

太陽光発電の導入拡大に向けた 課題と規制・制度の改革要望

2024年2月14日

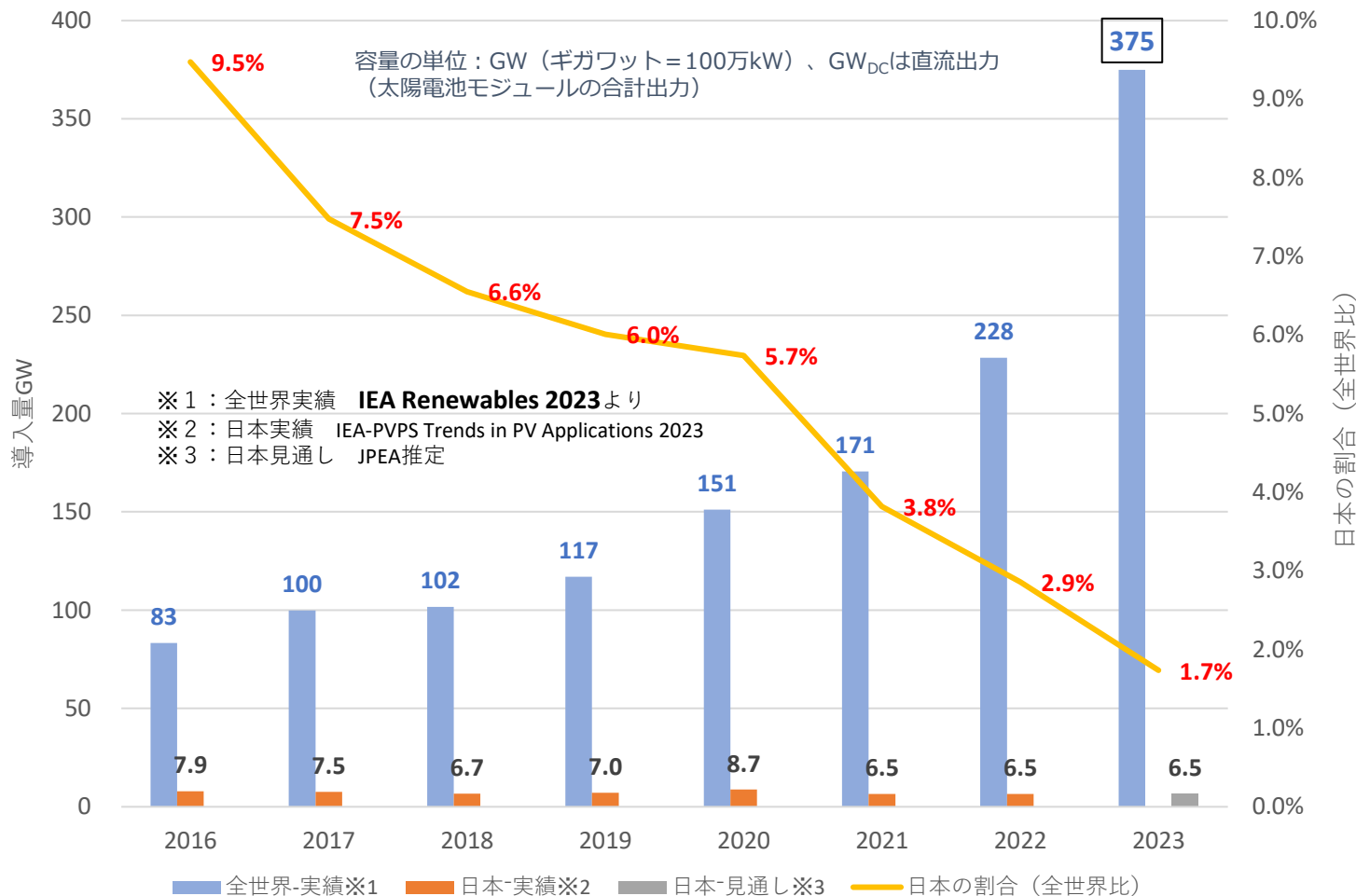
一般社団法人 太陽光発電協会

1. 世界で急拡大を続ける太陽光発電
2. 日本の膨大な太陽光発電導入ポテンシャル
3. 国内の太陽光発電の現状
4. 太陽光発電の導入拡大に向けた課題・チャレンジ
5. 参考資料

1. 世界で急拡大を続ける太陽光発電が国内では導入が低迷

- 2023年の新規導入量は約375GW_{DC}、前年比で64%増と急拡大
- 日本の導入量は減少傾向にあり、世界の1.7%程度に低下

太陽光発電 新規導入量（年間・GW_{DC}）世界と日本



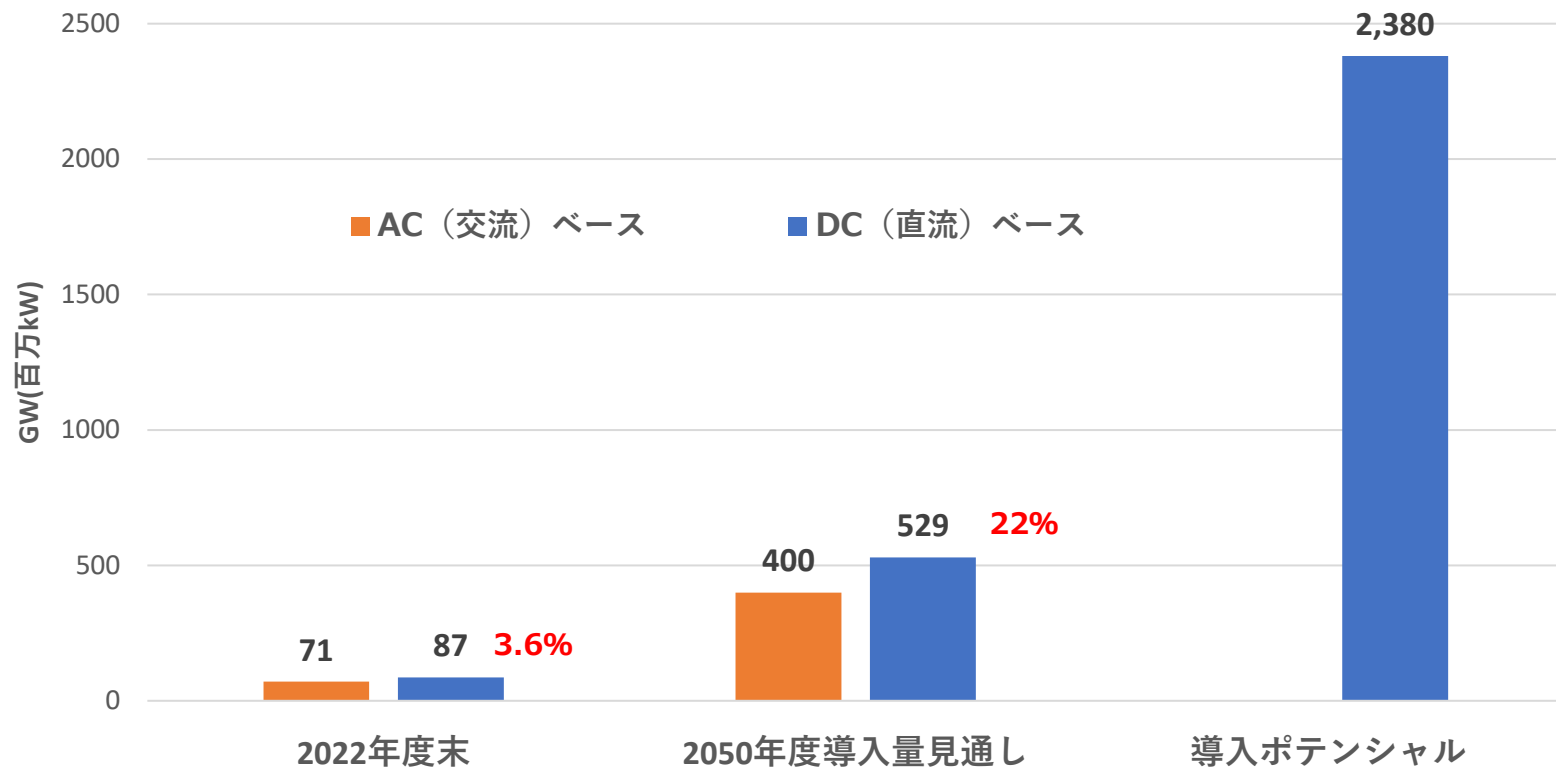
2. 日本の膨大な太陽光発電導入ポテンシャル（JPEA新ビジョン）



- 日本の太陽光発電の導入（技術）ポテンシャルは**2,380GW_{DC}**（国内の電力需要の2.5倍程度賄える規模）
- **2022年度末の導入実績（87GW_{DC}）**は導入ポテンシャルのたった**3.6%**でしかない。
- JPEAの試算では**2050年度までに導入ポテンシャルの22%**に相当する**529GW_{DC}**が経済合理的に導入可能

