

残る論点について

2025年1月
資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項（残る論点について）

- (1) 2026年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額について
- (2) バランシングコストについて
- (3) FIP制度のみ認められる対象について（太陽光発電、バイオマス発電）
- (4) 価格調整スキームにおいて考慮する物価変動率の上限について
- (5) 地熱発電のIRRについて
- (6) 初期投資支援スキームの適用開始時期に関する法制上の整理について

- (1) 2026年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額について
- (2) バランシングコストについて
- (3) FIP制度のみ認められる対象について（太陽光発電、バイオマス発電）
- (4) 価格調整スキームにおいて考慮する物価変動率の上限について
- (5) 地熱発電のIRRについて
- (6) 初期投資支援スキームの適用開始時期に関する法制上の整理について

(1) 2026年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額（案）

<2026年度の解体等積立基準額>

- これまでの本委員会では、2012～2023年度認定の解体等積立基準額について、各年度の調達価格・基準価格・入札上限価格における想定値（廃棄等費用、設備利用率等）に基づき、「想定設備利用率で電気供給したときに、調達期間又は交付期間の終了前10年間で、想定の上乗せ費用を積み立てられるkWh当たりの単価」を設定した。
- 2024年度認定の解体等積立基準額についても、同様の設定方法としつつ、低圧事業用太陽光については、1割以上設備利用率が低下しても、廃棄等費用を適切に積み立てる観点から、調達価格・基準価格の想定値から1割減じた設備利用率に基づき、2024年度認定の解体等積立基準額を設定することとした。また、昨年度の委員会において、2025年度認定の解体等積立基準額についても、2024年度と同様の設定方法に基づき設定した。
- 引き続き適切に廃棄等費用を適切に積み立てていく必要があることを踏まえ、事業用太陽光発電の2026年度認定の解体等積立基準額については、引き続き2025年度と同様の設定方法に基づき設定することとしてはどうか。また、特段の事情変更が生じない限りは、今後も同様の設定方法に基づき設定することとしてはどうか。

※ なお、関係審議会においては、陸上風力発電や洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）について、原則としてFIT/FIP制度における廃棄等積立制度の対象とすることが適当との議論がされており、詳細は、再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会において今後検討を深めることとされている。こうした検討を踏まえ、来年度以降の本委員会において、具体的な積立基準額等に関する議論を行うこととしてはどうか。

(1) 2026年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額 (案)

認定年度※	調達価格/基準価格	廃棄等費用の想定額	解体等積立基準額の 想定設備利用率	自家消費比率	解体等積立基準額	
2012年度	40円/kWh	1.7万円/kW	12.0%	—	1.62円/kWh	
2013年度	36円/kWh	1.5万円/kW	12.0%	—	1.40円/kWh	
2014年度	32円/kWh	1.5万円/kW	13.0%	—	1.28円/kWh	
2015年度	29円/kWh 27円/kWh	1.5万円/kW	14.0%	—	1.25円/kWh	
2016年度	24円/kWh	1.3万円/kW	14.0%	—	1.09円/kWh	
2017年度	入札対象外	21円/kWh	1.3万円/kW	15.1%	—	0.99円/kWh
	第1回入札対象	落札者ごと	1.1万円/kW	15.1%	—	0.81円/kWh
2018年度	入札対象外	18円/kWh	1.2万円/kW	17.1%	—	0.80円/kWh
	第2回入札対象	(落札者なし)	—	—	—	—
	第3回入札対象	落札者ごと	0.9万円/kW	17.1%	—	0.63円/kWh
2019年度	入札対象外	14円/kWh	1.0万円/kW	17.2%	—	0.66円/kWh
	第4回入札対象	落札者ごと	0.8万円/kW	17.2%	—	0.54円/kWh
	第5回入札対象	落札者ごと	0.8万円/kW	17.2%	—	0.52円/kWh
2020年度	10-50kW以外	12円/kWh	1万円/kW	17.2%	—	0.66円/kWh
	10-50kW	13円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2021年度	10-50kW以外	11円/kWh	1万円/kW	17.2%	—	0.66円/kWh
	10-50kW	12円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2022年度	10-50kW以外	10円/kWh	1万円/kW	17.2%	—	0.66円/kWh
	10-50kW	11円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2023年度	10-50kW以外	9.5円/kWh	1万円/kW	17.7%	—	0.64円/kWh
	10-50kW	10円/kWh	1万円/kW	17.2%	50%	1.33円/kWh
2024年度	地上・10-50kW以外	9.2円/kWh	1万円/kW	18.3%	—	0.62円/kWh
	地上・10-50kW	10円/kWh	1万円/kW	19.2%	—	0.60円/kWh
	屋根・10kW以上	12円/kWh	1万円/kW	14.5%	30%	1.12円/kWh
2025年度	地上・10-50kW以外	8.9円/kWh	1万円/kW	18.3%	—	0.62円/kWh
	地上・10-50kW	10円/kWh	1万円/kW	19.2%	—	0.60円/kWh
	屋根・10kW以上	11.5円/kWh	1万円/kW	14.5%	30%	1.12円/kWh
2026年度	地上・10-50kW以外	(審議中)	1万円/kW	18.3%	—	0.62円/kWh
	地上・10-50kW	(審議中)	1万円/kW	19.2%	—	0.60円/kWh
	屋根・10kW以上	(審議中)	1万円/kW	14.5%	30%	1.12円/kWh

