）の長期化	メーカーによる保証期間 30年の製品が出始めている。	メーカーによる保証期間 30年が一般的に。 →稼働年数30年が可能に	メーカーによる保証期間 35年の製品が出始める。 →稼働年数30年超が可能に
	パネルの経年劣化（劣化係数）の低減によってライフサイクルの発電量が増加。	劣化係数 0.5%/年（確認中）	劣化係数 0.4%/年（確認中）	劣化係数 0.35%/年（確認中）
発電事業者・O&M事業者による稼働年数の長期化	パネルの長寿命化（保証期間長期化）を生かした稼働年数の最大化	現状 25年（程度）	30年（程度）	30年超（32.5年？）
発電事業者による両面受光パネルの特性最大化	雪面の反射光等を活用することで両面受光パネルの発電量を最大化	両面受光パネルの特性活用型発電所の比率 5%未滿。	両面受光パネルの特性活用型発電所の比率 3割程度。	両面受光パネルの特性活用型発電所の比率 5割程度。
PSCメーカーによる変換効率向上による発電量増加	PCSのDC→ACの変換効率の向上により春電量が増加。	変換効率 96%（確認中）	変換効率 97%（確認中）	変換効率 97.5%（確認中）
発電事業者・O&M事業者による発電ロス低減	遠隔監視により発電量の低下を直ちに察知し、タイムリーに対策を講ずることで発電量の最大化を図る	（定量化困難？）	（定量化困難？）	（定量化困難？）

- **長期安定稼働や反射光の活用、ロスの低減により発電量を最大化することで、結果的に発電単価の低減を図る。**

コスト競争力の向上に向けて：維持管理費の低減

項 目		現状（2025年）	2030年	2035年
維持管理費	円/kWh	3.0円/kWh	2.8円/kWh	2.6円/kWh
発電事業者・O&M事業者によるスマートO&M	スマート化/遠隔監視による人件費削減	大規模な発電所では導入が進んでいるが、中小規模の発電所では進んでいない。	デジタル化、オンライン化の進展に伴い、中規模の発電所にも一定程度導入が進展。	デジタル化、オンライン化の進展に伴い、小規模の発電所にも一定程度導入が進展。
発電事業者・O&M事業者による集約化	複数の中小の発電所を地域単位で集約し効率化	集約化は進んでいない。	適格事業者等による事業集約が一定程度進展。	適格事業者等による事業集約が進展。
保険料高騰への対応・取組み	頻発するケーブル盗難、並びに自然災害等の影響による保険料高騰（2倍等）への対策が不可欠	盗難対策・保険引き受け正常化TFの成果物のアップデート等により対策の道筋を整備。	ケーブル盗難の件数減少等により、保険高騰への影響が低減。	ケーブル盗難及び自然災害への対策が進展し、保険料の高騰が落ち着く。
ケーブル盗難対策の追加費用低減	ケーブル盗難対策が不可欠な状況下、如何に低コストで対策を実施するか。	ケーブル盗難対策実施に伴い設備費の上昇が避けられない状況。	ケーブル盗難対策ベストプラクティス共有によりコスト上昇を抑制。	同左。
資金調達コストの上昇への対応	金利上昇に伴う資金調達コスト上昇への対応。	金利上昇に伴う資金調達コストが上昇基調	価値創出と収入の最大化によりキャッシュフローを改善（借入期間短縮）	同左。

- 「インフレによる人件費の上昇」や「保険料の高騰」、「調達資金コストの上昇」の影響を抑えて、如何に維持管理費の低減を実現するかが最大の課題。

競争力の向上に向けて：価値創出と収入の最大化（カーボン価格を除く）



項 目		現状（2025年）	2030年	2035年
両面受光パネルの導入等により朝晩の発電量増加	両面受光型（ダブルガラス）パネルの垂直設置等により出力抑制の低減と朝晩の発電量を増やし売電収入を最大化	垂直設置太陽光の普及はこれから	地上設置PVの10％は垂直設置太陽光に	地上設置PVの30％は垂直設置太陽光に
容量市場への参画	非FIT/ 非FIPのみ参画が可能	参画はほぼゼロ	非FIT/非FIP案件の増加に伴い、一部案件による参画が始まる。	非FIT/非FIP案件が増加し、本格的な参画が始まる。
需給調整市場への参画	FIP電源及び非FIT/非FIP	現状ではゼロ	今後の課題	今後の課題
需要家との連携拡大	需要家によるPPA活用拡大による収入安定化	FIP加速化のロードマップと共通	FIP加速化のロードマップと共通	FIP加速化のロードマップと共通

■ 垂直設置PVによる出力制御量低減と売電収入増や、容量市場・需給調整市場への参画による市場統合を進め収入最大化を如何に実現していくかが課題。

事業予見性確保に向けて

- 以下の環境変化に対応して、事業予見性を損なわない調達価格・基準価格の在り方について再考が必要ではないか。
 - インフレ無し（0%）の時代からインフレ有り（2～3%）の時代へ
 - ゼロ金利政策からの転換＝金利1%超（？）の時代へ突入
 - GX推進のための政策ツールとしての「カーボンプライスの導入」

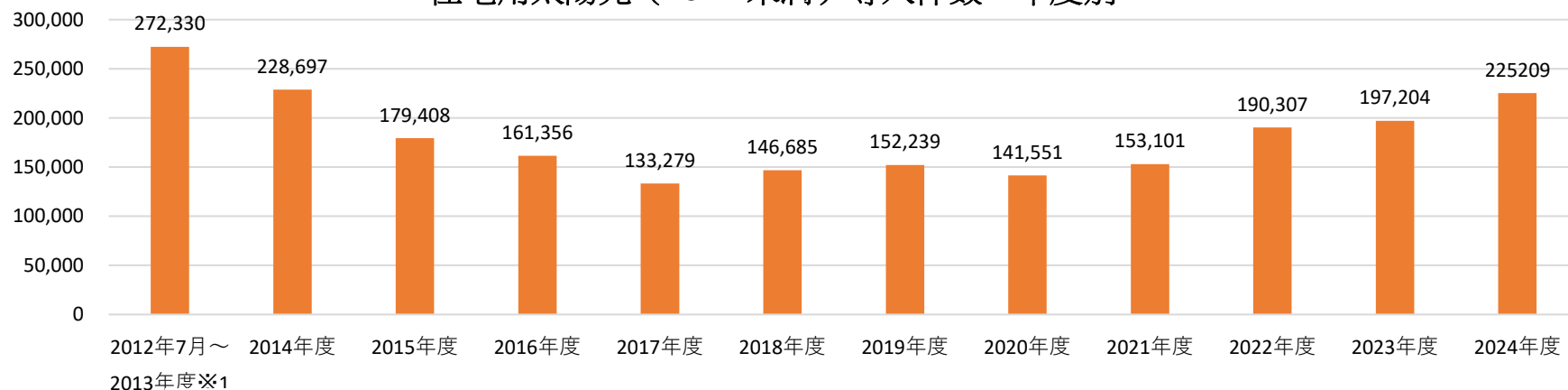
算定の前提として考慮される事項	従来の調達価格・基準価格	今後のあるべき調達価格・基準価格と課題
価格目標	自立化を前提とした目標価格。実績としてのインフレについては一定程度考慮。	将来の価格目標に関しては、実質か名目かをお示し頂きたい。（例：インフレ率3%の場合、2028年における実質価格8.41円/kWhは、名目で9.19円/kWh）
環境価値（カーボンプライス）	現状の環境価値の水準を踏まえて設定されているが、買取期間である20年先までの水準は考慮されていない。	今後カーボンプライスの導入が進み、将来環境価値が大きく上昇しても、調達価格・基準価格は20年間固定されて変わらない。将来、環境価値が大きく上昇した場合には、一度設定された調達価格・基準価格を見直すことも検討願いたい。
利益相当分（資金調達金利を含む）	低金利及びインフレ無しを前提にIRR4%に設定	上昇基調にある調達金利の実勢を踏まえて、設定すべきIRRのレベルを適宜見直すことをお願いしたい。