2023年度版PV OUTLOOK 2050より

導入ポテンシャルと導入量見通しの比較(GW)



※1：JPEA調べ。GW（ギガワット＝100万kW）、GW_{DC}は直流出力（太陽電池モジュールの合計出力）

《参考》 導入ポテンシャルの内訳詳細 (2023年度版PV OUTLOOK 2050より)



■技術ポテンシャル

単位：GW_{DC}

大分類	中分類	今回分析	NEDO	環境省R01 (レベル1)	環境省R01 (レベル2)	環境省R01 (レベル3)	環境省R03
住宅	戸建住宅	201	49	44	121	159	167
	集合住宅	22	42	15	38	47	8
	BIPV (住宅)	17	0	0	0	0	0
非住宅建物	商業系建築物	3	24	1	3	3	0
	公共系建築物	27	9	7	14	15	19
	産業系建築物	37	17	16	23	33	25
	その他建築物	259	0	0	0	0	235
	BIPV (非住宅)	66	0	0	0	0	0
地上設置 (農地除く)	施設用地	17	24	2	17	19	4
	駐車場	12	24	0	0	0	0
	道路関連施設	4	2	0	4	11	0
	空港関連施設	3	2	0	0	0	0
	鉄道関連施設	2	1	0	0	4	0
	公園・山林等	5	0	1	1	2	0
農業関連	耕作地	1,276	381	591	1,183	2,365	771
	荒廃農地	286	34	20	41	82	230
	その他農地	30	22	0	0	0	0
水上関連	水上空間	87	73	1	2	5	4
その他設置形態	EV車両	27	2	0	0	0	0
合計		2,380	706	699	1,447	2,746	1,465

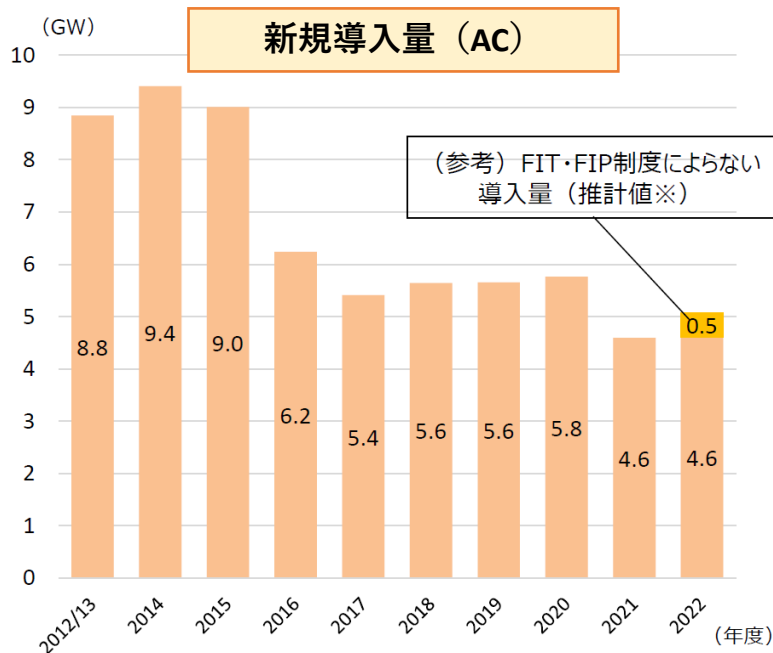
容量の単位：GW（ギガワット＝100万kW）、GW_{DC}は直流出力（太陽電池モジュールの合計出力）

3. 国内の太陽光発電の現状

国内の太陽光発電：新規導入量は下傾トレンドに

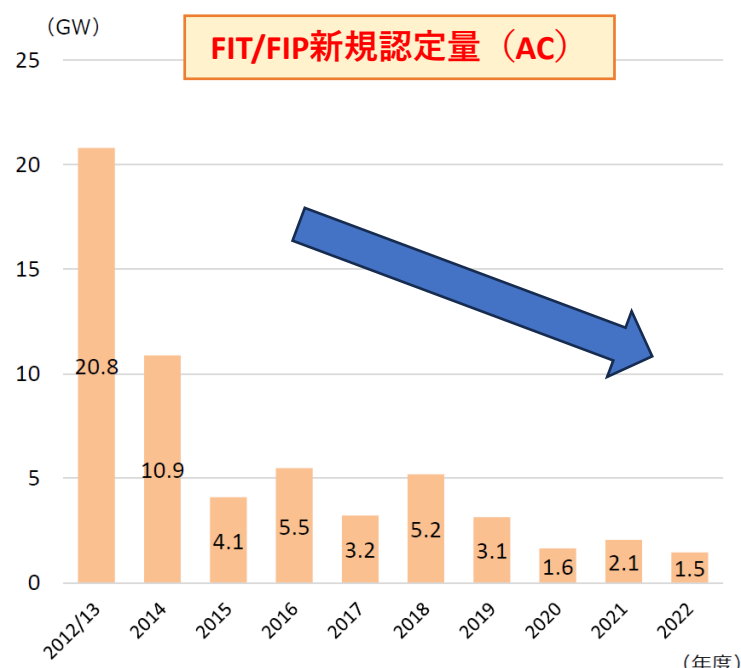
- **新規導入量**は2014年度の**9.4GW***をピークに2017年度以降は**5GW程度**で推移。
- **FIT/FIPの新規認定量**は2015年度以降大幅に減少し、2022年度は**年間1.5GW**に。
- FIT /FIPの新規認定量が大きく減少したにもかかわらず、新規導入量が4.5～5 GW程度で維持できているのは、過去に認定された**未稼働案件**が稼働開始してきたからである。しかしながら、これら**未稼働案件**は年々減少し数年先には無くなるため、このままでは**新規導入量が大きく落ち込むことが懸念**される。
- 国の目標達成には**FIT/FIPの新規認定量の回復**、並びに**FIT/FIPによらない非FIT/非FIPの普及拡大が不可欠**

【太陽光発電の導入量推移】



※：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）

【（参考）太陽光発電の認定量推移】



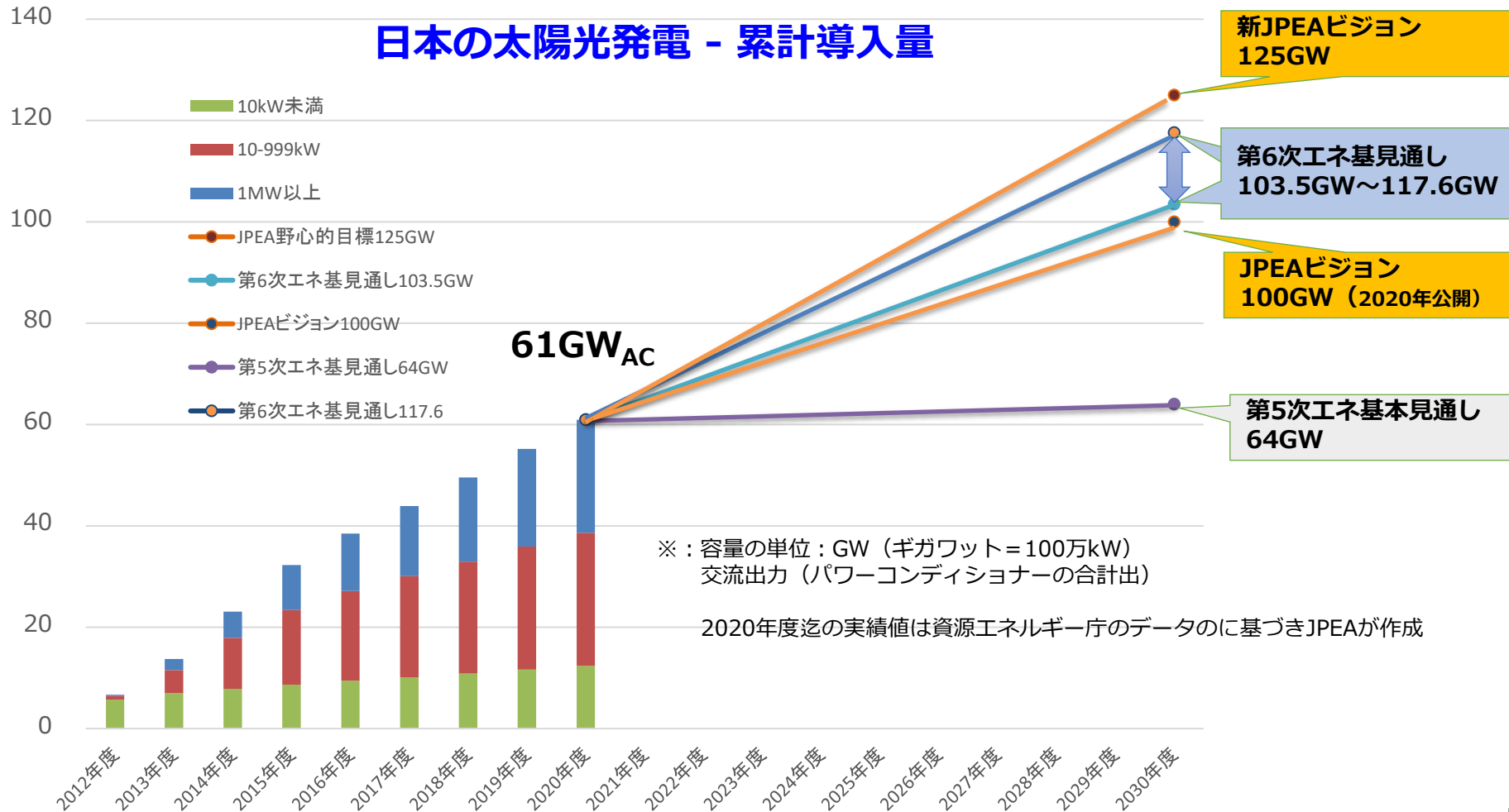
出所：資源エネルギー庁

《参考》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_{AC}**（電源構成の14~16%）
- 2020年度末の累計導入量は約**61GW_{AC}**（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_{AC}から新たな**目標125GW_{AC}**を設定