※簡易的に認定年度を記載しているが、調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用を積み立てるという観点から、
実際には、適用される調達価格/基準価格に対応する解体等積立基準額が適用されることとする。

本日、御議論いただきたい事項

※太陽光パネルを更新・増設する際は、当初設備相当分は解体等積立基準額を維持し、増設分相当には最新の解体等積立基準額を適用（按分計算により基準額算定）

- (1) 2026年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額について
- (2) バランシングコストについて
- (3) FIP制度のみ認められる対象について（太陽光発電、バイオマス発電）
- (4) 価格調整スキームにおいて考慮する物価変動率の上限について
- (5) 地熱発電のIRRについて
- (6) 初期投資支援スキームの適用開始時期に関する法制上の整理について

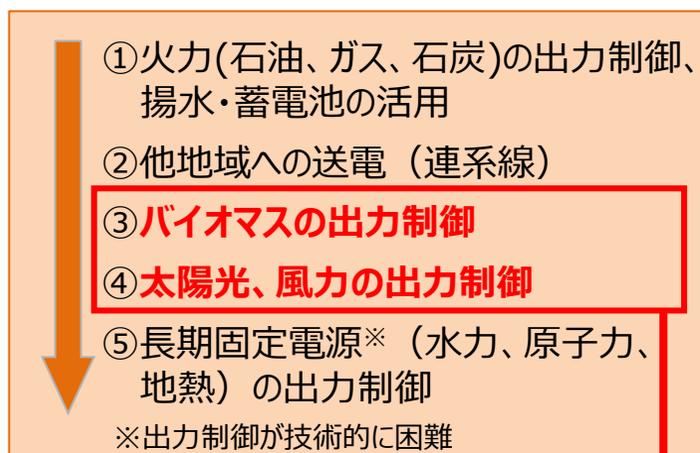
(2) 2025年度以降のバランシングコストについて (総論)

- 2022年4月に開始したFIP制度は、**再エネ発電事業者の収入が卸電力取引市場価格と連動**することなどから、**再エネ発電事業者による需給に応じた電力の供給が促され、再エネの電力市場への統合の鍵**となる。本委員会においても、再エネ電源の**早期自立化に向けた電力市場統合**を促すために、FIP制度のみ認められる対象の拡大について、議論いただいていたところ。
- 加えて、再エネの更なる電力市場統合に向けては、第66回の再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会（2024年8月7日）において、FIT電源とFIP電源の需給バランスへの貢献性を踏まえ、電源間の公平性の確保の観点から、優先給電ルールにおける**出力制御の順番をFIT電源→FIP電源の順**とする措置を講じることとした。
- また、FIP制度においては、FIT制度と異なり、発電事業者自らによる発電事業計画の策定を求められることから、事業の予見性の確保や、供給シフトの促進に向けた事業環境整備について、本委員会や関係審議会での議論を通じて様々な措置を講じてきており、第71回の再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会（2024年11月28日）において、**政府として実施する事業環境整備等**について、再エネ主力電源化アクションプランとして以下のとおりまとめている。
 - ① FIP制度における情報開示の推進
 - ② FIP併設蓄電池における系統充電の拡大
 - ③ FIP移行案件の事後的な蓄電池設置の価格算定ルール
 - ④ 供給シフトの更なる円滑化（バランシングコスト）
 - ⑤ 非化石証書の直接取引の拡大
- こうした措置により、2022年のFIP制度開始以降、2024年6月末時点のFIP認定量は、新規認定・移行認定を合わせて、約2,774MW（1,359件）となるなど、一定のFIP制度の活用が進んでいるが、再エネ電源の早期の自立化に向けて、FIP制度のさらなる活用促進を進めていく必要がある。
- 将来的には全再エネ電源のFIP移行が望ましく、FIP制度の更なる活用促進に向けて、第71回の再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会において、**前述の出力制御順の変更により結果的に生じる国民負担の減少の範囲内で、まずは、一定の電源（FIT/FIP全体の約25%）がFIP電源に移行するまでの間、バランシングコストの更なる増額措置により、発電量予測などのFIP電源に係る事業環境整備への支援を強化**することとした。
- 本日の委員会では、第71回の再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会での議論を踏まえ、第95回の本委員会（2024年10月16日）で提示した事業環境整備支援についての考え方や、これまでの御意見を踏まえ、バランシングコストの増額措置について、**①措置対象**、**②措置期間**、**③交付額**等の詳細設計について御議論いただきたい。