以下 参考資料

《参考》住宅用太陽光：増加に転じたが目標達成には追加対策が必要

- 10kW未満の住宅用太陽光の導入件数は、**2024年度**は前年度より増加し**約22.5万件**であった。
- 増加の要因は、**燃料価格の高騰と円安で上昇した電気料金**に対して**自家消費メリットが高まった**為と考えられるが、この**傾向が継続するかどうかは不透明**であり、**新築住宅の着工件数は今後減少の見込み**である。
- **2030年迄に新築住宅の6割に設置**するという国の目標達成にはさらなる対策が必要。
- また、全体の導入量を増やす観点から、**既存住宅への導入策も重要**だと考える。

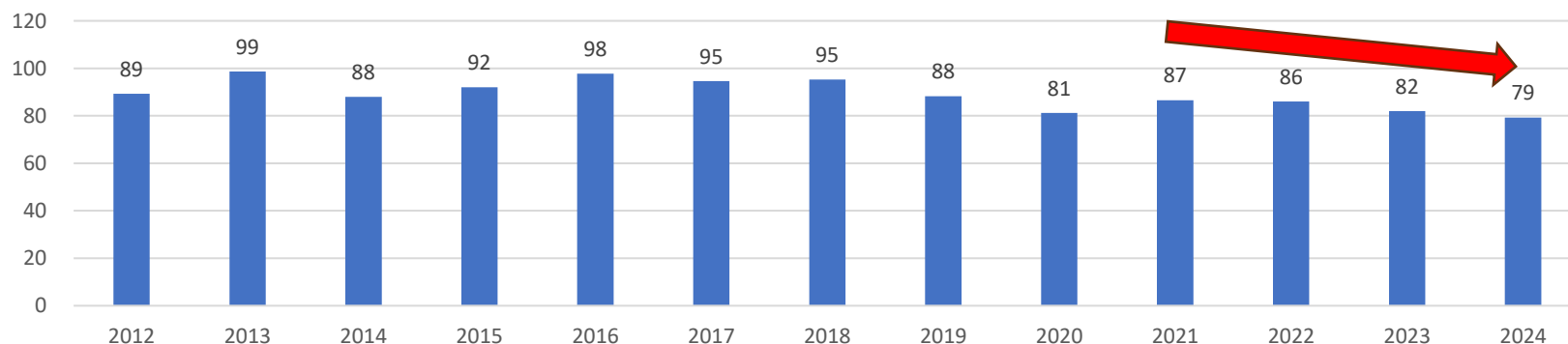
住宅用太陽光（10kW未満）導入件数 年度別



※1：2012年7月～2013年の年間平均導入件数

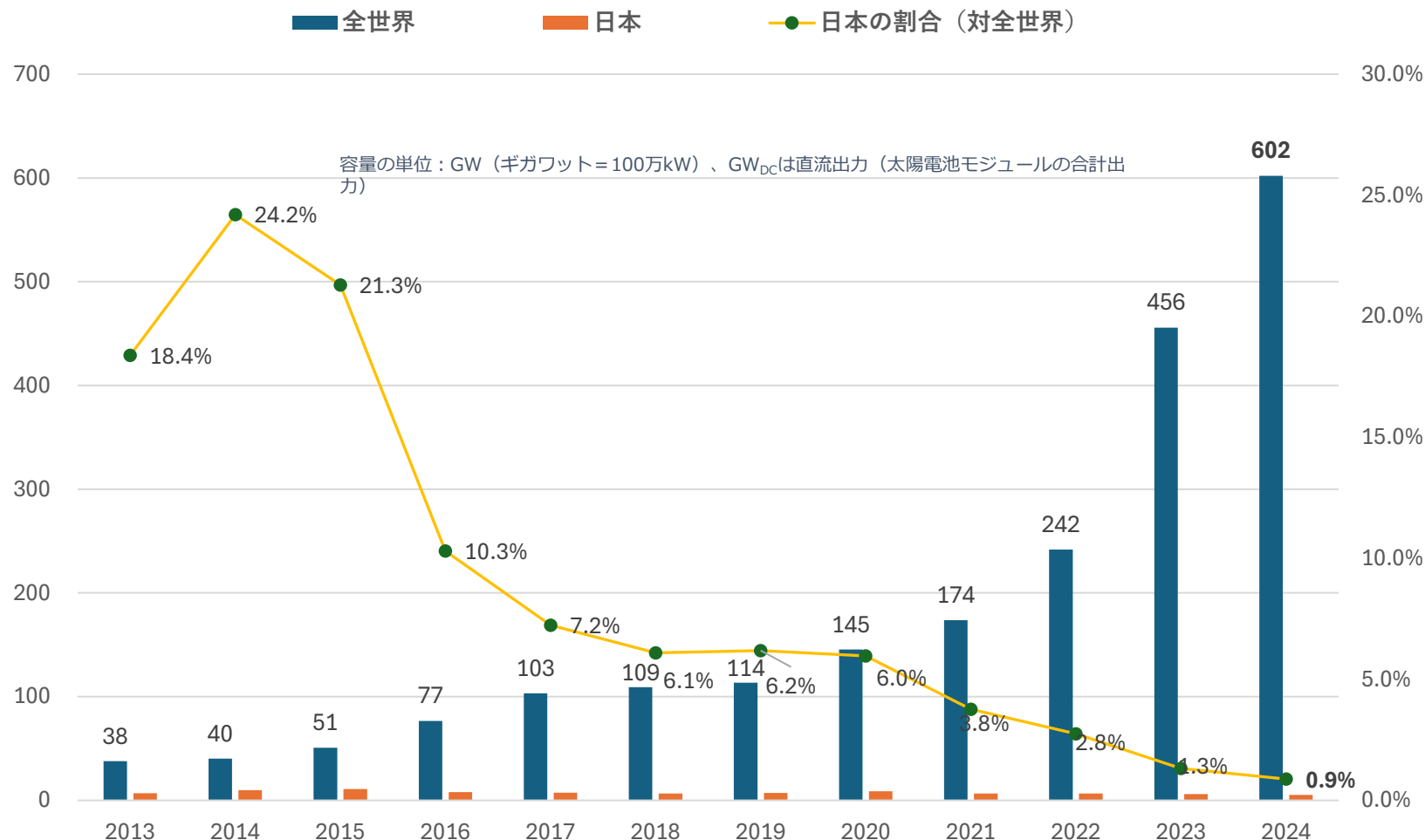
新設住宅着工件数（万件）

出所：国土交通省「住宅着工統計」



- 2024年の新規導入量は約**602GW_{DC}**、2014年からの10年間で**15倍**に急拡大（IEA-PVPS）
- 一方、日本の新規導入量は減少傾向にあり、2024年は世界の**0.9%**程度（JPEA推定）に低下