注釈) GW（ギガワット=100万kW）、GW_{AC}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



現行のトレンド（年間2.2GW程度）が続けば国が掲げる2030年度の導入目標である103.5～117.6GWの達成は困難

1. 太陽光発電の2023年度～2030年度の導入見通し（現行トレンド）

- FIT/FIP新規認定量は2020年度～2023年度平均で1.7GW/年（住宅用が1GW程度）
- 非FIT/非FIP（PPA等）の2022年度の導入量は0.5GW
- 現行のトレンドが続けばFIT/FIP新規認定と非FIT/非FIPを合わせても導入量が2.2GW/年程度に低迷することが懸念される。

2. 国の2030年度の太陽光導入目標達成に必要な年間導入量

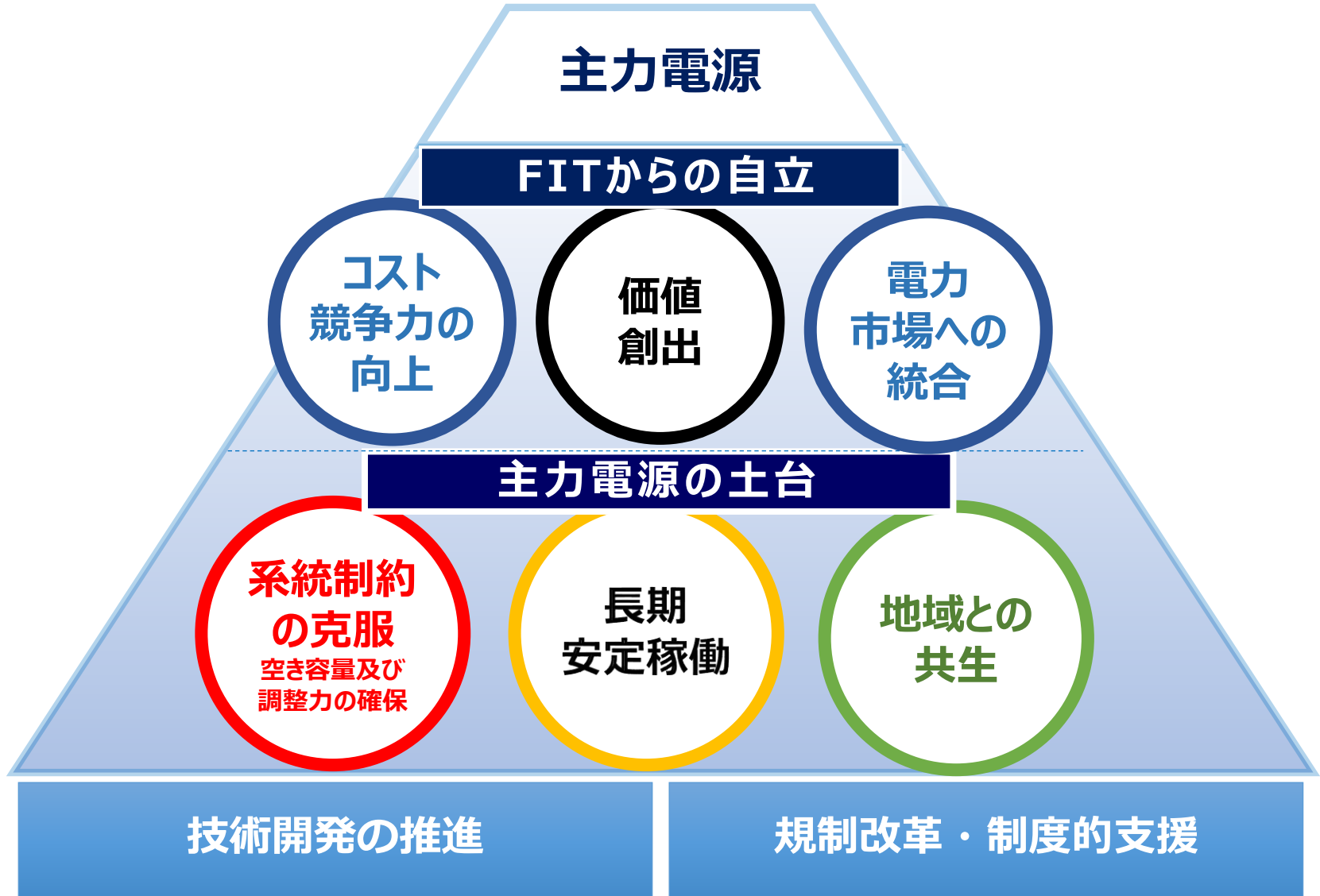
- 2022年度末の太陽光発電導入量 : **70.6GW**（非FIT/非FIPを含む）
- 国の太陽光発電の2030年度導入目標 : **103.5～117.6GW**
- 103.5GW達成に必要な年間導入 : **4.1GW/年**（2023年～2030年度）
- 117.6GW達成に必要な年間導入 : **5.9GW/年**（2023年～2030年度）



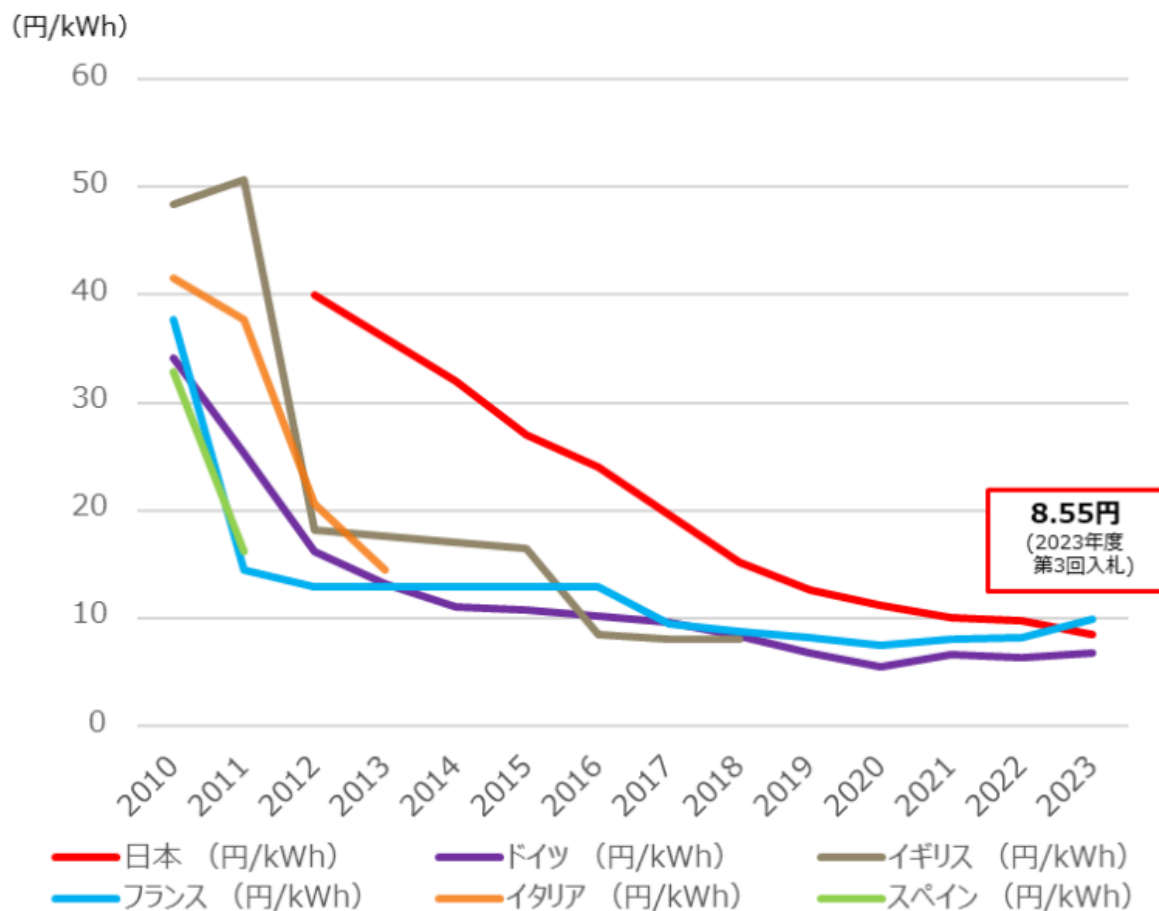
国の目標達成には現行のトレンドである年間2.2GWを**2～3倍**に増やす必要がある