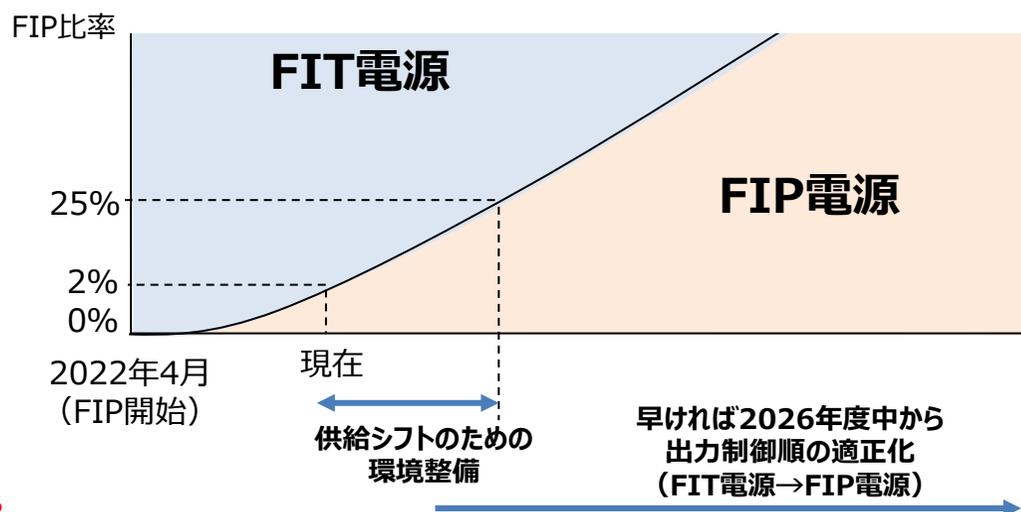
- **再エネ最大導入（kWhベース）**を図るため、以下①②を組み合わせ、**FIP制度への更なる移行を促していく**。
 - ① **FIT電源とFIP電源の間の公平性を確保**するため、**優先給電ルールにおける出力制御の順番を、早ければ2026年度中から、FIT電源→FIP電源の順とする**。
 - ② 将来的には全再エネ電源のFIP移行が望ましいが、**まずは一定の電源（FIT/FIP全体の約25%（※1））がFIP電源に移行するまでの間**、集中的に、**FIP電源に係る蓄電池の活用や発電予測などへの支援を強化（※2）**し、FIP電源への移行を後押しする。

（※1） FIT移行状況や出力制御の状況を踏まえ、施策効果の検証、目標の更なる引上げ等を不断に検討していく。
（※2） ①の措置によりFIT電源の出力制御率が増加する（再エネ買取量が減少する）ことに伴う国民負担減少分の範囲内で、**バランスコストの更なる増額等**を検討する。
- これにより、**FIP電源（太陽光・風力）は、当面、出力制御の対象とならない（※3）**。他方、**FIT電源の出力制御確率は増加**することとなる。

（※3） ただし、余剰が特に大きい日や制御回数が多いエリアでは、FIT電源に対する制御の後、FIP電源が制御される。



③④それぞれのカテゴリでFIT電源→FIP電源の順とする。



- 2022年4月に開始したFIP制度は、再エネ発電事業者の収入が電力市場価格と連動することなどから、再エネ発電事業者に需給に応じた電力供給を促すことができ、再エネの電力市場への統合の鍵となる。2024年3月末時点のFIP認定量は、新規認定・移行認定を合わせて、約1,761MW（1,199件）となるなど、一定のFIP制度の活用が進んでいる。
- 他方で、将来的には全再エネ電源のFIP移行が望ましく、FIP制度の更なる活用促進に向けて、不断の事業環境整備を行っていく。このため、政府として実施する事業環境整備等について、これまでの本小委員会でも取りまとめた次の事項において、本アクションプランにおいて整理する。
 - (1) 優先給電ルールにおける出力制御順の見直し（電源の性質と公平性を踏まえた措置）
 - (2) 事業環境整備の更なる推進
 - ① FIP制度における更なる情報開示の推進
 - ② FIP併設蓄電池における系統放電の拡大
 - ③ FIP移行案件の事後的な蓄電池設置時の価格算定ルール
 - ④ 供給シフトの更なる円滑化（バランシングコスト）
 - ⑤ 非化石証書の直接取引の拡大
 - (3) アグリゲーション・ビジネス等の活性化
 - ① アグリゲーターとFIP事業者のマッチング・プラットフォームの設立
 - ② 関連プレイヤーの理解醸成等を促進する勉強会の開催
 - ③ FIP電源の需給調整に資する系統用蓄電池の導入促進
- 同時に、FIP促進に向けては、官民が協調して取り組む必要がある。事業者団体においても、業界としてのロードマップとアクションプランを早期に取りまとめた上で、それらに従って取組を進めていくことを期待したい。

