



京都大学
KYOTO UNIVERSITY

SOLAR WEEK 2025 セッション2 基調講演
インフレ時代の再エネ支援策
～風力発電の事例から考える～

2023年11月5日(水)

野村コンファレンスプラザ日本橋／三越前6F 大ホール

諸富 徹(京都大学公共政策大学院)

再エネ目標と現実のギャップ をどうするか

～資源エネルギー庁／調達価格等算定委員会の議論から～

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)資料1より

今後の再生可能エネルギー政策について

2025年6月3日
資源エネルギー庁

(参考) 2040年度におけるエネルギー需給の見通し

- 2040年度エネルギー需給の見通しは、諸外国における分析手法も参考としながら、様々な不確実性が存在することを念頭に、複数のシナリオを用いた一定の幅として提示。

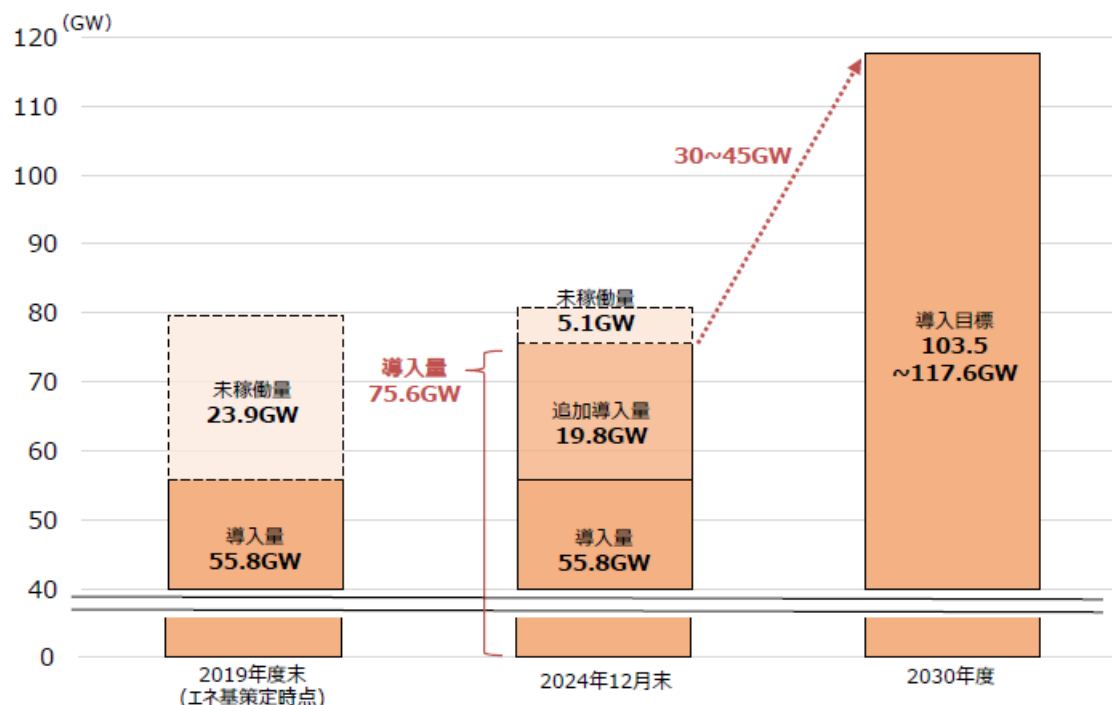
		2023年度 (速報値)	2040年度 (見通し)
エネルギー自給率		15.2%	3～4割程度
発電電力量		9854億kWh	1.1～1.2兆 kWh程度
電源構成	再エネ	22.9%	4～5割程度
	太陽光	9.8%	23～29%程度
	風力	1.1%	4～8%程度
	水力	7.6%	8～10%程度
	地熱	0.3%	1～2%程度
	バイオマス	4.1%	5～6%程度
	原子力	8.5%	2割程度
	火力	68.6%	3～4割程度
最終エネルギー消費量		3.0億kL	2.6～2.7億kL程度
温室効果ガス削減割合 (2013年度比)		22.9% ※2022年度実績	73%

(参考) 新たなエネルギー需給見通しでは、2040年度73%削減実現に至る場合に加え、実現に至らないシナリオ(61%削減)も参考値として提示。73%削減に至る場合の2040年度における天然ガスの一次エネルギー供給量は5300～6100万トン程度だが、61%削減シナリオでは7400万トン程度の見通し。

太陽光発電の導入状況

- 太陽光発電の2024年12月末時点の導入量は**75.6GW**。足下では**概ね5GW/年のペースで導入**が進んでいる。**2030年目標（103.5～117.6GW）**の実現には、今後約6年間で30～45GWの導入、すなわち、**5～7.5GW/年のペースで導入を継続していくことが必要**となる。
- 他方、我が国の**国土面積当たりの太陽光導入容量**は、**既に主要国の中で最大級**となっており、特に地上設置型について、**今後の導入余地となり得る適地が減少**している。**適地減少等を背景に、FIT/FIP制度の認定容量は足下では減少**している一方で、**導入コストの低減が進み、FIT/FIP制度によらずに事業を実施する形態**も現れてきている。