4. 太陽光発電の導入拡大に向けた課題・チャレンジ

- 2030年までに達成すべきことは「FITから自立した主力電源になること」
- その為の**6つのチャレンジ**とは



【参考3】太陽光発電（2,000kW）の各国の買取価格等



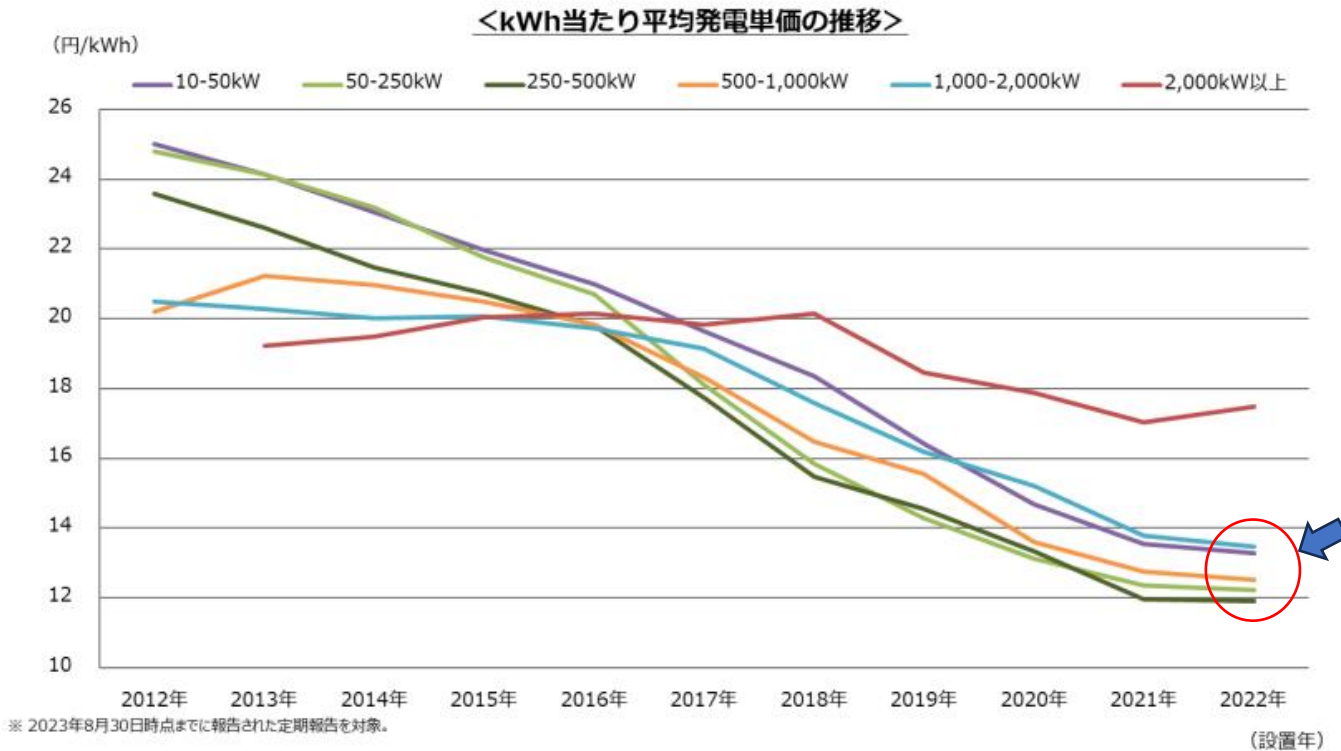
※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。
 欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

出所：調達価格等算定委員会「令和6年度以降の調達価格等に関する意見」より

4-1. FIT/FIP新規認定による導入拡大 (調達価格・基準価格の柔軟な設定による 新規認定量のコントロール)

■ 事業用太陽光の発電単価は平均で12円～14円/kWh程度に

【参考 15】 事業用太陽光発電の設置年別の kWh 当たり発電コスト



出所：調達価格等算定委員会「令和6年度以降の調達価格等に関する意見」より

令和6年度以降（2024年度以降）の調達価格等について

②太陽光発電（10kW以上入札対象範囲外）：

		(参考) 2024年度 地上設置 10kW以上 50kW未満	(参考) 2024年度 地上設置 50kW以上 入札対象範囲外	(参考) 2024年度 屋根設置 10kW以上	2025年度 地上設置 10kW以上 50kW未満	2025年度 地上設置 50kW以上 入札対象範囲外	2025年度 屋根設置 10kW以上 (注1)
FIT調達価格		10円/kWh (注1)	9.2円/kWh	12円/kWh (注1)	10円/kWh (注1)	8.9円/kWh	11.5円/kWh (注1)
FIP基準価格 (注2)		10円/kWh	9.2円/kWh	12円/kWh	10円/kWh	8.9円/kWh	11.5円/kWh
資本費	システム費用	17.8万円/kW	11.3万円/kW	15.0万円/kW	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き
	土地造成費	1.2万円/kW	1.2万円/kW	-	0.9万円/kW	0.9万円/kW	-
	接続費用	1.35万円/kW	1.35万円/kW	0.3万円/kW	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き
運転維持費		0.5万円/kW/年	0.5万円/kW/年	0.5万円/kW/年	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き
設備利用率		21.3%	18.3%	14.5%	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き
自家消費比率		-	-	30%	-	-	2024年度の想定値を 据え置き
自家消費分の便益		-	-	18.59円/kWh	-	-	19.56円/kWh
運転年数		25年間	25年間	20年間	25年間	25年間	20年間
調達期間終了後の 売電価格		10.1円/kWh	10.1円/kWh	-	11.6円/kWh	11.6円/kWh	-
IRR（税引前） (法人税等の税引前の 内部収益率)		4%	4%	4%	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き	2024年度の想定値を 据え置き
調達期間/交付期間		20年間	20年間	20年間	20年間	20年間	20年間

(注1) 10kW以上50kW未満については原則、自家消費型の地域活用要件を適用。

(注2) 2024年度は250kW以上をFIP制度のみ認められる対象とし、FIT制度が認められる対象としない。また、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。

※太陽光パネルを更新・増設する際は、当初設備相当分は調達価格/基準価格を維持し、増出力相当分には最新の調達価格/基準価格を適用（按分計算により価格算定）

- アンケート調査では、新規FIT/FIP認定量が大きく減少した最大の要因として「**調達価格/基準価格の急速な低下にコスト削減が追隨できていない**」との回答が**81%**であった。
- 「**調達価格が9~10円/kWh程度では、リスクに見合った適正なリターンは見込めない**」といった声があり、「**2円~3円/kWh程度**の上方修正が無いと、開発可能な案件が出てこない」といった事業者の意見が多い。
- 事業用太陽光の2023年度における発電単価は平均で**12円~14円/kWh程度**
- また、顕在化していなかった**新たなコスト増**（人件費の高騰やケーブル盗難による**保険料アップ**）や**収入減**（出力抑制）の影響も、**調達価格9~10円/kWh程度での事業開発を困難**にしている。



事業者の投資意欲を喚起し、持続的なコスト低減と**2030年の導入目標を達成**するためにも、**調達価格等の算定にあたっては、コスト動向の実情を踏まえつつ数円程度の増減を含め柔軟な対応が望まれる。**

なお、2022年度の新規導入量が0.5GW程度であったオフサイトPPA等の非FIT/非FIPの新規案件は、今後拡大していく見込みではあるが、多くは補助金等の支援で成り立っている。**非FIT/非FIPの新規案件が普及するまでの間は、FIT/FIP制度の支援による開発が不可欠**と考える。

4-2. FITからFIPへの移行による電力市場への統合 (FIP制度の活用拡大に向けた施策)

FIP制度は再エネの電力市場への統合等を目的に2022度から導入されたが、残念ながらFITからFIPへの移行、並びに新規FIP案件にチャレンジしようとする事業者・金融機関は未だ少ない。FITからFIPへの移行、そして再エネの自立化を促すためにも対策が必要。

<制度面での対策案>

①参照価格の算定方法の見直し（前年度平均から当該月等へ）

現行制度では、前年度の市場平均価格を参照し当該月ごとに補正を行う方式*としているが、これにより、市場売電価格とプレミアムを加算した収入が月次で大きく変動する。また、月次補正の際には、参照価格がマイナスの場合ゼロにする処理が必要となり、市場価格高騰年の翌年にはFIT制度よりも収益が下回るリスクがある。このことが、事業者・金融機関から見るとFIP制度が複雑で事業予見性の確保を困難にしている。これを解決するためには、欧州のように、参照する市場価格を当該月とする方法が挙げられる。