- FIP電源が、電力市場価格に応じて円滑に供給シフトを行うためには、**発電量予測や蓄電池設置等の取組を促進するための事業環境の整備が重要となる**。FIP制度では、こうした取組にはノウハウや技術の蓄積が必要となることを踏まえ、2022年4月の制度開始当初から、**FIP事業者に交付するプレミアムにbalancingコストを上乗せしている**。
- また、本小委員会の第58回会合（2023年12月19日）において検討したとおり、**事業者がbalancingコストを低減するインセンティブを持たせながらも、FIP制度の更なる活用を促進する観点から、balancingコストの時限的な引上げを措置**してきた（見直し後の具体的な交付額等はp.29参照）。
- 今般、FIT電源とFIP電源の需給バランスの確保への貢献の観点での公平性を確保することを目的として、出力制御順を変更する措置を講じていくこととしたが、この措置によりFIT電源の出力制御確率が増加して買取量が減少することで、**結果的に国民負担の抑制効果が生じることが見込まれる**。
- FIP電源の供給シフトを円滑化する観点から、全体での国民負担の抑制を図りながら、蓄電池の活用や発電予測等の事業環境整備への支援強化策として、**balancingコストの更なる時限的な増額を検討**することとしてはどうか。
- 具体的には、今後、
 - ① **措置対象**（新規認定/移行認定の別、認定時期、電源種 等）
 - ② **措置期間**（将来的に事業者がbalancingコストを低減させるインセンティブを持たせること 等）
 - ③ **交付額**（国民負担の抑制とFIP活用インセンティブの両立 等）について、**調達価格等算定委員会**で具体的に御議論いただくこととしてはどうか。

- 2024年12月末時点のFIP認定量は、**新規認定・移行認定を合わせて、約3,127MW・1,675件**。
- 2023年10月時点の認定量（約986MW・275件）から、**容量は2.8倍／件数は4.8倍**となっている。
- 新規認定・移行認定の件数については、太陽光発電が最も多いが、**新規認定では風力発電・水力発電、移行認定ではバイオマス発電の利用件数が多い傾向**。

電源種	新規認定		移行認定		合計	
	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数
太陽光	588	806	347	731	935	1,537
風力	1188	34	243	20	1431	54
地熱	0	0	0	0	0	0
水力	185	33	78	11	263	44
バイオマス	61	8	438	32	499	40
合計	2,021	881	1,106	794	3,127	1,675

※ 2024年12月末時点。バイオマス発電出力はバイオ比率考慮後出力。

※ 「移行認定」は、当初FIT認定を受けた後に、FIP制度に移行したものを指す。

※ 2024年6月末時点で、FIP制度に未移行の事業（FIT認定済・住宅用太陽光を除く）は、89,052MW、732,233件。
FIP認定量は、FIT/FIP制度全体の認定量の約3%。

(参考) 2024年度の各エリアの再エネ出力制御見通し等

第52回系統WG (2024年9月18日) 資料1より抜粋

	北海道	東北	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
出力制御率見通し (2024年度) 出力制御率(%) ※2 [制御電力量(kWh)]	0.04% [0.03億 kWh]	2.1% [3.3億 kWh]	0.4% [0.6億 kWh]	1.0% [0.2億 kWh]	1.7% [1.7億 kWh]	3.8% [3.6億 kWh]	4.0% [2.1億 kWh]	6.2% [9.7億 kWh]	0.1% [30.6万 kWh]
仮に、エリア全体がオンライン 化した場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	0.04% [0.03億 kWh]	1.2% [1.9億 kWh]	0.23% [0.4億 kWh]	0.7% [0.1億 kWh]	0.9% [0.9億 kWh]	3.3% [3.1億 kWh]	3.6% [1.9億 kWh]	6.2% [9.7億 kWh]	0.03% [17.0万 kWh]
連系線利用率 ※3	50%	北本50% /東北東京 80%	-20%	5%	-20%	0%	35%	85%	-
最低需要 ※4 (2022年度) [万kW]	280	719	1,056	222	1,190	475	226	718	70.5
変動再エネ導入量 (2022年度) [万kW]	300	1,030	1,156	139	716	699	361	1,216	40.2
変動再エネ導入量/最低 需要 (2022年度) [%]	107%	143%	109%	63%	60%	147%	160%	169%	57%
(参考) 出力制御率見 通し (2024年度当初想 定) ※5 出力制御率(%)	0.2%	2.5%	0.6%	1.1%	0.7%	5.8%	4.5%	6.1%	0.2%

※1 本表に掲載のない東京エリアについては、2024年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。

※2 出力制御率は変動再エネ(太陽光・風力)の数値。

出力制御率 [%] = 変動再エネ出力制御量 [kWh] ÷ (変動再エネ出力制御量 [kWh] + 変動再エネ発電量 [kWh]) × 100

※3 各エリアで出力制御が発生する場合に蓋然性が高い連系線利用率の値を採用。-はエリア外からの受電。

※4 4月から5月8日までの昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の最低需要とする。沖縄エリアは3月。

※5 出所：第50回 系統WG (2024年3月11日)