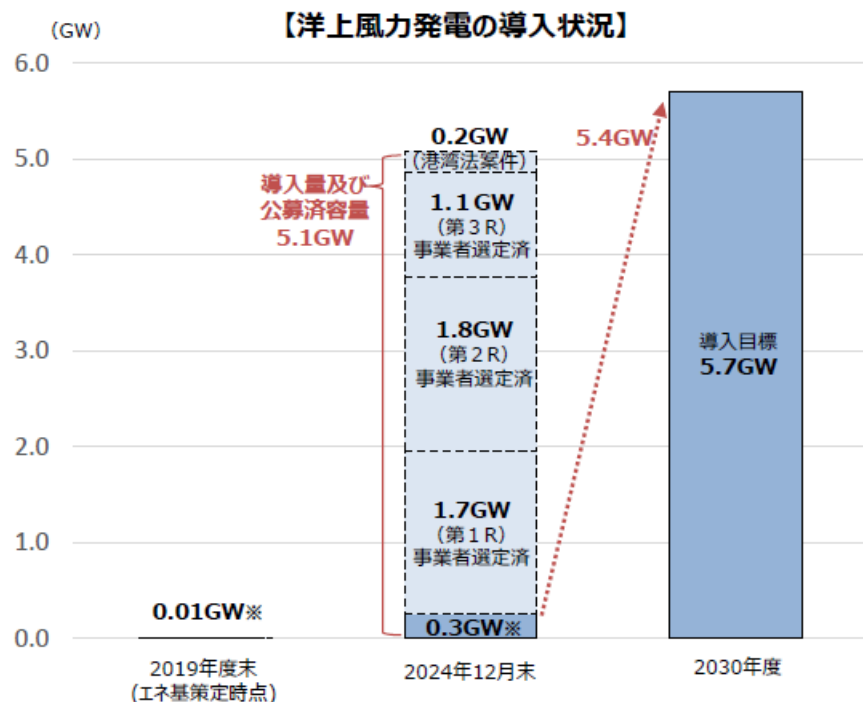
【太陽光発電の導入状況】



※ 導入量は、FIT前導入量5.6GWを含む。 ※ FIT/FIP認定量及び導入量は速報値。
 ※ 入札制度における落札案件は落札時点の認定量として計上。

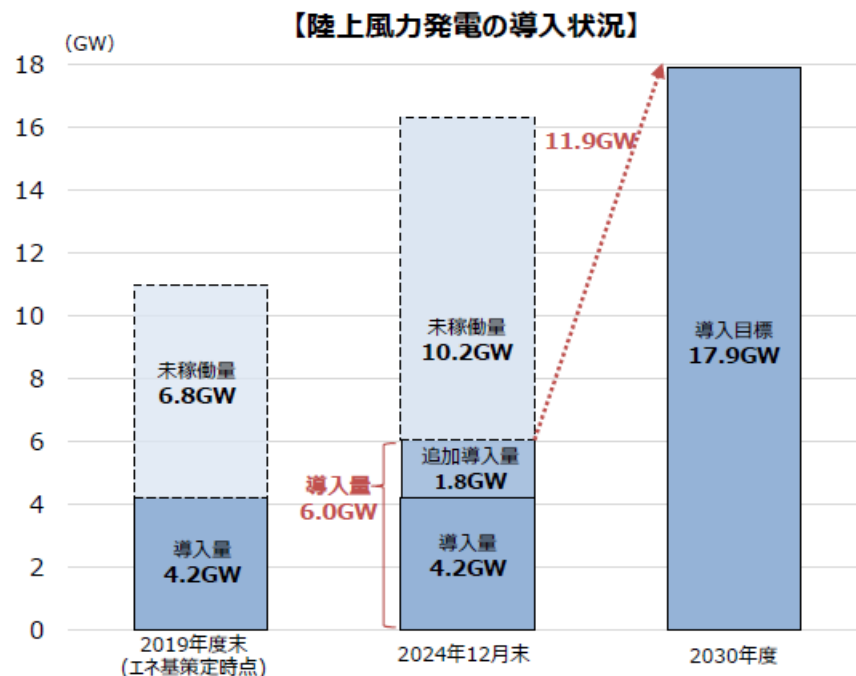
風力発電の導入状況

- 洋上風力発電は、足下では、再エネ海域利用法等に基づき、着床式洋上風力発電を中心に、これまでに5.1GWの案件が形成されたほか、有望区域や準備区域が多数存在しており、2030年目標（5.7GW）に向けて取組が進展している。
- 陸上風力発電は、2030年目標（17.9GW）に対して、2024年12月末時点の導入量は6.0GW、FIT/FIP認定済未稼働の容量は10.2GWに達している。