新規導入量 世界と日本（年間・GW_{DC}） IEA-PVPSより



参考：ドイツのFIT/FIP

容量		余剰電力のみ	全量売電
10kW未満 FIT	屋根設置型	7.86ユーロセント/kWh	12.47ユーロセント/kWh
10～40kW未満 FIT		6.8ユーロセント/kWh	10.45ユーロセント/kWh
40～100kW		5.56ユーロセント/kWh	10.45ユーロセント/kWh
1,000kW未満FIP	屋根設置型	5.96～8.26ユーロセント/kWh	7.78～12.87ユーロセント

https://www.jpea.gr.jp/feature/jp_pc/report_r5/

太陽光発電を用いたオフサイトPPA の普及に向けた提言

報告書

2025年3月

 太陽光発電協会
Japan Photovoltaic Energy Association

一般社団法人 太陽光発電協会



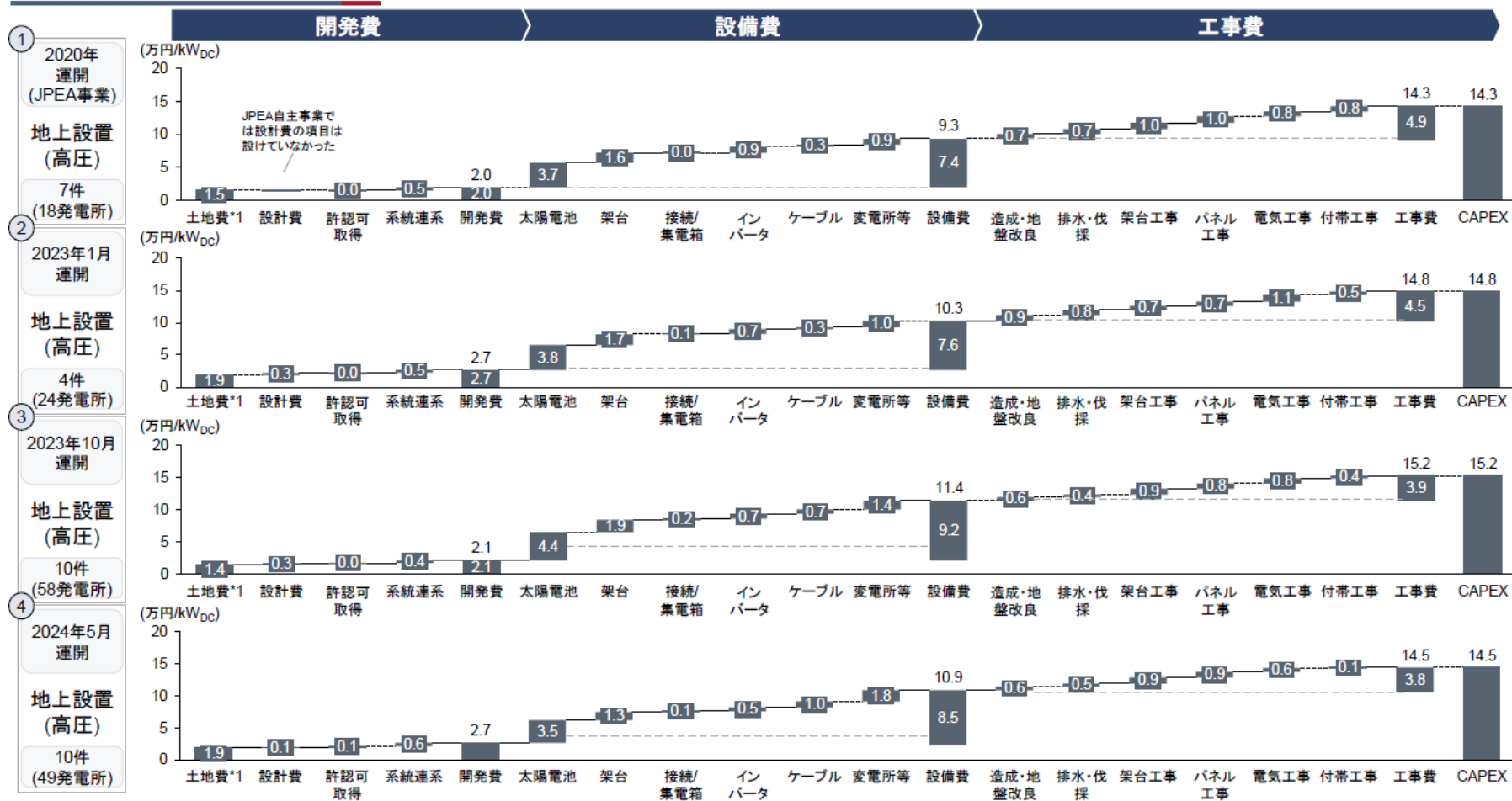
EPI CONSULTING

EPIコンサルティング合同会社

1. コスト

CAPEX内訳では 設備費の占める割合が高いが 2024年運開の発電所は8.5万円/kW_{DC}と 2023年10月運開の発電所の9.2万円/kW_{DC}と比べて 設備費が7.7%程度減少している