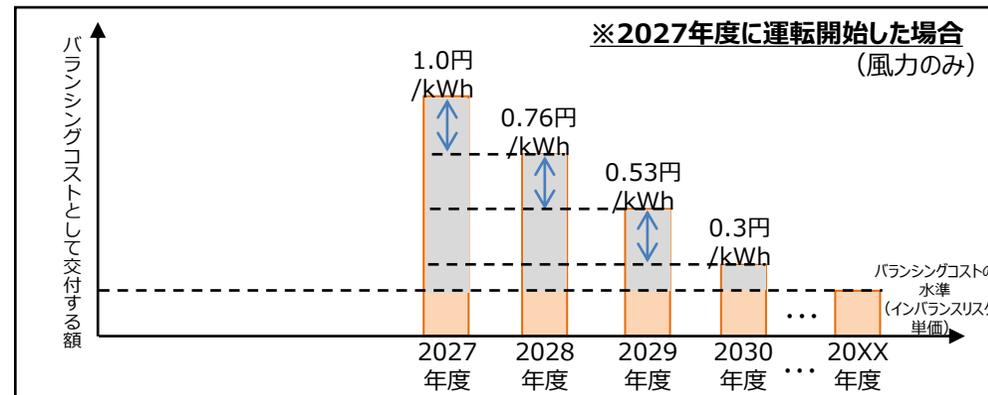
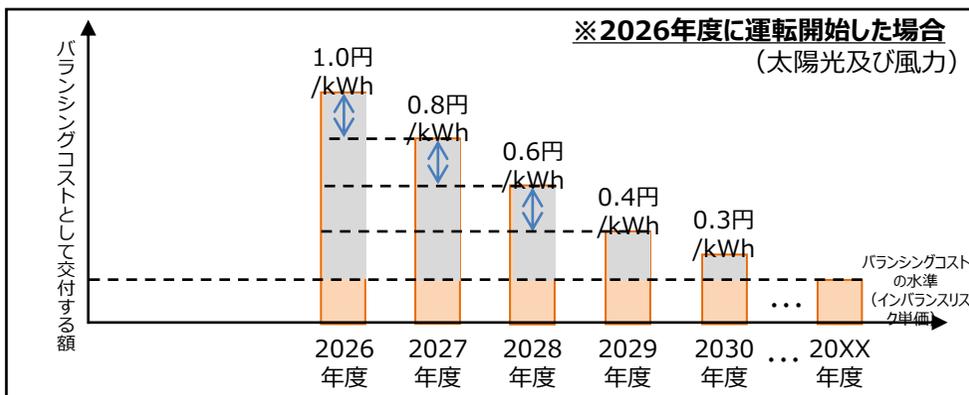
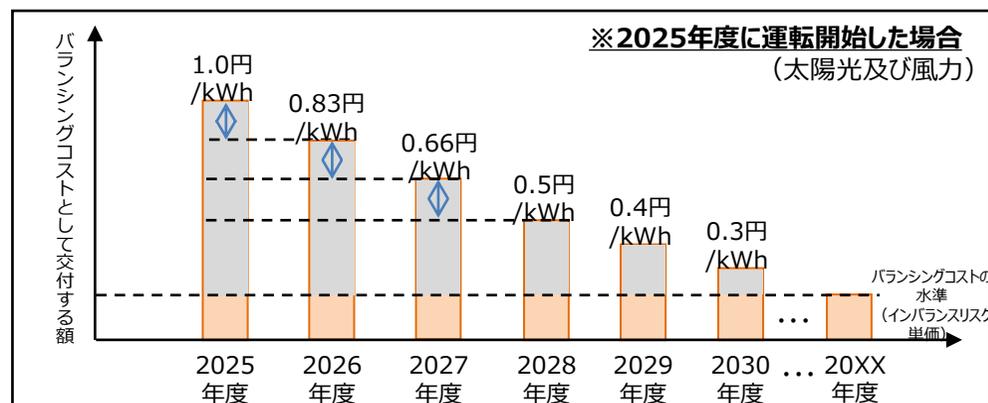
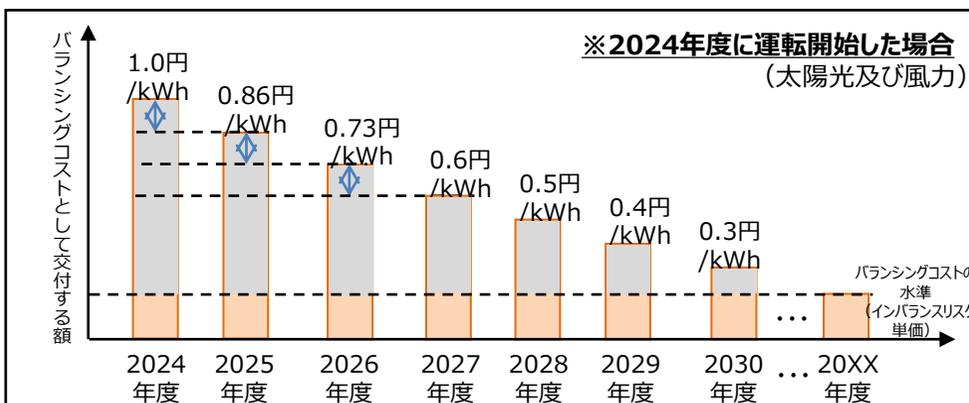
※6 関西は淡路島南部地域を除く、四国は淡路島南部地域を含む。