注) 再エネ海域利用法、港湾法等に基づく設備容量等を記載。

※ 導入量については、港湾法等に基づき実施している発電事業で稼働済みの設備容量を記載。



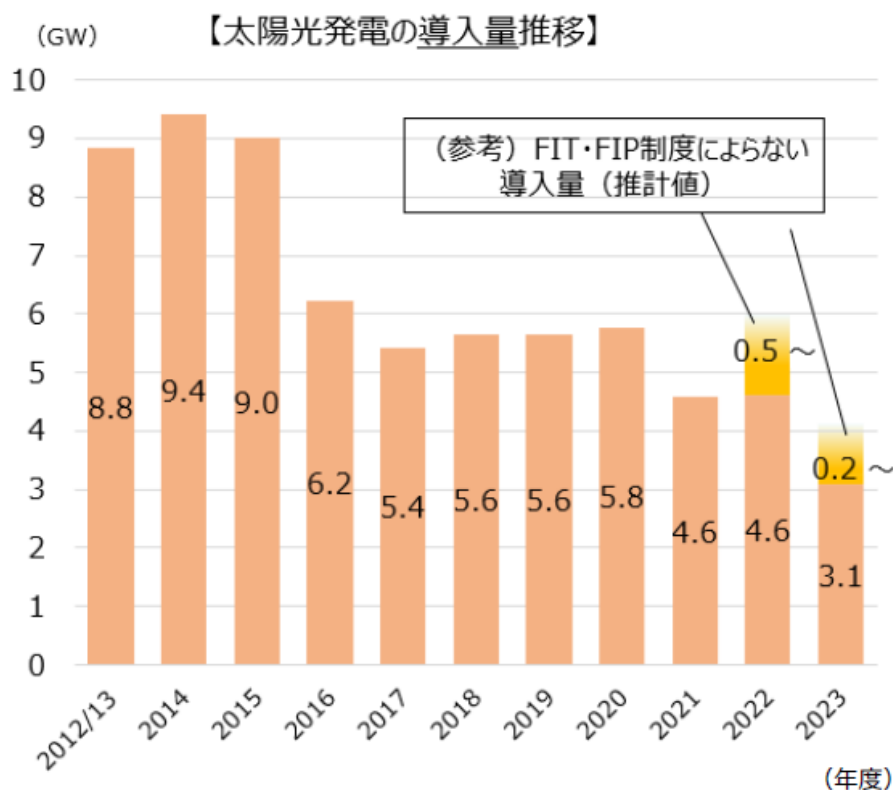
※ 導入量は、FIT前導入量2.6GWを含む。

※ FIT/FIP認定量及び導入量は速報値。

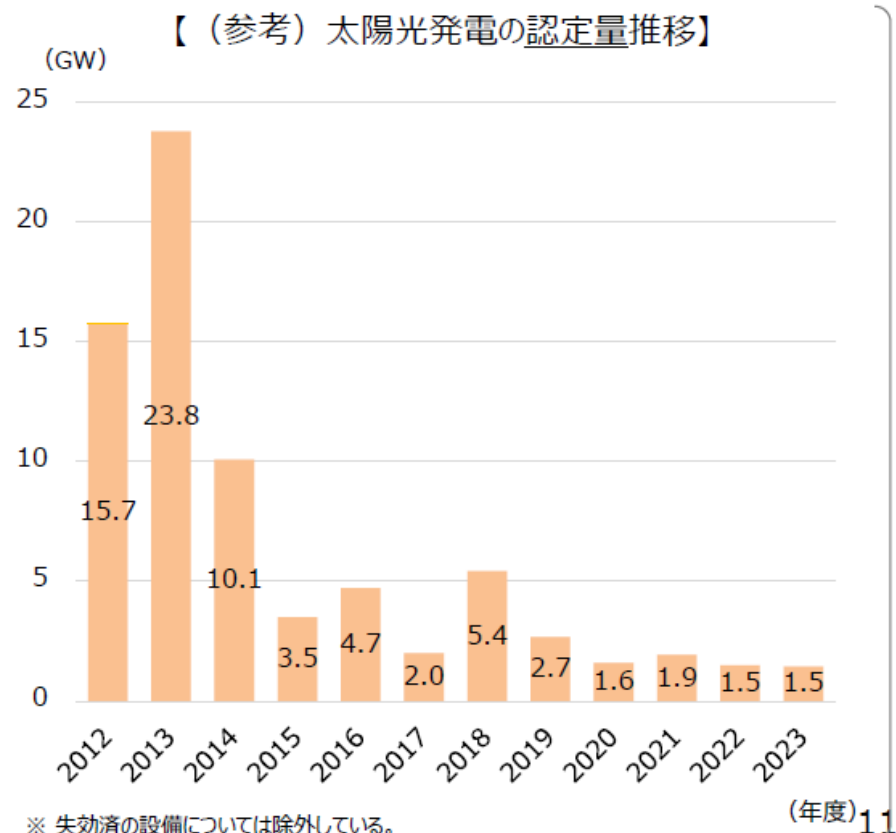
※ 入札制度における落札案件は落札時点の認定量として計上。

(参考) 太陽光発電の導入状況 (経年変化)

- 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、直近では、**5 GW/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)**。



※ 2023年度末時点におけるFIT/FIP認定量及び導入量は速報値。
※ 入札制度における落札案件は落札年度の認定量として計上。



※ 失効済の設備については除外している。

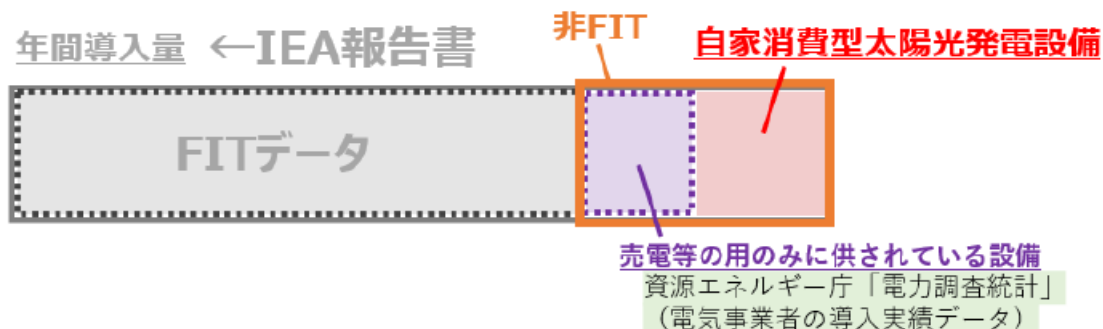
(参考) 太陽光発電の導入状況 (環境省による自家消費型太陽光発電量の推計①)

第73回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会 (2025年5月27日) 環境省資料より抜粋

自家消費型太陽光発電導入量の推計 (電力調査統計)



- 「電力調査統計」の電気事業者の導入実績データに記載のある事業者 (増加分) から、「FIT認定リスト」の事業者を除くことで、自家消費型太陽光の導入量を推計。
- 2020年度～2023年度の累積の自家消費型太陽光発電の導入量は、約**1.7GW**と推計される。



【売電等の用のみに供されている設備の導入量 (ACベース)】

手法	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	(GW)
非FIT導入量	0.14	0.26	0.44	1.26	
売電等の用のみに供されている設備の導入量	0.10	0.05	0.20	0.04	
自家消費型PV	0.04	0.21	0.25	1.23	

(参考) 再生可能エネルギーの導入に向けた課題

- 再生可能エネルギーについては、地域共生を前提に、国民負担の抑制を図りながら、主力電源として、最大限の導入拡大に取り組む。
- 他方、再エネ導入にあたっては、我が国のポテンシャルを最大限活かすためにも、以下の課題を乗り越える必要がある。