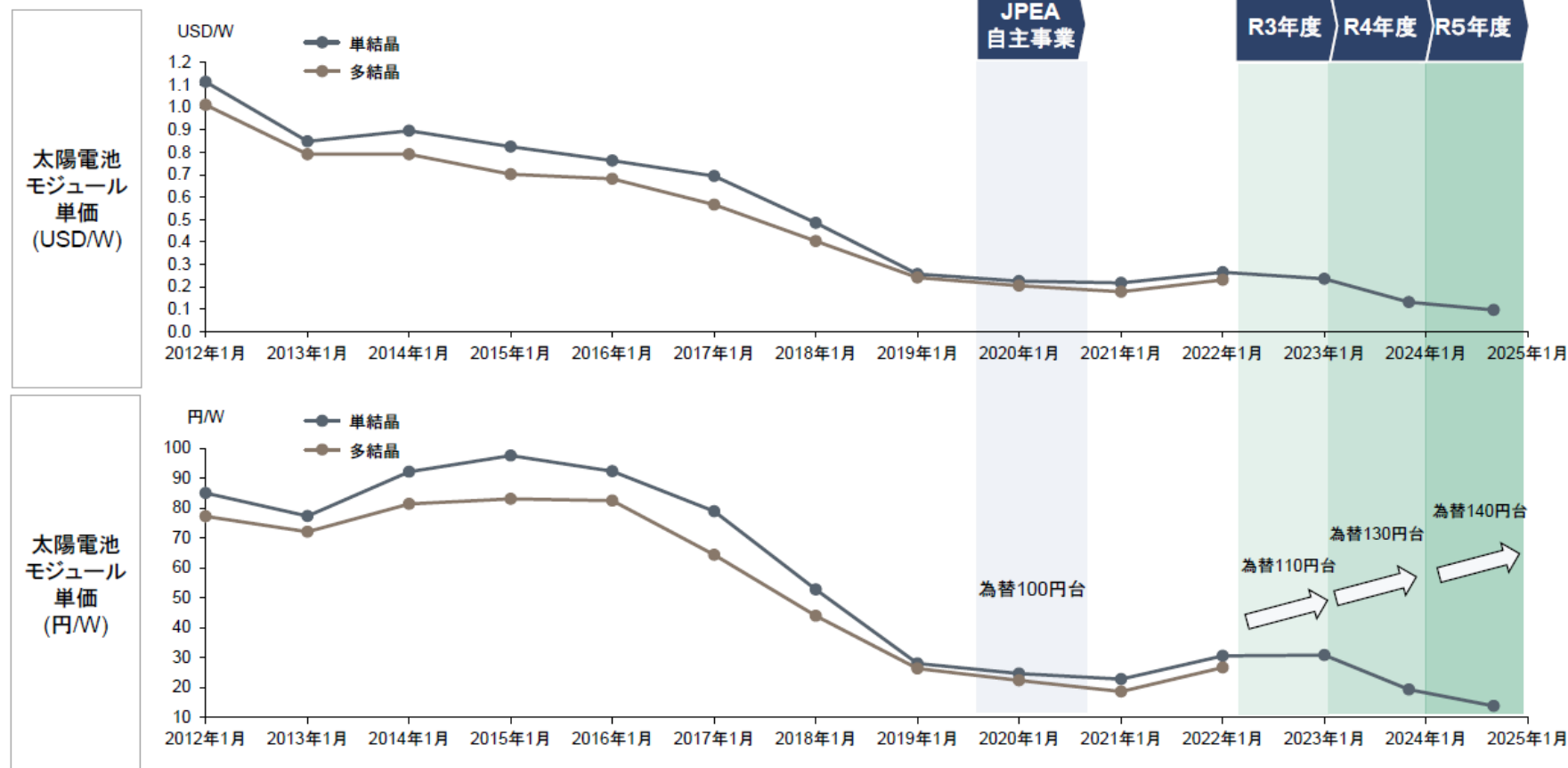
○ CAPEX内訳比較 (1/2)



1. コスト

【参考】太陽電池モジュールの単価はドルベースでは低下しており
円安環境下においても円換算単価も低下しつつある

A 太陽電池モジュールの単価推移*



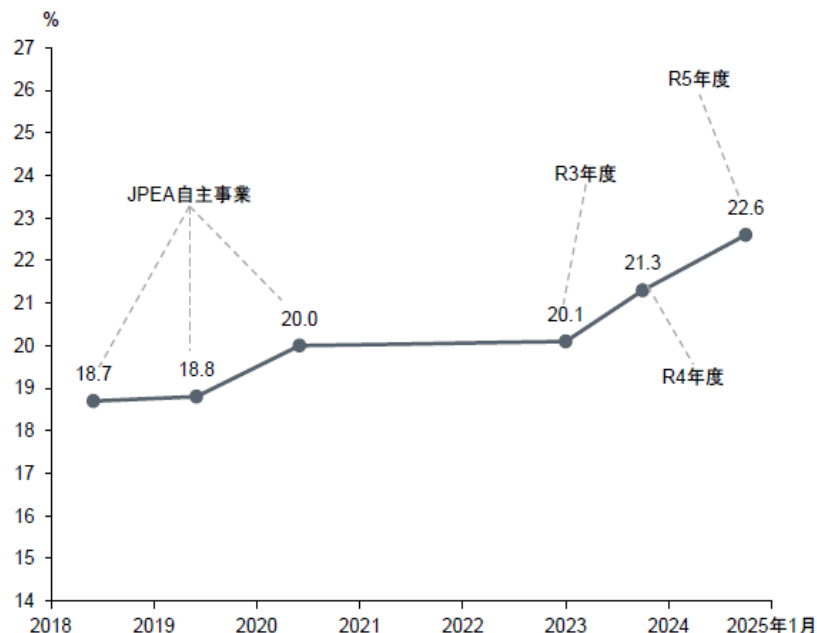
*「太陽光発電について」2023年12月 資源エネルギー庁の資料より抜粋。IMFより毎年1月のUSD/JPYレートを適用した。

1. コスト

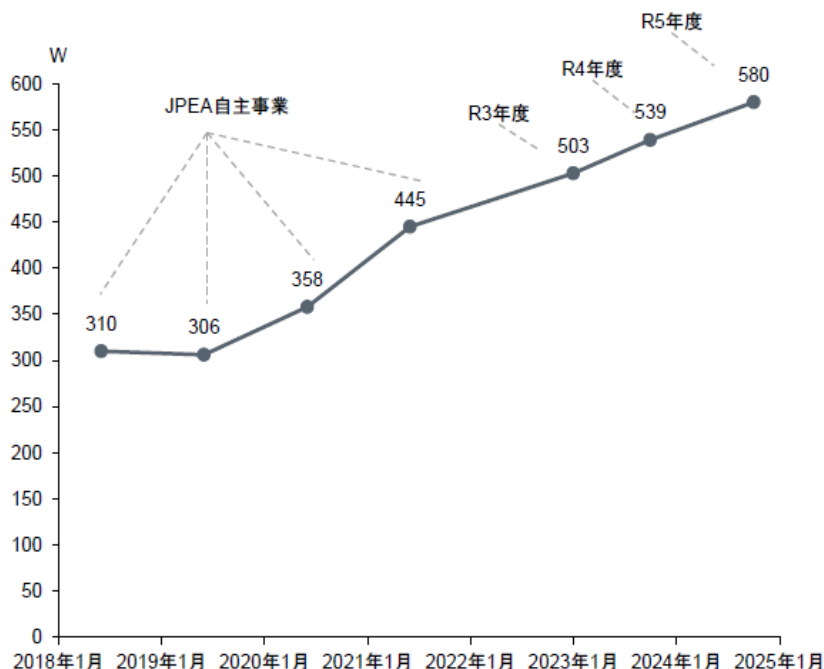
【参考】太陽電池モジュールの変換効率は22.6%まで向上しており
1枚あたりの出力は580Wまで増加している