※現行制度において、前年度の市場平均価格を参照価格とした理由の一つは、季節をまたいでの発電シフトを促し、電力需給の緩和・最適化を目指すためと理解する。しかしながら太陽光発電の場合、蓄電池を併設したとしても、季節をまたいでの発電シフトは技術的に困難であり、想定された効果は期待できない。一方、参照する市場価格を当該月とした場合でも、発電する時間を朝夕にシフトする等による、需給緩和・最適化の効果は期待できる。

②FIP移行後の事後的蓄電池併設時の価格変更について

FIPへの移行と蓄電池の併設を促す目的で、FIP移行後の事後的蓄電池併設時の価格変更について緩和頂いた。しかしながら、PCS出力と過積載部分の太陽電池出力との比率での加重平均値に価格変更する方法では、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、再検討願いたい。詳しくは参考資料5-2にて解説。

<事業者・金融機関の理解を得るための取組>

FIP制度の理解が深まっていないために普及が進んでいないとの声に答えて、協会内のセミナーを実施している他、11月8日のシンポジウムにてFIP活用の啓発に関連したテーマを扱った。また、国、並びに国内の業界団体と連携したセミナー等の啓発活動も実施していく所存。

	FIT制度下のビジネス	FITから自立後のビジネス	課題と対応策の例
kWh価値 (エネルギー価値)	◎ 固定買取価格	△ 市場価格を前提とした事業	変動価格、昼間価格低下への対応： ・需給一体型モデル（自家消費） ・PPAモデル（RE100企業等へ供給）
インバランス・リスク	無し FIT特例制度	リスク発生 (計画値(30分)同時同量ルール下発生するリスク) (前日・時間前市場)	リスク最小化の対策 ・発電量予測精度の向上 ・スポット市場活用(時間前) ・VPP等の活用・他電源との組み合わせ ・アグリゲーターの育成
NWコスト 発電側課金	実質負担無し	負担有り (kW課金+kWh課金、10kW未満は当面免除)	・割引エリアでの新規開発(立地誘導) ・自家消費型 ・高積載化
ΔkW価値 (調整力)	無し	困難だが将来は可能性有り (需給調整市場等)	出力抑制中は「上げ・下げ」調整力の提供が可能?
kW価値 (供給力)	無し	可能性有り (容量市場等)	調整係数が適用されるが制度上は可能。 蓄電池等と組み合わせることで供給力の価値を高められる可能性有り
環境価値	無し	有り (非化石価値取引市場等)	非化石価値取引市場の活用や、RE100企業等への供給

4-3. 事業予見性の確保 (出力抑制の低減等)

太陽光・風力が2023年度供給計画2032年度導入量の1.4倍程度まで導入された時を想定し、各種の対策が講じられた場合の算定結果が示されたが、事業者としてはかなり厳しい結果となっている。

- 仮に以下の対策が各々講じられた場合に、各エリアの出力制御率※がどのように変化するかを試算したところ、下表の結果となった。 ※無制限無補償ルール事業者に対する出力制御率
- ・需要対策：各エリア最低需要の10%分について、蓄電池が6時間容量分の需要創出と仮定
- ・供給対策：火力等発電設備の最低出力を30%としたと仮定
- ・系統対策：現在建設中の地域間連系線の増強に加え、マスタープランにおいて増強の必要性が高いとされた地域間連系線が増強されたと仮定
(北海道→東北200万kW・東北→東京200万kW、北海道→東北+30万kW、九州→中国+278万kW、東北→東京+455万kW)

<出力制御率(%)>

※表中括弧内の数値は各社ケース②において見込まれる出力制御率（赤枠）に対する差分

(%)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
各社ケース② ※1,2,3,4 において見込まれる 出力制御率	54.8	54.9	3.5	3.9	2.7	5.3	14.2	2.8	30	0.08
需要対策	48.2 (▲6.6)	50.7 (▲4.2)	3.2 (▲0.3)	2.6 (▲1.3)	2.3 (▲0.4)	4.7 (▲0.6)	10.9 (▲3.3)	1.7 (▲1.1)	23 (▲7)	0 (▲0.08)
供給対策	47.7 (▲7.1)	46.0 (▲8.9)	0.8 (▲2.7)	3.2 (▲0.7)	2.2 (▲0.5)	2.8 (▲2.5)	9.7 (▲4.5)	2.4 (▲0.4)	28 (▲2)	0 (▲0.08)
系統対策 50%分活用	1.8 (▲53.0)	26.9 (▲28.0)	—	—	—	—	—	—	19 (▲11)	—
100%分活用	1.0 (▲53.8)	11.4 (▲43.5)	—	—	—	—	—	—	12 (▲18)	—

※1 太陽光と風力について、足下から2023年度供給計画2032年の導入量の伸びの1.4倍程度まで導入された場合を想定したもの。導入量については、機械的に伸ばしたものであり、将来的な地域の偏在性を想定するものではない

※2 「無制限無補償ルール事業者の再エネ出力制御見直し」(2022年度実績ベース) ※3 連系線活用率100%の場合(北陸は50%、中三社は0%)

※4 各一般送配電事業者試算のうち、太陽光・風力を統合した出力制御率を提示

出所：各エリア一般送配電事業者

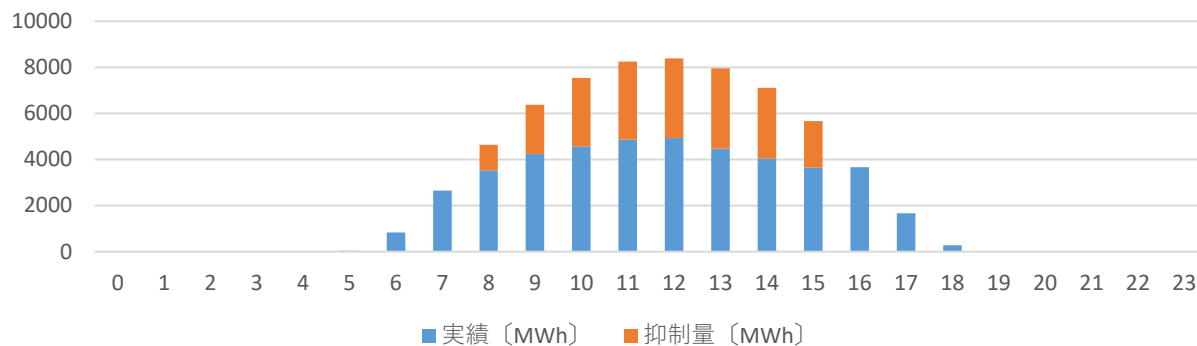
4-3. 事業予見性の確保①：出力抑制の低減

出力抑制の低減に向けた取組・施策について（JPEA要望）

- ① **系統増強**：マスタープランで示された、西日本地域の連系線・地内系統、並びにFC変換所の増強工事の早期実施に向けた費用便益評価と詳細設計の前倒し。
- ② **電力市場改革**：価格シグナルに応じた**供給側及び需要側の行動変容を適切に促す**ことを目的に、欧米では従来から実施されている**卸電力市場におけるマイナス価格導入の早期実現**に向けた検討。
- ③ **小売料金メニュー**：**需要側の行動変容を促す**小売料金メニュー設定の推進。上記②との相乗効果により、**家庭・業務・産業部門の熱供給設備や下水の汚泥処理等、従来埋もれていたDRリソースの掘り起しに繋がるのではないか。**
- ④ **出力抑制ルール**：太陽光発電では既に制度化されている、**オンライン代理制御を長期固定電源にも対象を広げ、電源間の公平性を確保**するための検討。
- ⑤ **託送料金制度**：卸電力スポット価格が0.01円/kWh等に低下した場合は、需要側の託送料金を割引く等により、**需要の喚起と需要設備の立地誘導**を図る。
- ⑥ **電化の推進**：余剰電力の活用が可能なヒートポンプ給湯器やEV等の導入促進。
- ⑦ **再エネの調整力活用**：下げ調整力の不足に対応するために、火力電源を起動させておくといったような従来の系統運用から、オンラインにより追加抑制が可能な**再エネの下げ調整力を活用**することで、再エネの出力抑制量を減らせないか。また、出力抑制中の再エネであれば、**上げ調整力を提供することも可能**であり、このような調整力を活用すれば電力コストを低減できるのではないか。
- ⑧ **温対法による昼の時間帯への電力消費シフト策**：出力抑制が発生する昼の時間帯の購入電力の排出係数を電源構成の実態に合わせ他の時間帯よりも低く設定する等。