① 地域との共生

- ✓ 傾斜地への設置など安全面での懸念増大。
 - ✓ 住民説明不足等による地域トラブル発生。
- ⇒ 地域との共生に向けた事業規律強化が必要

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（2025年度3.98円/kWh）。
 - ✓ 特にFIT制度開始直後の相対的に高い買取価格。
- ⇒ FIPや入札制度活用など、更なるコスト低減が必要

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。
 - ✓ 再エネ導入余地の大きい地域（北海道、東北など）と需要地が遠隔。
- ⇒ 地域間連系線の整備、蓄電池の導入などが必要

④ イノベーションの加速とサプライチェーン構築

- ✓ 平地面積や風況などの地理的要件により新たな再エネ適地が必要。
 - ✓ 太陽光や風力を中心に、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
- ⇒ ペロブスカイトや浮体式洋上風力、次世代型地熱などの社会実装加速化が必要

⑤ 使用済太陽光パネルへの対応

- ✓ 不十分な管理で放置されたパネルが散見。
 - ✓ 2030年半ば以降に想定される使用済太陽光パネル発生量ピークに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。
- ⇒ 適切な廃棄・リサイクルが実施される制度整備が必要

国内外の再生可能エネルギーの現状と 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

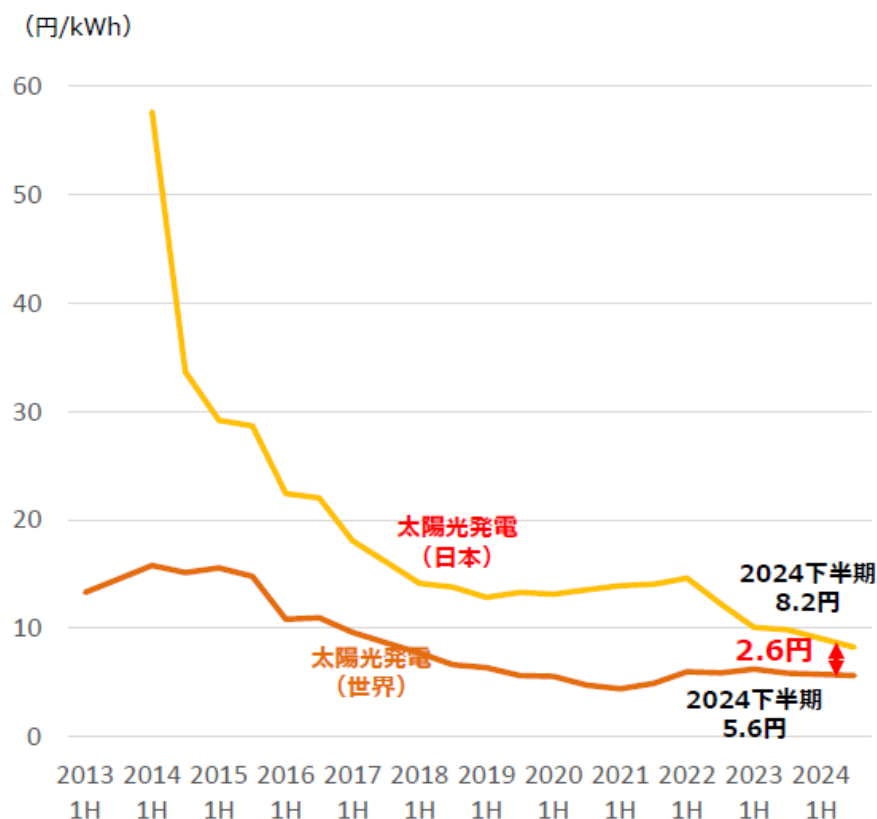
2025年10月
資源エネルギー庁

②日本の動向：再生可能エネルギーのコストの状況

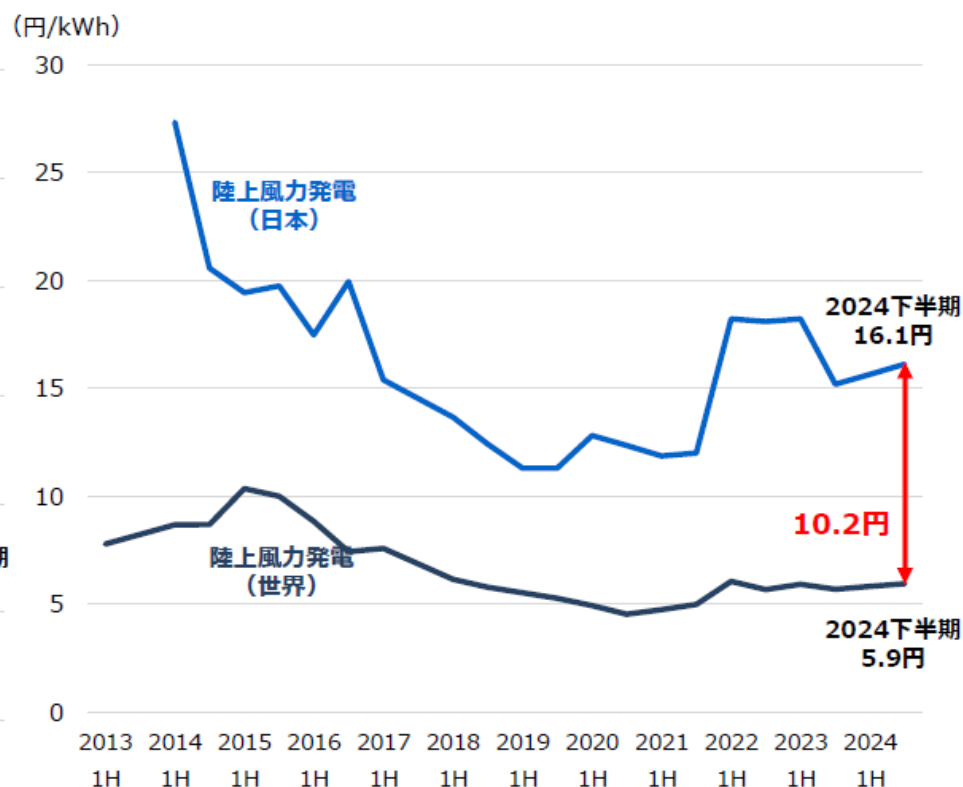
9

■ 太陽光発電コストは着実に低減。一方、風力発電コストは足下で上昇。いずれも世界より高い水準にある。

＜世界と日本の太陽光発電のコスト推移（円/kWh）＞



＜世界と日本の陸上風力発電のコスト推移（円/kWh）＞



※BloombergNEFデータより資源エネルギー庁作成。太陽光発電の値はFixed-axis PV値を引用。為替レートはEnergy Project Valuation Model (EPVAL 9.2.6)から各年の値を使用。