○ 太陽電池モジュールの変換効率・出力増加の推移*

② 太陽電池モジュールの変換効率



③ 太陽電池モジュールの出力

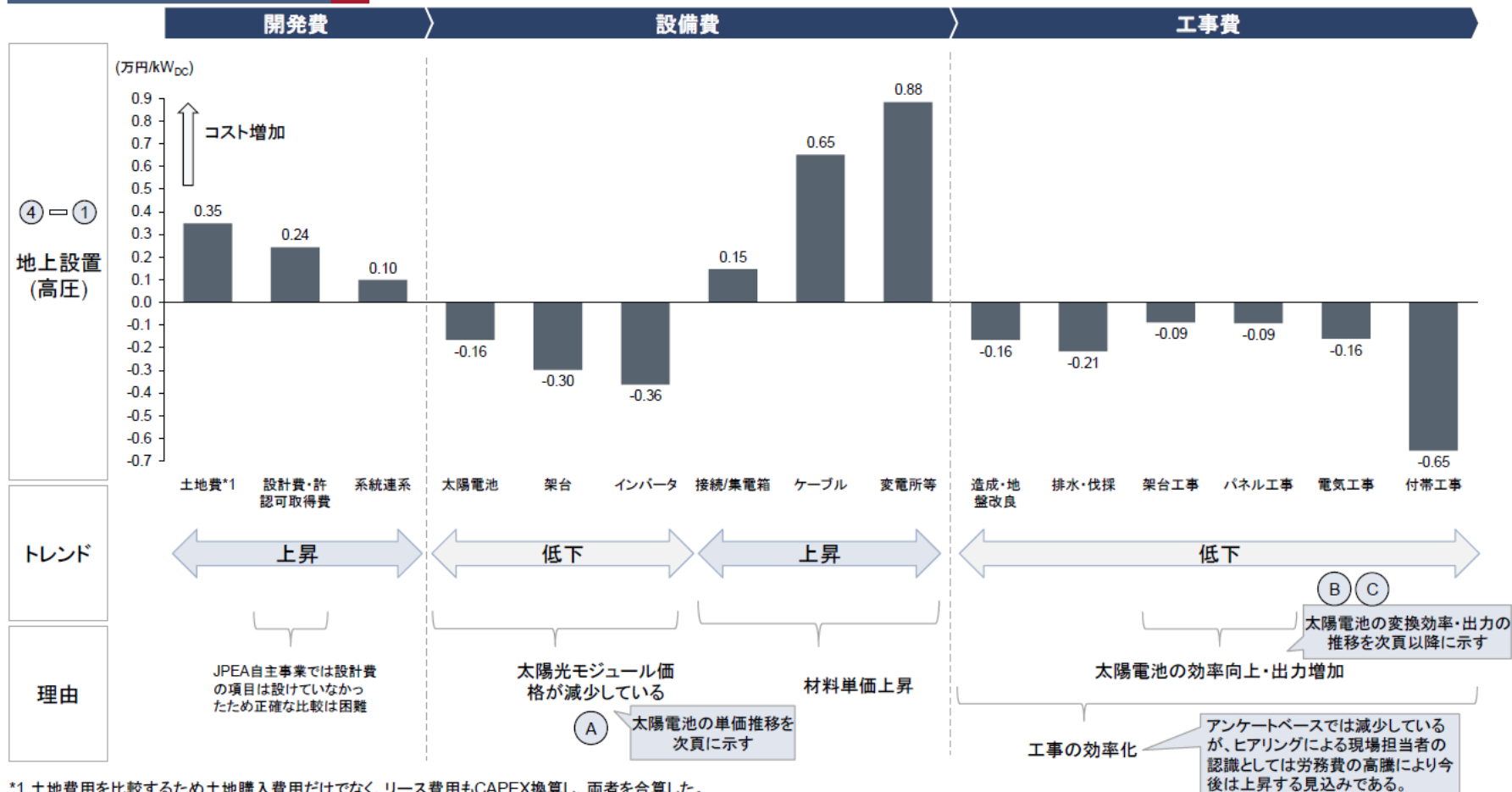


* JPEA自主事業はJPEA会員企業へのアンケート、R3年度・R4年度はMETI補助事業の申請データより分析した。

1. コスト

2020年から2024年にかけて 工事の効率化が進み工事費は低下したが
材料単価上昇及び円安により設備費が増加した

○ CAPEX内訳の増減 (2020年運開のJPEA事業と2024年のR5年度事業の比較)



*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。

1. コスト

JPEA自主事業及び令和3年度・令和4年度・令和5年度「需要家主導による太陽光発電導入促進補助金」の補助事業に関して アンケートやヒアリングを通じ 太陽光発電のコストを分析した