出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) FIP制度のバランシングコスト (現行制度)

第66回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会 (2024年8月7日) 資料3より抜粋

- 自然変動電源 (太陽光・風力) のFIP認定事業者には、プレミアムに上乗せして、**バランシングコストが交付**されている。これは、自然変動電源は、FIP制度開始初期の現段階においては、**発電計画の作成などに技術やノウハウの蓄積が必要となる**点を踏まえた措置。
- バランシングコストの額は、例えば、2024～2026年度に運転開始した太陽光については、**運転開始年度を1.0円/kWhとし、以降徐々に低減**させることとしている。



- 第66回の再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会（2024年8月7日）では、バランシングコストの増額に対し、**国民負担の抑制を前提として、費用効果的なインセンティブ設計とすべき**、との指摘があった。
- 第69回の同小委員会（2024年9月30日）では、**時限的な誘導施策**とすべき、との指摘があった。

<バランシングコストの増額に対する委員意見>

（第66回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会（2024年8月7日））

- FIP電源による供給シフトを促進する観点から、**発電量予測や蓄電池の導入等を含めた事業環境整備**が重要であり、支援を進めていく必要がある。
- FIT電源の出力制御確率が高まることによる再エネの買取額の減少分を、全額バランシングコストの増額等の支援策に活用する必要はない。**国民負担を可能な限り抑制する形で効果的なインセンティブ設計をしていただきたい。**

（第69回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会（2024年9月30日））

- バランシングコストの更なる増額は、あくまでも**時限的な誘導施策**と理解している。

- バランシングコストは、2022年度のFIP制度開始以降、FIP電源に対して、発電計画の策定や、発電量/市場価格/気象の予測等の対応に要する費用に充てるために交付されている。
- 今般、FIT電源とFIP電源の電源の性質と、需給バランスへの貢献に関する公平性の確保の観点から、出力制御順の変更を措置するが、再エネ電源の電力市場への統合を進めていくためには、発電計画の策定等のみならず、電力市場価格の低い時間帯から高い時間帯への供給シフトを含め、再エネ発電事業者側の高度な取組が円滑に実施されるように事業環境整備を行っていく必要がある。こうした目的を踏まえて、今回の措置（バランシングコストの増額）を講じるものと整理してはどうか。
- なお、バランシングコストは、FIT電源には交付されず、FIP電源にのみ交付されることから、その交付額を増額することは、結果的にFIP制度の活用を促進する効果がある。特に、今般の出力制御順の変更と併せて、バランシングコストの交付額を増額することは、結果として、FIT電源への支援をFIP電源への支援にリバランスする効果がある。
- 一方、国民負担の抑制の観点に加えて、再エネ導入に当たっての統合コストを最小化していく観点からは、引き続き、事業者がバランシングコストを低減させるインセンティブを持たせることが重要である。このため、年度を経るにつれて交付額が減少していく仕組みは維持しつつも、2025年度以降の①措置対象、②措置期間、③交付額について、次のように考えることとしてはどうか。

① 措置対象

- 措置対象については、2024年度のバランシングコストの見直し措置と同様、供給シフトの円滑化に向けて特に重点的な事業環境整備が必要となる自然変動電源（太陽光発電・風力発電）を対象とすることとしてはどうか。
- また、FIP電源としての運転開始年度について、2025年度以降のものに対象を限定するという考え方もあり得るが、既に先行的にFIP認定を受けた事業との公平性に配慮し、FIP電源としての運転開始年度を問わずに対象とすることとしてはどうか。

(2) 2025年度以降のバランシングコスト (案)

② 措置期間／③ 交付額

- **措置期間**は、再エネ大量導入・次世代電力NW委員会での検討も踏まえ、**FIP比率が25%に達した年度まで**とすることとしてはどうか。
- その上で、**交付額**については、**年度を経るにつれて交付額が減少していくこととしつつ、今般の出力制御順の変更により結果的に生じる国民負担の抑制効果の範囲内**において設定することとしてはどうか。その際、国民負担の抑制の観点から、**当該抑制効果を全て活用するのではなく、限定的に活用すること**としてはどうか。
- 具体的には、一定の仮定の下で機械的な計算（※p.17参照）、出力制御順の変更による国民負担の抑制額は、**約19億円（バランシングコスト単価に換算すると1.3円/kWh程度に相当）**となる。この範囲で設定する観点から、**2025年度のバランシングコストの増額分は、+1.00円/kWh**としてはどうか。
- また、2026年度以降のバランシングコストの増額分（単価）は、その時点でのFIP対象電源の量によって、国民負担の抑制効果内となる単価水準が変わることから、**来年度以降に算定すること**としてはどうか。