FIT調達価格/FIP基準価格・入札上限価格

42

電源 【調達期間・ 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	価格 目標	
事業用 太陽光 10kW以上 【20年】	40円	36円	32円	29円 (～6月末) 27円 (7月～)	24円	入札制 21円	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	入札制 10円/9.88円/ 9.75円/9.63 円	【地上設置】 入札制 9.50円/9.43円/ 9.35円/9.28円 (250kW以上)	【地上設置】 入札制 9.20円/9.13円/ 9.05円/8.98円 (250kW以上)	【地上設置】 入札制 8.90円/8.83円/ 8.75円/8.68円 (250kW以上)	入札制 (250kW以上)			
												9.5円	9.2円	8.9円				
												10円	10円	10円				9.9円
												【屋根設置】 9.5円 (50kW以上)	【屋根設置】 12円 (10kW以上)	【屋根設置】 12円 (10kW以上)				11.5円 (10kW 以上)
住宅用 太陽光 10kW未満 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※	31円 33円※	28円 30円※	26円 28円※	24円 26円※	21円	19円	17円	16円	16円	15 円	初期投資 支援スキーム※			
				※出力制 同対応機器設置義務あり(2020年度以降は設置義務の有無にかかわらず同区分)														
風力 【20年】	22円 (陸上20kW以上)					21円 (20kW以上)	20円 (陸上)	19円 (陸上)	18円 (陸上)	入札制 (250kW以上) 17円	入札制 (50kW以上) 16円	入札制 (50kW以上) 15円	入札制 (50kW以上) 14円	入札制 (50kW以上) 13円	入札制 (50kW以上) 12円	入札制 (50kW以上) 11.8円	卸電力 取引市場 価格 + 環境 価値	
	55円 (陸上20kW未満)																	
	36円 (洋上風力 (着床式・浮体式))					再エネ海域利用法適用の洋上風力については、公募毎に上限価格を決定												
						36円 (着床式)	入札制34円	32円	29円	入札制24円	入札制24円	入札制	入札制					
バイオ マス 【20年】						21円 (20kW以上)	入札制 20.6円	入札制 19.6円	入札制 19.6円	入札制 18.5円	入札制 18.0円	入札制 17.8円	入札制 17.8円	入札制	入札制			
	24円(バイオマス液体燃料)					24円 (20kW未満)	入札制 20.6円											
	24円(一般木材等)					21円 (20kW以上)	24円 (10,000kW以上)	※一般木材等 (10,000kW以上)・バイオマス液体燃料										
						24円 (20kW未満)		24円 (10,000kW未満)										
	32円(未利用材)							32円(2,000kW以上)										
								40円(2,000kW未満)										
						39円 (メタン発酵バイオガス発電)												
地熱 【15年】						26円(15,000kW以上)											フォーミュ ラ方式 ※	
						40円(15,000kW未満)												
水力 【20年】	24円(1,000kW以上30,000kW未満)					24円	20円(5,000kW以上30,000kW未満)					16円						
							27円 (1,000kW以上5,000kW未満)										23円	
						29円(200kW以上1,000kW未満)												
						34円(200kW未満)												

※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）
※地熱発電の2026年度以降は、1,000kW～30,000kWの範囲において容量に応じて連続的に価格が変化する方法（フォーミュラ方式）を採用（2026年度：1,000kW未満：40円/kWh、30,000kW以上：26円/kWh）

今後のFIT/FIP制度における 価格設定のあり方について

2025年11月
資源エネルギー庁

(参考) 今年度の本委員会の主な論点 (電源横断の論点)

3

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

第105回 調達価格等算定委員会 (2025年10月24日) における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、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、直近の入札では、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入札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**いただきたくこととしてはどうか。

<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て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ということになっており、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ところ。
- ✓ 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のが重要。

<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。

今年度の本委員会の主な論点（自立化）（案）

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

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。

洋上風力をめぐる諸問題から考える

三菱商事の撤退問題

- 三菱商事Gの落札価格(11.99:由利本荘～16.49:銚子)は競合の5～8割、入札上限価格(29円／kWh)に比して4～6割という驚くべき低さ
- 29円は、政府が欧州の実情を参考にLCOEに相当する金額として算出。これを半分にできるということは、画期的なビジネスモデルでもない限りきわめて困難(25円で採算ラインギリギリ)
- 現実的には、資本費すらカバーできない水準。その問題性が、その後のインフレで激化
- R1の結果が、R2・R3の「ゼロプレミアム入札」の流れを創出
- 日本の洋上風力はまだ揺籃期なのに、いきなり政府支援なしの「マーチャント・プラント」として自立を求められた状態
- 公募プロセスにおける価格重視の評価基準(価格120点、事業実現性120点)

R4に向けての支援策見直し

- 海域占用期間を現行の30年から40～50年程度まで延長することで、採算性を実質的に引き上げ
- セントラル方式の導入は、予定されていたとはいえ、評価できる。だが、どれだけ精度の高い調査が可能かが課題
- 問題はインフレ時代において、コスト構造を反映した支援制度になっていない点
- 現在の価格重視型の評価基準を見直す必要があり、事業者の採算性をしっかり評価する方法に転換すべき
- 「長期脱炭素電源オークション」(メインオークションではなく)への入札や、CfDの導入などの新たな支援制度の導入が期待される