○ 調査対象の発電所

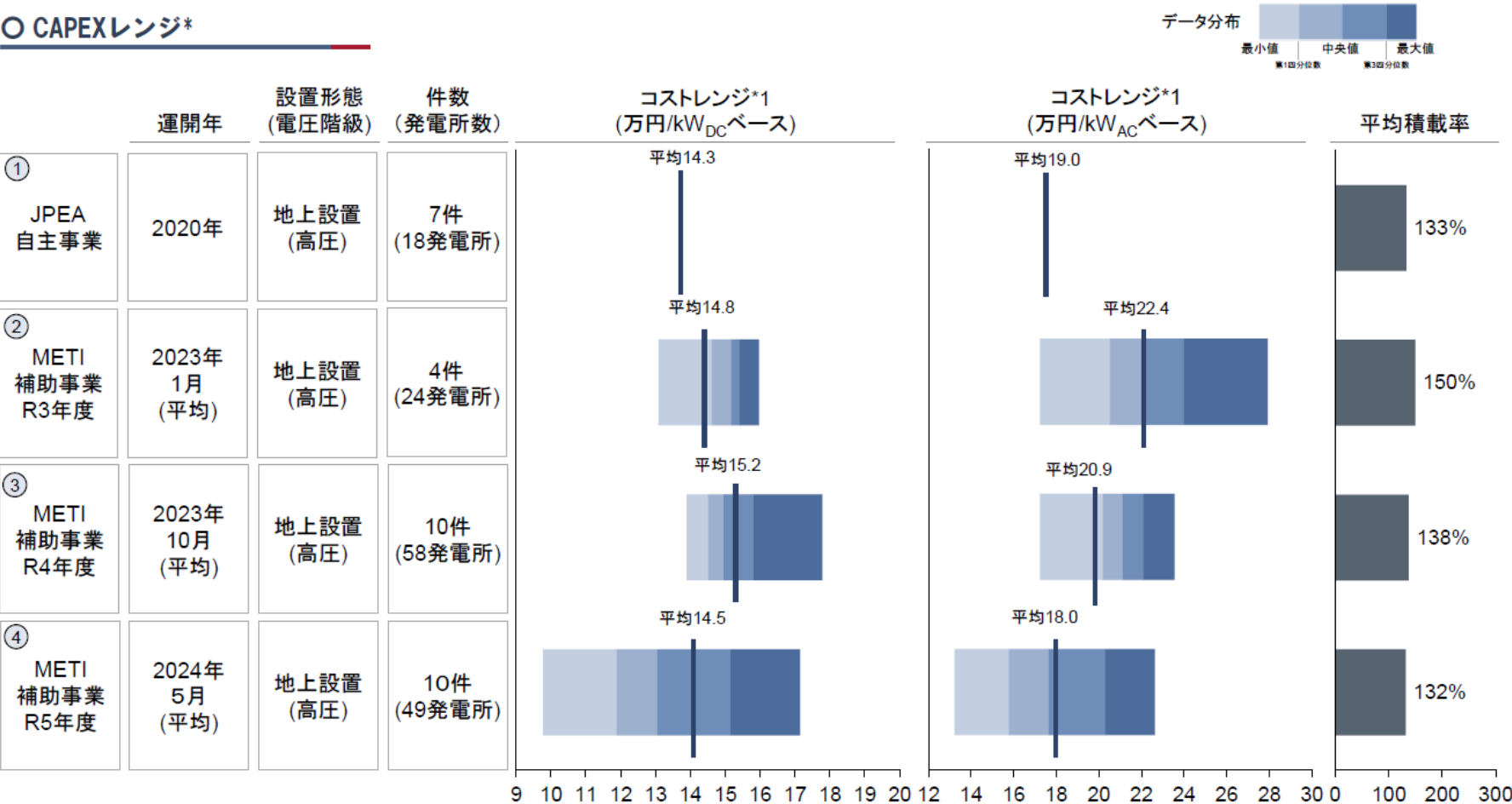
	件数	取得情報	電圧階級	設置形態
①		CAPEX・LCOE内訳分析	特高 高圧	地上設置
JPEA自主事業 (2020年運開*1)	21件	21 5 16 アンケート及びヒアリング実施 アンケート実施 CAPEX・LCOE内訳分析 CAPEXレンジ分析	14 7	21
②		CAPEX・LCOE内訳分析 CAPEXレンジ分析	高圧 高圧・低圧混在 低圧	地上設置 営農型等 水上
METI補助事業R3年度 (2023年1月運開*2)	18件 132MW _{DC} 84MW _{AC}	10 8 8 2 8 アンケート及びヒアリング実施 申請書データ使用 CAPEX・LCOE内訳分析 CAPEXレンジ分析	7 7 4	15 2 1
③		CAPEX・LCOE内訳分析 CAPEXレンジ分析	特高 高圧 高圧・低圧混在	地上設置 営農型等 水上 屋根置き
METI補助事業R4年度 (2023年10月運開*3)	27件 176MW _{DC} 127MW _{AC}	20 7 15 5 7 アンケート及び アンケート実施 申請書データ使用 ヒアリング実施 CAPEX・LCOE内訳分析 CAPEXレンジ分析	1 15 11	22 3 11
④		CAPEX・LCOE内訳分析 CAPEXレンジ分析	高圧 高圧・低圧混在	地上設置 営農型等 水上 屋根置き
METI補助事業R5年度 (2024年5月運開)	22件 131MW _{DC} 82MW _{AC}	15 7 15 7 アンケート実施 申請書データ使用	19 3	16 3 2 2* *事業者が、水上型と屋根上型双方を有するため23件となっている

*1 JPEA自主事業は「太陽光発電コスト低減可能性調査」のデータを対象とした。*2 METI補助事業は令和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」を対象とした。2023年1月はR3年度の平均運開年であり、実際には2022年2月から2023年2月と幅がある。*3 METI補助事業は令和4年度予算「需要家主導による太陽光発電導入促進補助金」及び令和4年度第2次補正予算「需要家主導型太陽光発電導入促進補助金」の補助事業を対象とした。2023年10月はR4年度の平均運開年であり、実際には2023年2月から2024年2月と幅がある。

1. コスト

高圧のCAPEX平均値は14.5万円/kW_{DC} であり 2023年10月運開に比べてkW_{DC}ベースもkW_{AC}ベースにおいても減少し 稼働率も減少した

○ CAPEXレンジ*



*前頁の取得データのうち、地上設置かつ高圧の発電所を有するアンケート回答者を対象にコスト分析を行った。
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4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。

1. コスト

**CAPEXが微減した背景には円安が緩和されたことや
パネルの高効率化 事業者のコスト削減努力が寄与している**

○ CAPEX内訳比較（2/2）

CAPEXの増減理由



発電事業者

- 2022年から2023年にかけて、ロシアによるウクライナ侵攻をはじめとする紛争の影響で、材料費、燃料費、電気代等が値上がりし、太陽電池、架台、ケーブル、半導体の単価が上昇した。
- 特に、太陽電池の材料であるシリコンウェハー、架台に使用される鋼材やアルミ、ケーブルの材料である銅、PCSに使用されるスイッチングデバイス等の半導体の価格が上昇した影響を受けた。



発電事業者

- 2022年から2023年にかけて円安が進んだことで、輸入品である太陽電池や架台のコストが増加した。
- 2024年にかけても円安は進んだものの、ドル建ての価格が低下したことで円換算では僅かに減少した。
- 太陽電池とアルミ架台は主に中国から輸入しておりドルで支払いするのが通常で、アルミ架台であれば中国から輸入することもあり、太陽電池と同じくドルでの支払いとなる。
- 2022年はUSD/JPYは130円代前半であったが、2023年には140円代前半となり、為替で7-8%ほど値上がりしている。