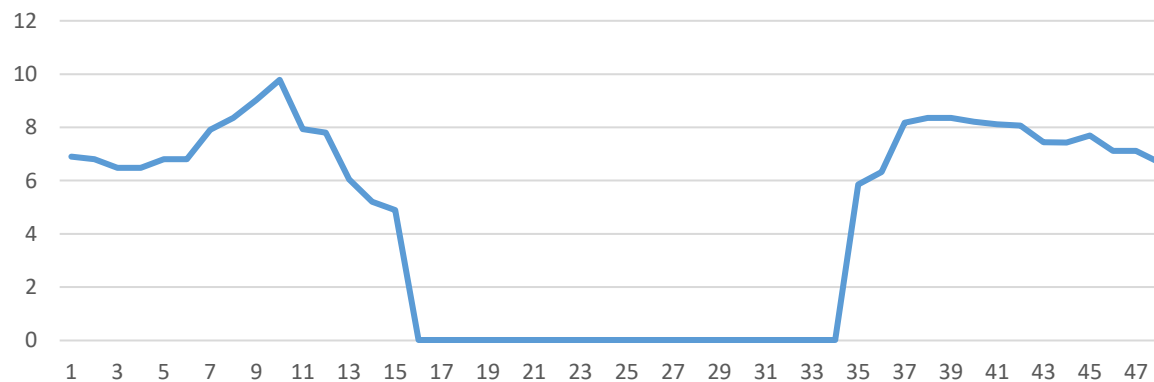
九州エリア 太陽光発電量 & 抑制量

2021年5月3日



九州エリアスポット価格

2021年5月3日



卒FIT電源の長期安定稼働の為に

FIT買取期間終了後（住宅用10年、事業用20年）の売電単価は市場価格の変動にさらされ、特に昼の時間帯しか発電できない太陽光発電の事業予見性の確保は困難。卒FIT後の長期安定稼働の実現には**カーボンプライスによる予見性確保**が不可欠。

非FIT/非FIP（PPA等）の新規開発案件の事業予見性確保の為に

非FIT/非FIP（PPA等）の新規開発案件は、卒FIT案件と同様に売電単価は市場価格の変動にさらされ、普及拡大の為には**カーボンプライスによる予見性確保**が不可欠。国は、電力部門における排出量取引制度（仮称）を2033年度から導入する方向で検討を進めてるが、非FIT/非FIP（PPA等）の新規開発案件を普及させるためには、早期導入が必要ではないか。

参考：JPEAによる注意喚起（HPより）

太陽光発電設備のケーブル盗難対応について（注意喚起）

2024/02/01

昨年2月に当協会から、標記太陽光発電設備のケーブル盗難対応についての注意喚起をお願いいたしましたが、それ以降もケーブル盗難事故が全国的に激増の傾向です。

これまでの被害では、特に夜間、人が近づきにくい設置環境で、中規模から大規模設備が中心でしたが、最近では小規模設備まで拡大していると言われていています。ケーブル盗難は、事業者にとっての損失だけではなく、近隣住民の防犯に対する懸念や再エネ電力の供給停止など、エネルギー安定供給や地域の安心・安全の面でも無視できない問題だと考えております。

太陽光発電設備を運営・管理している皆様におかれましては、地域の安心・安全、並びに地域との共生を最優先頂き、以下の対策例を参考に、改めて防犯対策の更なる強化と保守運営の再点検などの対応をお願い申し上げます。

都道府県の条例等により、金属・くず買取事業が買い取る際に「IDの提示及び記録を義務付ける等」の対策も有効ではないか。

4-4. 農業振興・地域創生と連動した導入拡大 (営農型の推進、荒廃農地の活用)

農業関連への太陽光発電導入は、農業振興・地域創生、地域におけるエネルギー自給自足とシナジー効果が期待でき、国・地域をあげて導入促進を図るべきではないか。

(単位：GW_{DC})

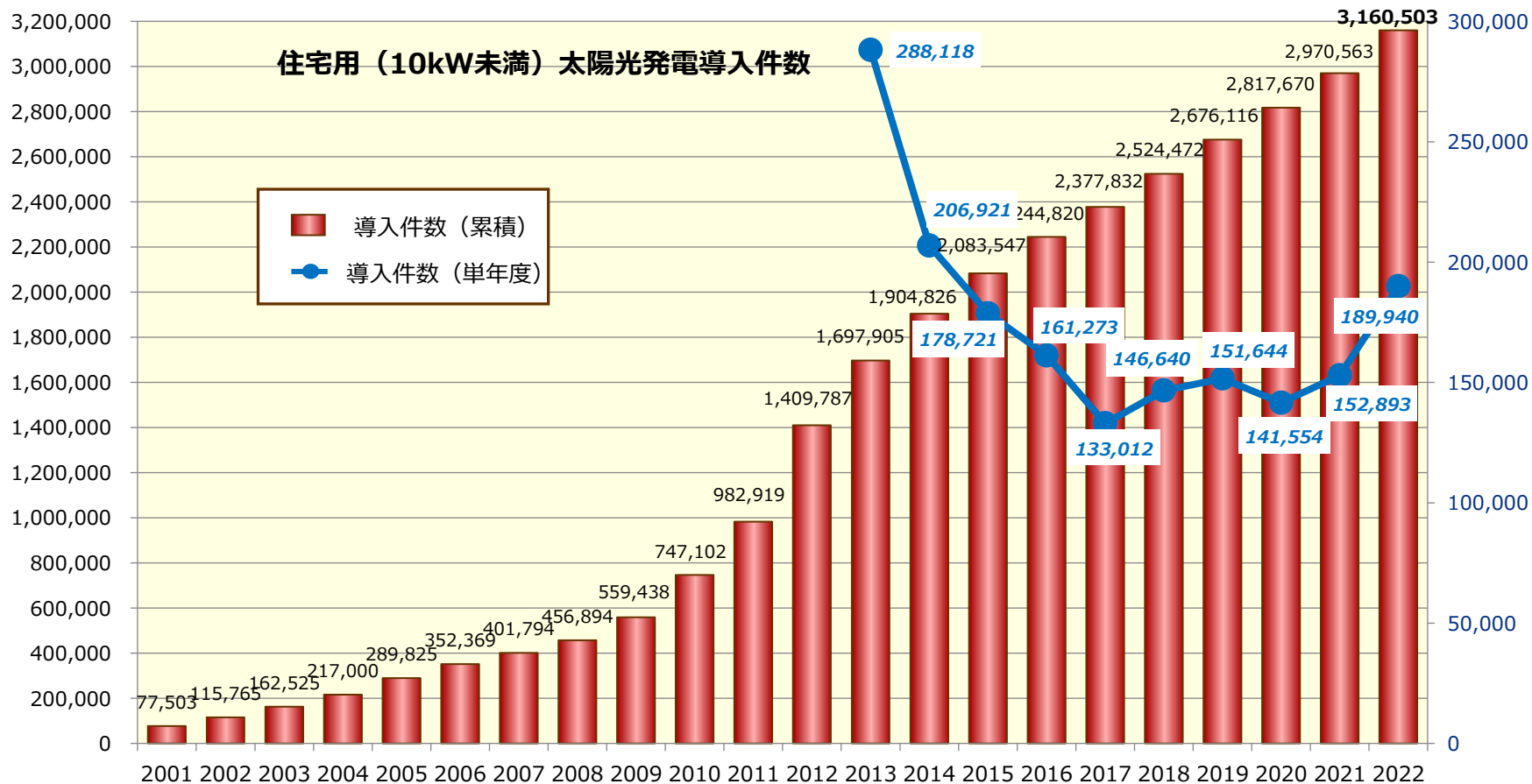
大分類	今回分析	NEDO	環境省R01 (レベル1)	環境省R01 (レベル2)	環境省R01 (レベル3)	環境省R03
住宅	240	91	58	159	206	175
非住宅建物	391	50	24	39	51	279
地上設置	43	52	3	22	36	5
農業関連	1,593	438	612	1,224	2,447	1,001
水上関連	87	73	1	2	5	4
その他設置形態	27	2	0	0	0	0
合計	2,380	706	699	1,447	2,746	1,465

容量の単位：GW（ギガワット=100万kW）、GW_{DC}は直流出力（太陽電池モジュールの合計出力）

4-5. 住宅用太陽光の普及拡大

4-5. 住宅用太陽光の普及拡大

- 国が掲げる「2030年に新築戸建住宅の6割に太陽光発電設備を導入」を確実に達成するための具体策が不可欠。
- その為にも、新築戸建住宅における太陽光発電設備の導入件数の実態調査・情報公開による現状の把握が重要。
- また、東京都や川崎市による新築建築物を対象とした取組の全国展開が望まれる。