インフレに対応する各国

- 日本の洋上風力のLCOEは36円／kWhに上昇との試算あり
- 各国は22年から激化したインフレに対応して、迅速に支援水準を引き上げ
- 米国(東岸州)は物価変動スライドを導入、英国はCfD価格を67%引き上げ
- EUは2024年の電力市場改革で各国にCfDの導入を義務づけを決定。ドイツ政府は最近、CfDの導入を決定
- 日本は同時期にR2、R3で逆方向に動き、上限価格を29円から19円へ、さらに18円へと引き下げ。物価スライドの導入も拒否
- インフレがいかに事業に深甚な影響を与えるかという危機感が薄かったのではないか

必要な支援(価格支援)策は？

- LCOEを踏まえた価格設定が必要(例えば公募で36円／kWhを踏まえた上下限価格の設定)
- CfDの導入
- R2・R3の容量市場(長期脱炭素電源オークション)への移行
- インフレ時代の太陽光発電の支援策は？
 - 洋上風力と太陽光の違い
 - 価格支援策(FIT・FIP)はフェードアウトでよいか？
 - 容量市場活用を検討

容量市場の重要性

なぜ容量市場か？

- FITによる再エネ促進の成功が卸電力市場の価格を引き下げ
- 新規電源投資を阻害し、電力の安定供給を揺るがす事態に至っているとの認識の高まり(「メリットオーダー効果」(Zensfuß et al. 2008))
- もともと、卸電力市場で短期限界費用に基づく価格形成の結果として、投資費用回収が困難になる「ミッシング・マネー(Missing Money)」問題が指摘(Hogan 2005; Joskow 2006)
- 再エネの増加は、この問題を増幅
- この問題への対応策として「容量メカニズム($\Leftrightarrow$ エナジー・オンリー・マーケット: EOM)」が浮上
 - ex. EOMアプローチの代表国であるドイツが2024年8月に、容量市場を2028年に導入する意向を表明

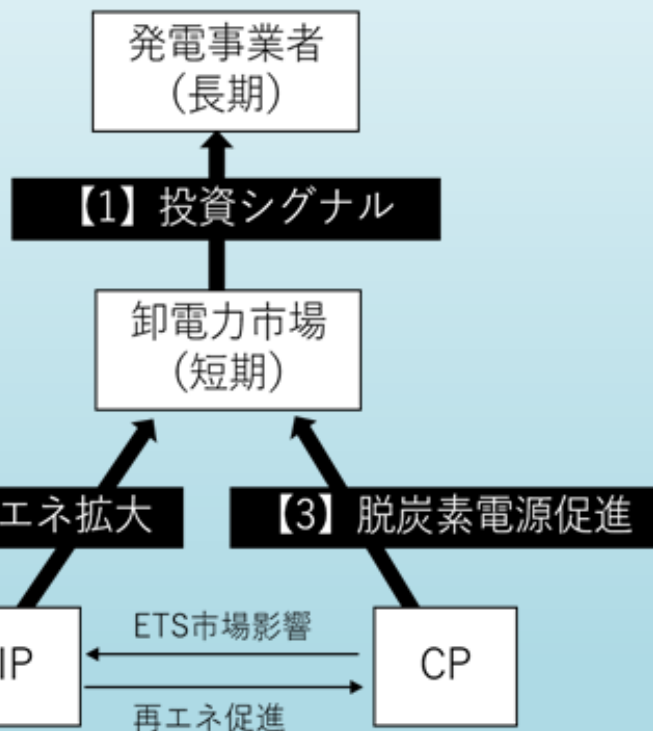
「ハイブリッド市場論」

(“*Hybrid Market Regime*”: Roques & Finon 2017)

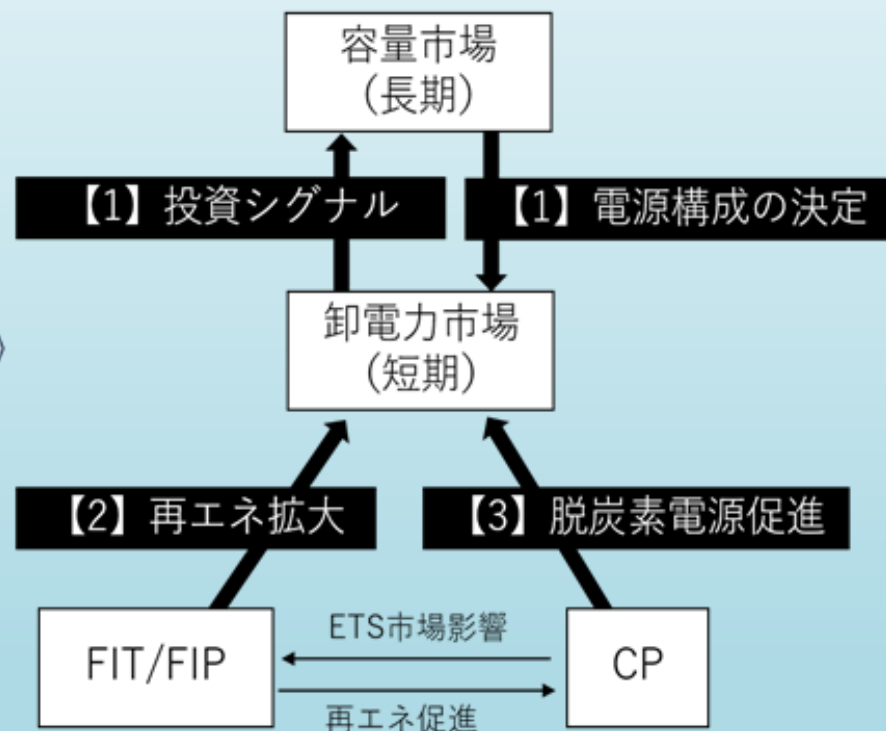
- 電源構成の決定の「場」は、卸電力市場から容量市場に移行
- 容量市場で投資決定が行われ(第1段階)、そこで決まった電源構成を前提に、卸電力市場で誰がどれだけ発電するかが決定される(第2段階)
- 2段階決定の仕組み(「ハイブリッド市場」)では、容量市場での決定が脱炭素化と整合的でなければ、電力部門の脱炭素化は成功しない
 - 容量市場が投資決定、ひいては電源構成に決定的な影響を及ぼすようになるから