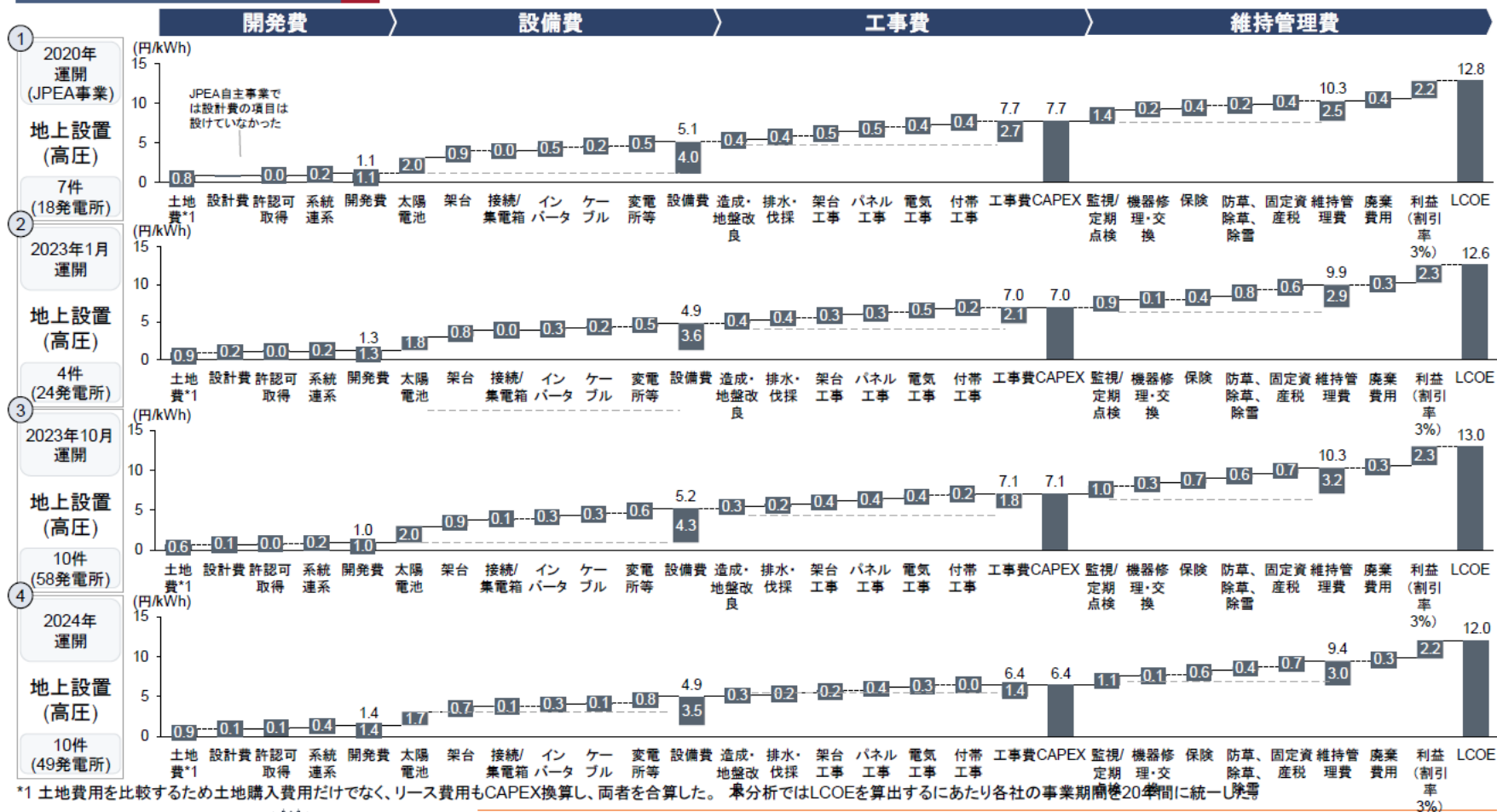
発電事業者

- パネル一枚当たりが大型化かつ高効率化しているので、同じ容量であれば施工面積が小さくなる。その分工事費は下がっている。
- 発注の際に発電所ごとに資材を発注せず、半年ごとなど期間で一括発注することでコスト削減する工夫をしている。
- 内製化を進めている。その際、全プロセスを内製化するのではなく、設計や監督機能などを中心に内製化している。

1. コスト

2020年運開の発電所のLCOEは12.8円/kWhであったが
主に設備費・維持管理費が増加したことで 2024年運開の発電所は12.0円/kWhに減少した

○ LCOE内訳比較 (発電コスト検証WGグループの算出方法に準拠：政策経費無しの場合)



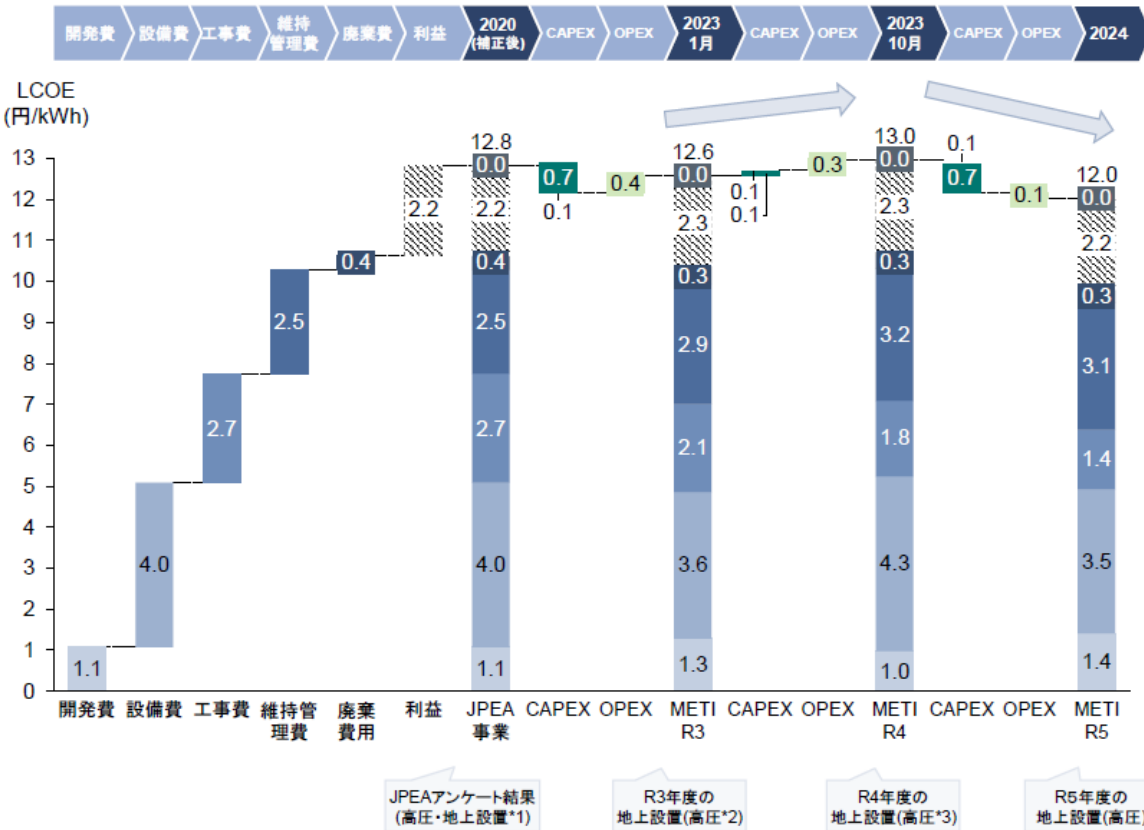
1. コスト

発電原価は近年ではインフレ・円安により上昇傾向にあったが 本年度では減少に転じたものの 2030年のコスト目標とは一定の乖離がみられ 一層のコスト削減が必要である