4-6. 国による2035年及び2050年の導入目標 の設定が望まれる

5. 参考資料

5-1: 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より

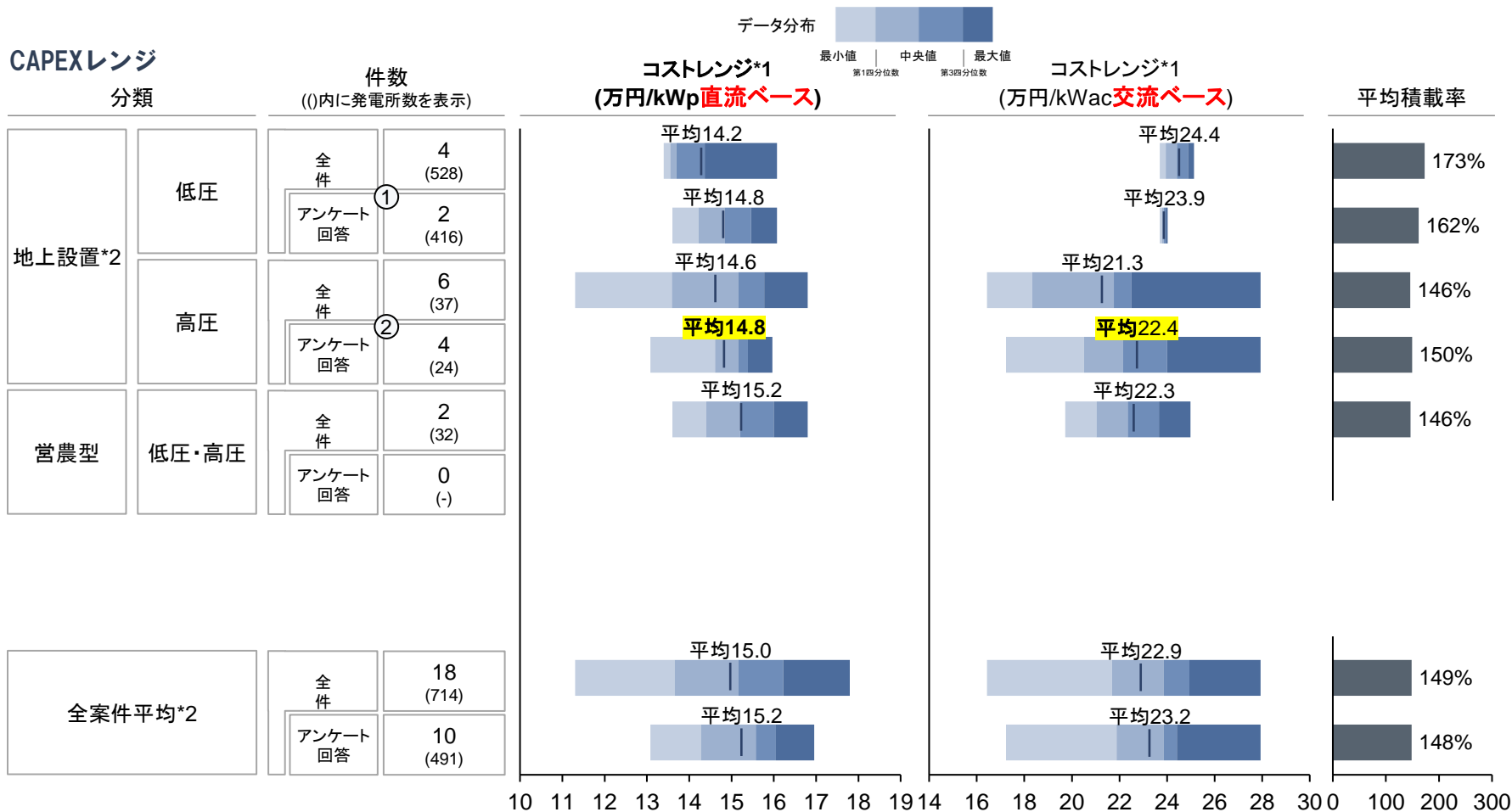
- ①. 地上設置太陽光の初期費用（CAPEX）の調査結果
- ②. 地上設置太陽光の初期費用（CAPEX）の内訳分析
- ③. 地上設置太陽光の発電コスト（LCOE）の分析
- ④. 地上設置太陽光の発電コストの低減の可能性
- ⑤. 本調査から得られた示唆

5-2①. 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

5-2②. 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補足

5-1①. 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。

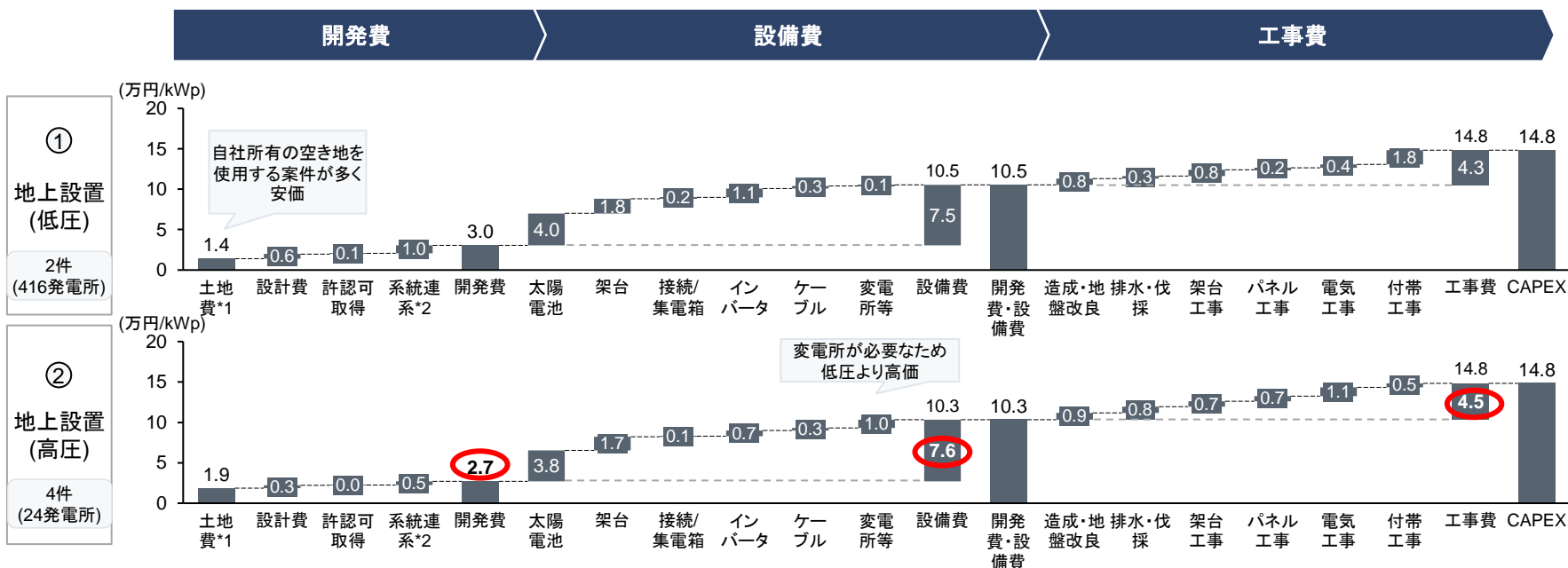
5-1②. <参考> 地上設置太陽光の初期費用（CAPEX）の内訳分析

「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。

5-1③. 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

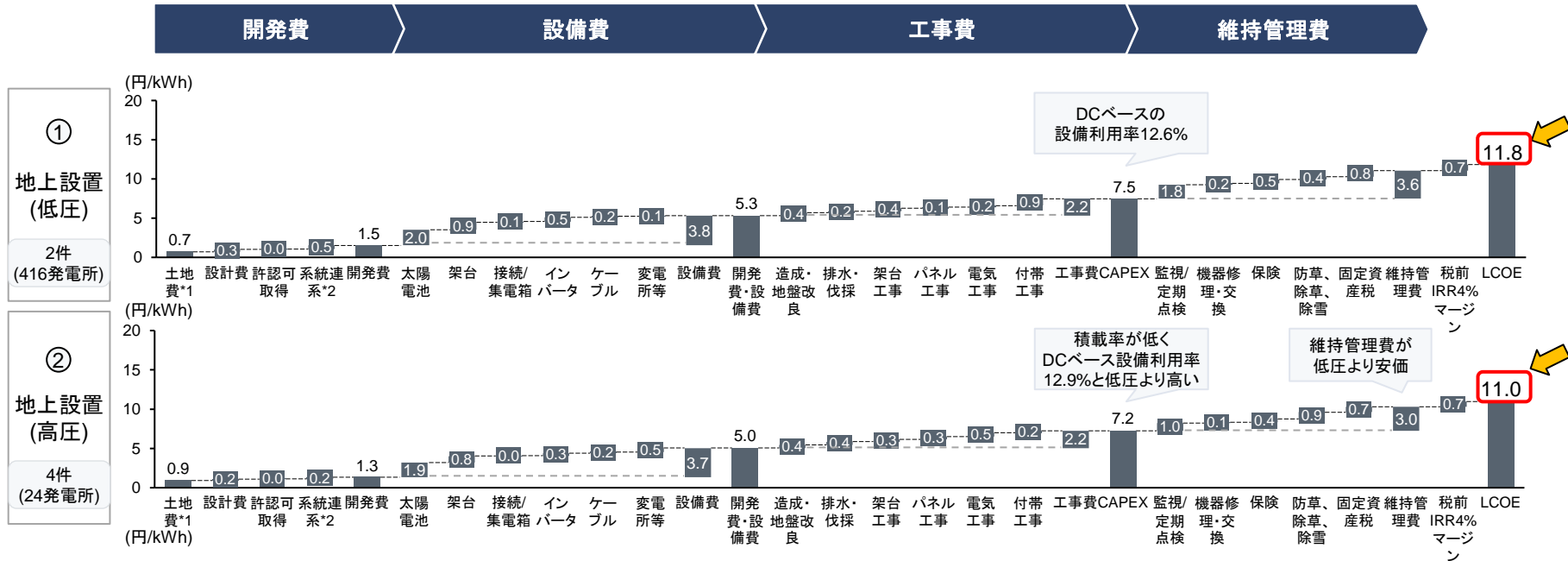
2023年の地上設置太陽光の廃棄費用等を除く平均発電コスト（LCOE）は、**低圧が11.8円/kWh、高圧が11.0円/kWh**であった。