図表1 本研究の全体像

エネルギー・オンリー・マーケット (EOM)



ハイブリッド市場



日本はどうか？

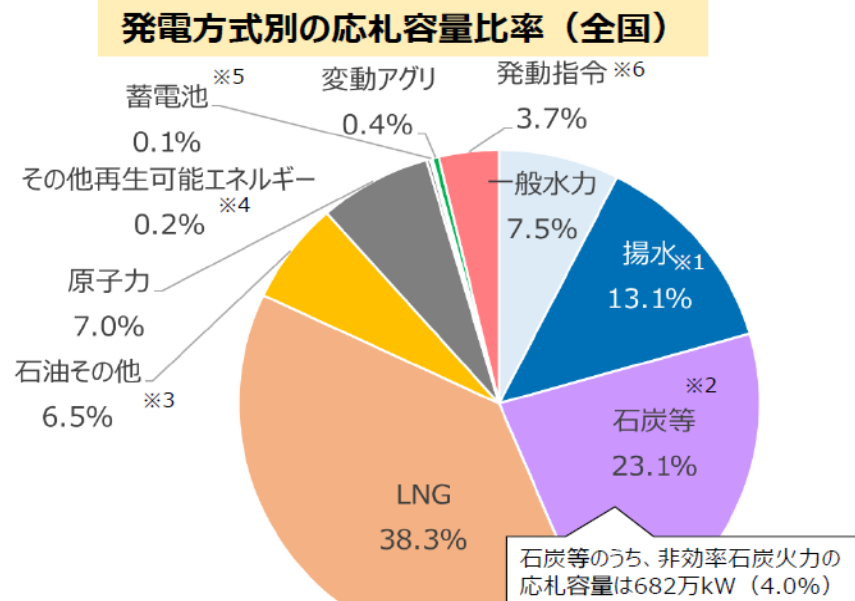
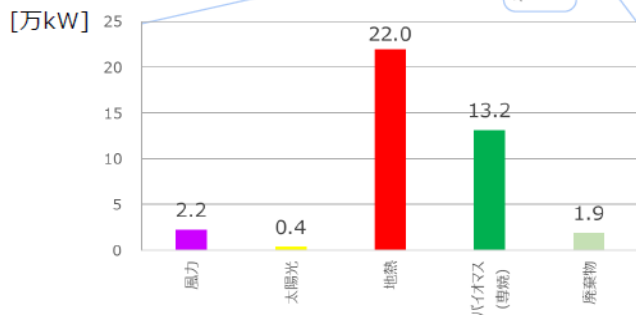
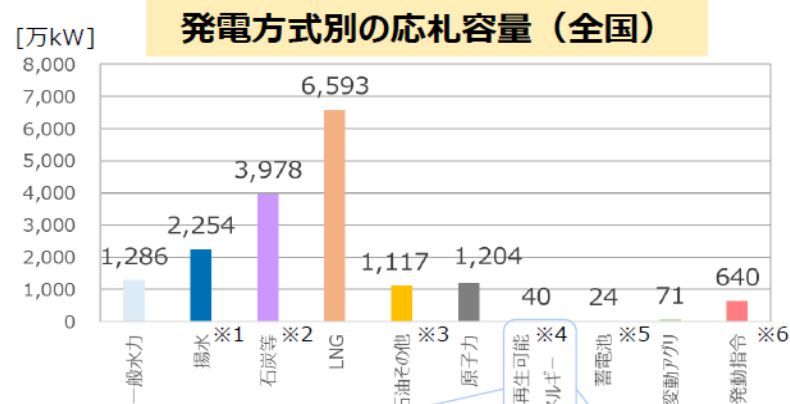
～2028年度対象「メインオークション」約定結果～

3. オークション結果の集計・公表

(4) 発電方式別の応札容量

27

- 全国の発電方式別の応札容量とその比率は、一般水力:1,286万kW (7.5%)、揚水:2,254万kW (13.1%)、石炭等:3,978万kW (23.2%)、LNG:6,593万kW (38.4%)、石油その他:1,117万kW (6.5%)、原子力:1,204万kW (7.0%)、その他再生可能エネルギー:40万kW (0.2%)、蓄電池:24万kW (0.1%)、変動(アグリ):71万kW (0.4%)、発動指令:640万kW (3.7%)であった。
(今回の集計から、変動電源(アグリゲート)と発動指令電源を集計対象に追加。)



- ※1 揚水：純揚水と混合揚水を合算
※2 石炭等：石炭とバイオマス混焼を合算
※3 石油その他：石油・LPG・歴青質混合物・その他ガスを合算
※4 その他再生可能エネルギー：太陽光・風力・地熱・バイオマス専焼・廃棄物を合算
※5 蓄電池：安定電源で蓄電池と登録されたものを集計
※6 発動指令電源の応札容量は調整係数反映後の容量で集計