○ LCOEの推移

利益(割引率3%) 廃棄費用 維持管理費 工事費 設備費 開発費 CAPEX OPEX

LCOE比較



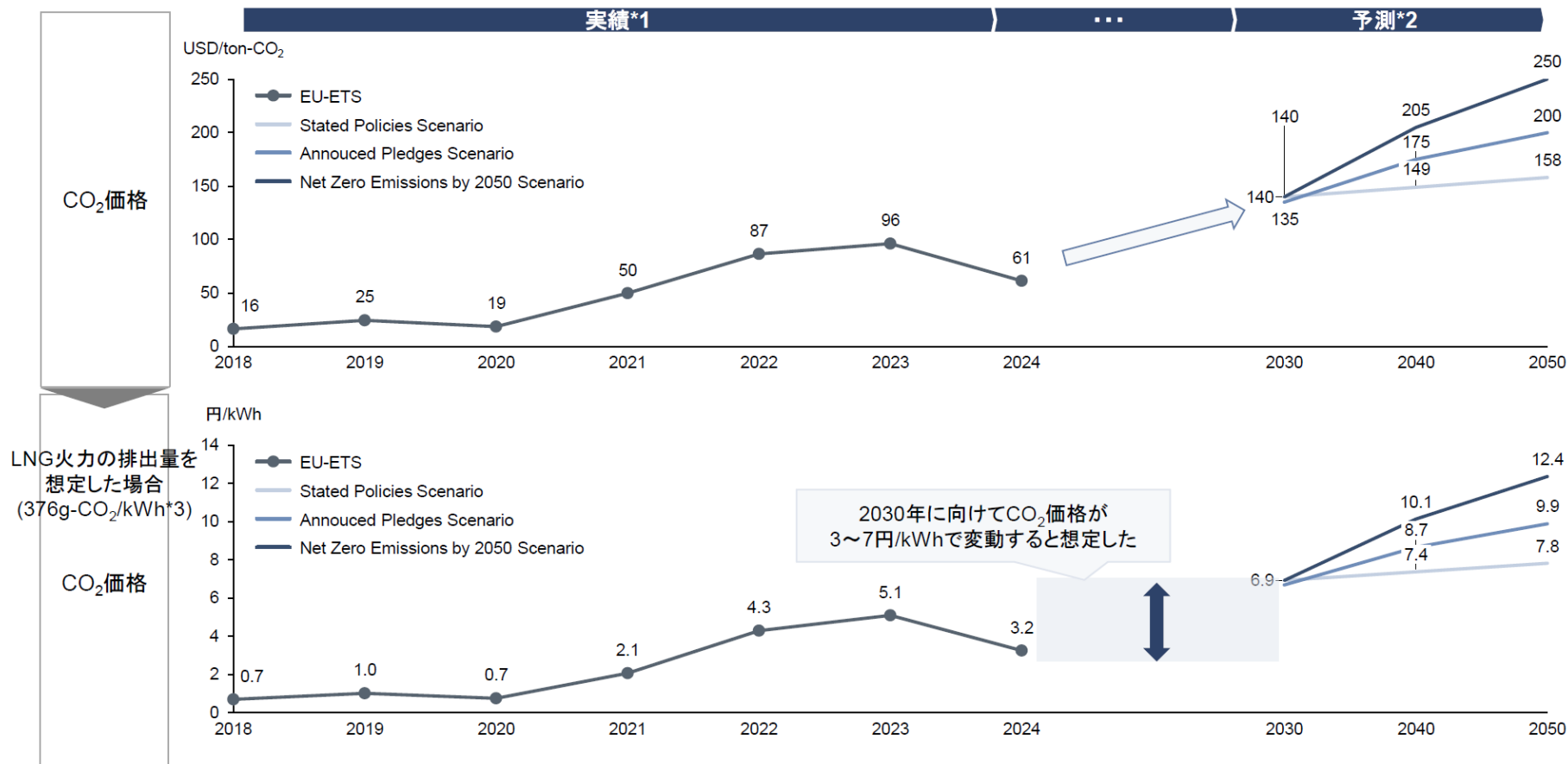
費目	2020年 日本	2024年 日本①	2020年 ドイツ②	差分 (①-②)	備考
利益 (割引率3%)	2.2	2.2	-	2.2	-
廃棄費用	0.4	0.3	-	0.3	-
維持管理費	2.5	3.1	2.5	0.6	保安費、雑 草対策、保 険料が安価
工事費	2.7	1.4	0.5	1.3	工期短縮、 効率化、 分割発注
設備費	4.0	3.5	2.6	0.5	直接調達、 大型モデル 採用
開発費	1.1	1.4	0.3	0.7	土地が安 価
Total	12.8	11.9	5.9	6.0	運転期間 が長い

*1 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年に運用した高圧山林の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。当該報告書とLCOE算出方法が異なるため、値は一致しない。 *2 METI補助事業は令和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」を対象とした。2023年1月はR3年度の平均運用年であり、実際には2022年2月から2023年2月と幅がある。 *3 METI補助事業は令和4年度予算「需要家主導による太陽光発電導入促進補助金」及び令和4年度第2次補正予算「需要家主導型太陽光発電導入促進補助金」の補助事業を対象とした。2023年10月はR4年度の平均運用年であり、実際には2023年2月から2024年2月と幅がある。

2. オフサイトPPAの現状分析

**EU-ETS価格はLNG火力の排出量をベースに換算すると
2030年までは3～7円/kWhで推移するとみられる**

○ CO₂価格（EU-ETSをベースとした実績・予測）



*1: World Bank データを使用。 *2: IEA World Energy Outlook 2024 データの Advanced economies with net zero emissions pledges を使用。 *3: 資源エネルギー庁ウェブサイト「国によって異なる石炭火力発電の利活用」の世界における火力発電のCO₂排出量の比較の図からLNG火力 (GTCC平均) 376g-CO₂/kWhを使用。