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)



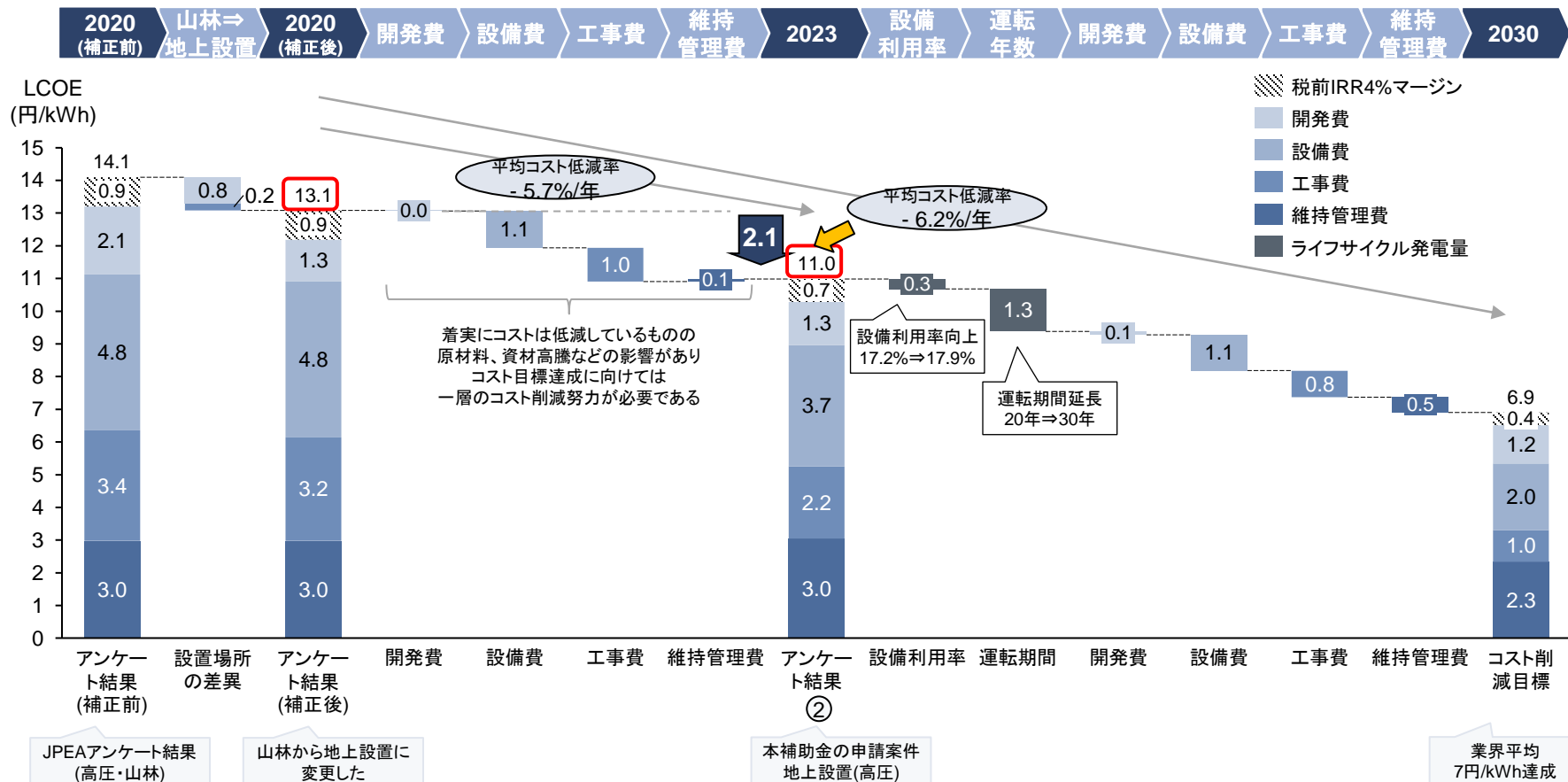
*1 土地費用を比較するため土地購入費用だけでなく、リース費用もCAPEX換算し、両者を合算した。

*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に絞って申請されたものと考えられる。

5-1④. 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。

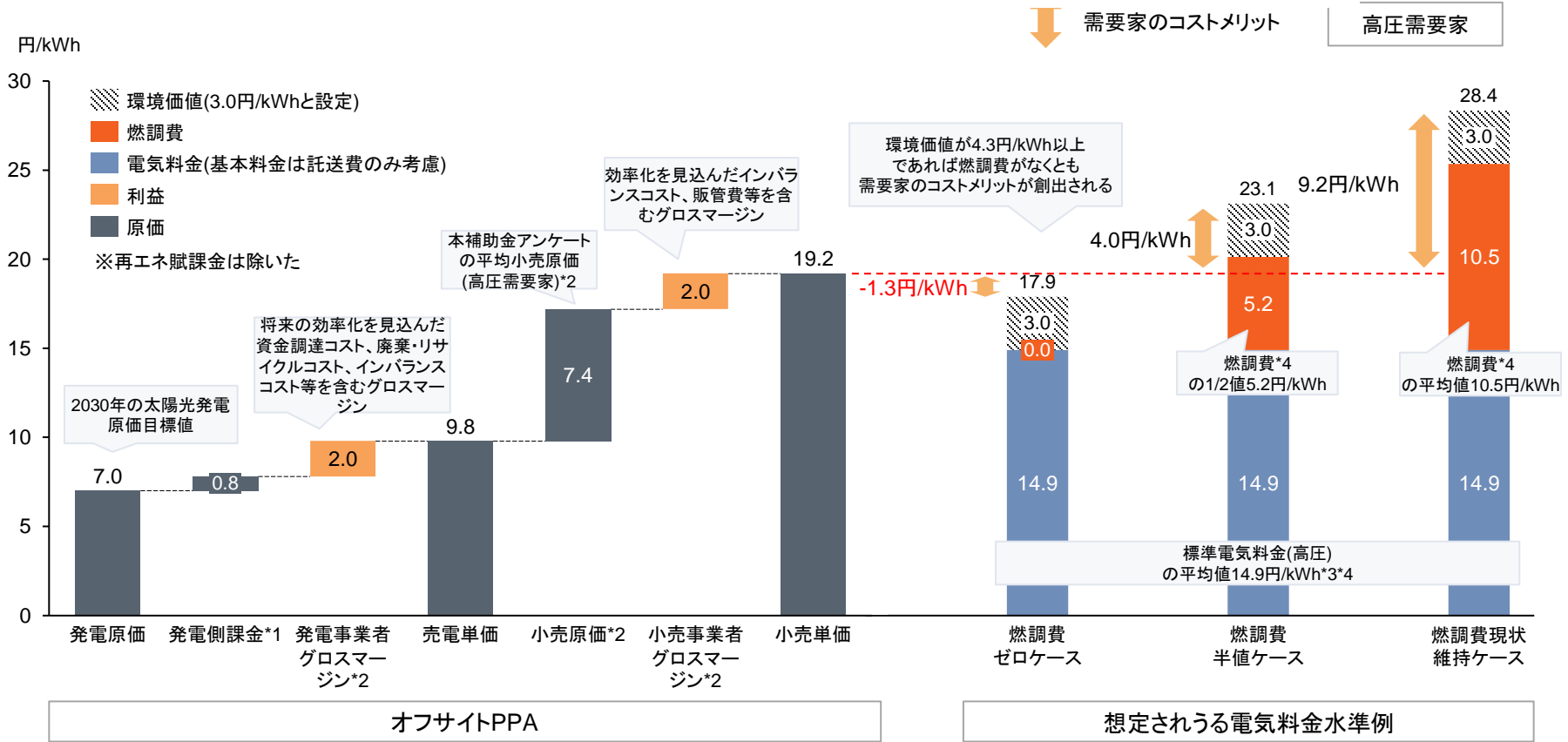


*JPEA「太陽光発電コスト低減可能性調査報告書(2022年2月25日)」を参照。2020年に運開した高圧山林のLCOEについて、本事業の高圧地上設置と同条件でLCOEの比較をするにあたり、山林から地上設置に変更した場合のコストダウンを見込んでコストを補正したLCOEと、本事業の高圧地上設置のLCOEとの差を分析した。なお、LCOE算出方法は発電コスト検証ワーキンググループに倣った。

5-1⑤. 「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。

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らず、蓄電池併設が進んでいない。

5-2②. 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の補足 JPEA

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