日本はどうか？

～2024年度「長期脱炭素電源オークション」約定結果～

2. 長期脱炭素電源オークション（応札年度：2024年度）の約定結果

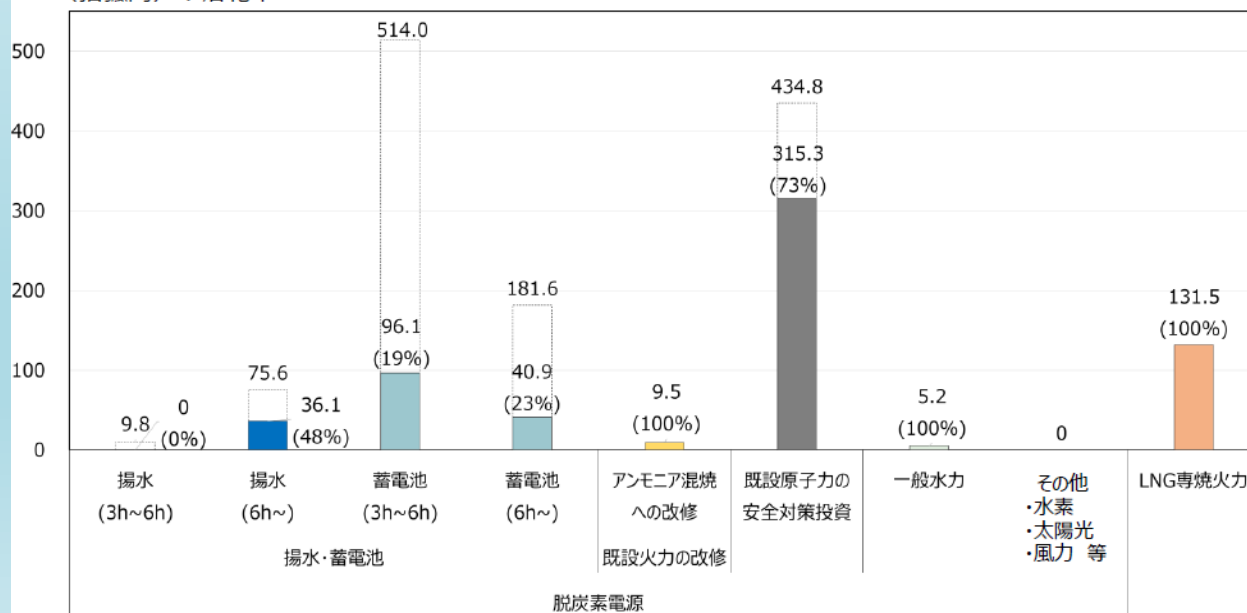
14

（2）発電方式別の応札容量・落札容量

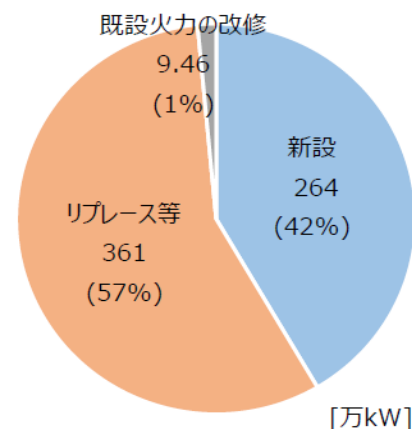
- 発電方式別の応札容量・落札容量とその比率は、下記のとおり。
- 応札容量(落札率)は、揚水が 85.4万kW(42%)、蓄電池が 695.6万kW(20%)、アンモニア混焼への改修が 9.5万kW(100%)、原子力(既設原子力の安全対策投資)が 434.8万kW(73%)、一般水力(調整式)が 5.2万kW(100%)、LNG専焼火力が 131.5万kW(100%)であった。
- また、落札容量のうち新設・リプレース等が約99%であった。

発電方式別の応札容量・落札容量

[万kW]
(括弧内)：落札率



落札電源における 新設・リプレース・既設火力の改修の比率



日本の容量市場の課題

- 参加要件として、FIT／FIPの適用電源は除外されること、最低入札容量は10万kW以上と定められていることが「壁」に
- 投資決定を行う第1段階で再エネは事実上、容量市場から排除された状態
 - 容量市場を通じて再エネ投資を促す仕組みは機能していない
- 容量市場の本来的な役割は新規投資の促進だが、実際には既存電源投資が大半を占め、電源の新陳代謝を促す仕組みが内蔵されていない
- 米・仏・伊など多くの国々が、再エネ支援を行いつつ容量市場への再エネ参加を許容(Kozlova & Overland 2022)
 - カリフォルニア州を対象とするシミュレーション分析では、容量市場を通じて脱炭素電源投資を促す一方、火力発電の退出を促す仕組みを別途用意することで、電源の新陳代謝を加速させつつ速やかに電力部門の脱炭素化を実現できるとの結果(Lebeau et al. 2024)

容量市場への再エネ参加を

- 参加要件の再検討
- 調整率の問題
- 洋上風力の場合

- すでにメインオークションへの参加は認められているが、1年だけの保証なので、長期投資インセンティブとしては弱い
- R2・R3の場合・・・「落札後の条件変更は不公平」との指摘もあるが、すでに三菱商事がFIP点を認められた先例
- R2、R3はゼロプレミアムで入札しており、国の支援が実質的にならない状態。参加要件も実質的にクリア

- 太陽光の場合

- 太陽光の場合・・・①FIT・FIP支援については要調整、②10万kW要件については、アグリゲートをどうするか

参考文献

- Sensfuß, F. et al. (2008), “The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany”, *Energy Policy*, 36(8), pp.3076-3084.
- Hogan, W.W. (2005), “On an “Energy Only” Electricity Market Design for Resource Adequacy”, Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government Harvard University Cambridge, Massachusetts 02138.
- Joskow, P.L.(2006), “Competitive electricity markets and investment in new generating capacity”, MIT-CEEPR (Series); 06-009WP.
- Roques, F. & D. Finon (2017), “Adapting electricity markets to decarbonisation and security of supply objectives: Toward a hybrid regime?”, *Energy Policy*, 105, pp.584-596.
- Kozlova, M. & I.Overland (2022), “Combining capacity mechanisms and renewable energy support: A review of the international experience”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 155, 111878, pp.1-12.
- 山家公雄「三菱商事撤退で日本の洋上風力は終わるのか？ 撤退ドミノと制度崩壊の“総崩れ”を回避するための「4つの切り札」『ダイヤモンド・オンライン』2025年9月18日.
- 山家公雄「長期脱炭素電源オークションが改定へ、洋上風力の採算性確保の解答か」『日経エネルギーNext』2025/05/29.