※来年度以降の算定においても、引き続き、出力制御順の変更により結果的に生じる国民負担の抑制効果の範囲内において設定するという考え方は維持する。その際に、前述の範囲内でどの程度の額を設定するかは、必ずしも小数点第1位を切り捨てる考え方によらず、その時点での状況等を見極めつつ本委員会で議論して決定する。

【今般の見直し後の交付額】

		FIP電源としての運転開始年度			
		2023年度以前	2024年度	2025年度	2026年度
バランシングコスト 交付額 [円/kWh]	2024年度	0.90	1.00	-	-
	2025年度	1.80 (+1.00)	1.86 (+1.00)	2.00 (+1.00)	-
	2026年度	0.70+a	0.73+a	0.83+a	1.00+a
	2027年度	0.60+a	0.60+a	0.66+a	0.80+a
	2028年度	0.50+a	0.50+a	0.50+a	0.60+a

【(参考) 現行の交付額】

		FIP電源としての運転開始年度			
		2023年度以前	2024年度	2025年度	2026年度
バランシングコスト 交付額 [円/kWh]	2024年度	0.90	1.00	-	-
	2025年度	0.80	0.86	1.00	-
	2026年度	0.70	0.73	0.83	1.00
	2027年度	0.60	0.60	0.66	0.80
	2028年度	0.50	0.50	0.50	0.60

※2026年度以降の「+a」は、来年度以降に算定。
ただし、前年度までにFIP比率が25%に達した場合、aはゼロとなる点に留意。

- 出力制御順の変更後の状況においては、**FIT電源の出力制御確率が増加することにより、一定の国民負担の抑制効果が生じる。**
- 出力制御順を変更した場合における国民負担の抑制効果について、**一定の仮定の下で、FIT電気1kWhの買取りに要する費用(※)に、FIT→FIPの順に出力制御を実施した場合に、追加で出力制御の対象となるFIT電力量を乗じて計算すると、約19億円**となる。これを現時点でのFIP発電電力量(約15億kWh)で除すと、**約1.3円/kWh**となる。

※ 卸電力市場取引価格等を勘案。

<出力制御順変更前後での出力制御量の変化>



※ 出力制御順の変更を行うタイミングでのFIP比率を、現在の約2.5倍である4%と仮定。バランシングコストを含めた各種FIP支援措置により、FIP率の更なる増加が予想されるが、現時点での増加ペースに基づき設定。

※ FIP電源は、出力制御確率が減少するが、出力制御時間帯(卸電力取引市場価格が0.01円/kWhとなるコマ)は元々プレミアムの交付対象外であるため、出力制御確率の減少による国民負担は**不変**。

(参考) FIP制度のバランシングコスト (案)

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58回) (2023年12月19日) 事務局資料より抜粋・一部修正

- 以上の点を踏まえ、事業者がバランシングコストを低減するインセンティブを持たせながらも、FIP制度の更なる活用を促進する観点から、例えば次のような制度とする方向で検討を行うこととしてはどうか。
 - FIP制度として運転を開始した当初は、発電計画の作成等に関して一定のコストを要する中で、必要なバランシングコストを交付し、FIP制度の活用を促進することが必要である。
 - このため、FIP制度として運転を開始した事業に交付するバランシングコストについて、運転開始初年度を1.0円/kWhとした上で、2年目・3年目については段階的に低減させ、4年目以降は現行制度において定められた額とすることとしてはどうか。段階的な低減については、1年目から4年目までに掛けての各年の低減額が均一となるように額を設定する (p.62参照) こととしてはどうか。
 - 上記の措置については、FIP制度の早期活用と迅速な運転開始を促進する観点 (例：現行制度における太陽光発電・風力発電の運転開始期限は、それぞれの原則的なケースで、3年・4年) や、2030年度のエネルギーミックスの実現に向けて再エネ導入を加速させる観点を踏まえ、
 - 太陽光発電については、2024～2026年度までの3年間にFIP制度として運転を開始した事業に適用することとしてはどうか。
 - 風力発電については、2024～2027年度までの4年間にFIP制度として運転を開始した事業に適用することとしてはどうか。
- (※) 上記の詳細の検討は、FIP認定事業者が得べき収益水準に関連することから、調達価格等算定委員会において行うこととしてはどうか。
- 併せて、発電量予測の精度向上・コスト低減を図るため、FIP制度を活用する再エネ発電事業者 (アグリゲーター)、金融機関、研究機関、気象予測ビジネスを実施する民間企業等と連携して、具体的手法の検討を加速させることとしてはどうか。

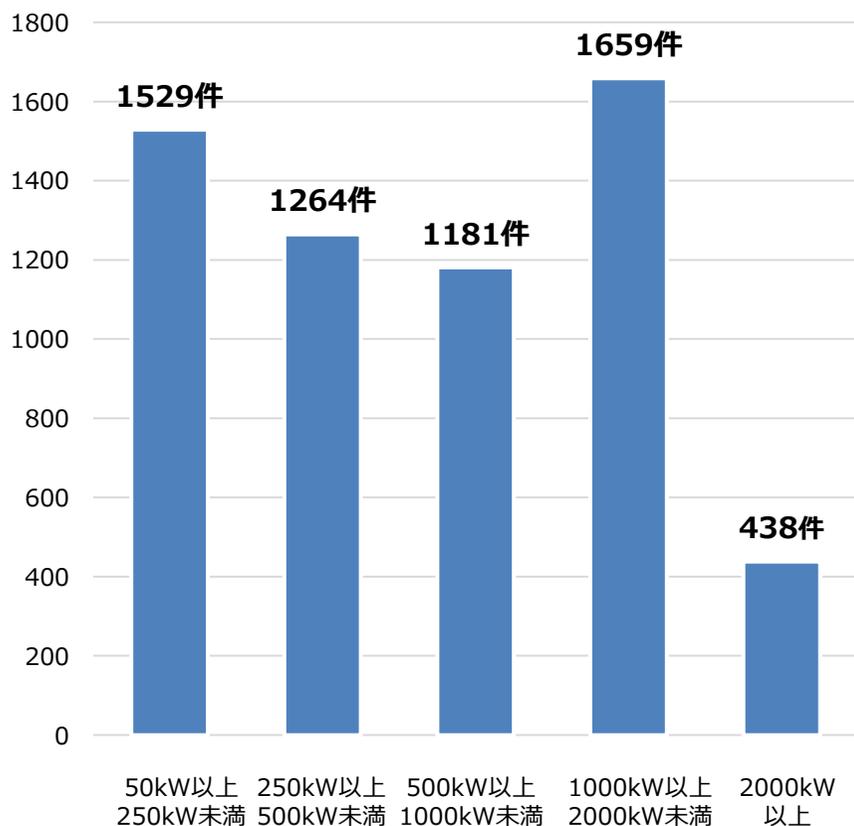
FIP制度への移行に関するアンケート調査

第93回調達価格等算定委員会（2024年1月29日）事務局資料より抜粋

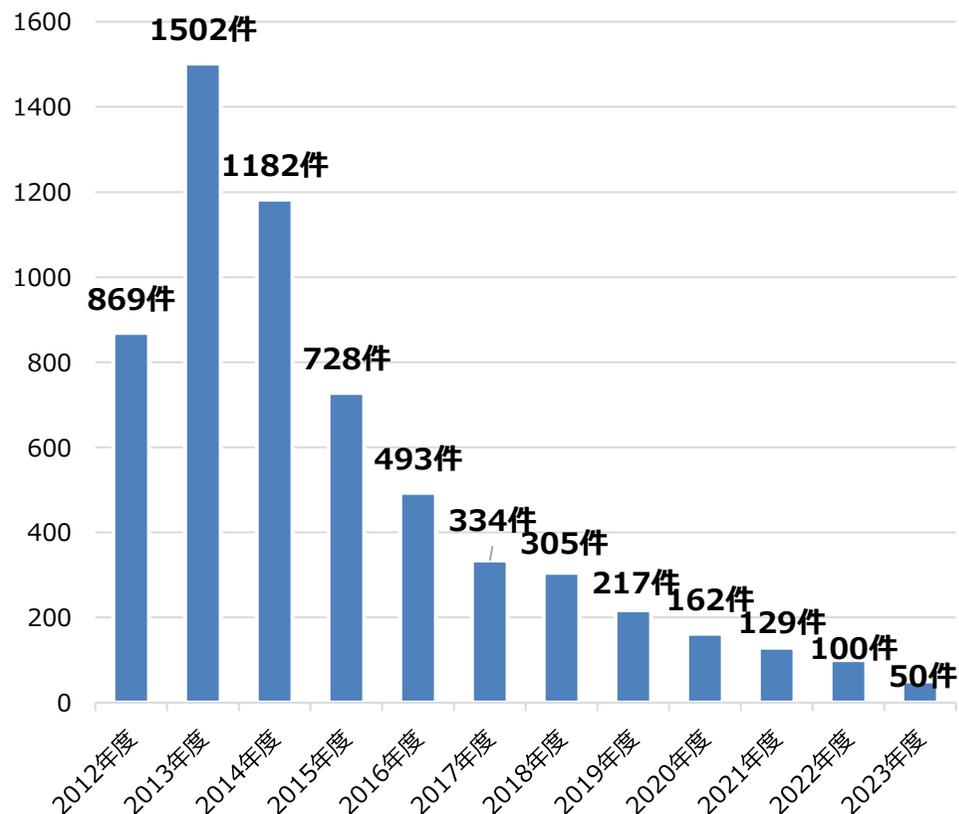
- 資源エネルギー庁では、**FIP制度への移行に関する情報収集**のため、2024年1月11日～17日の期間で、**運転開始済の変動電源のうち、FIT認定を受けている案件（35,448件）**に対して、メールでのアンケート調査を実施。
- このうち、**6,071件**（太陽光5934件、風力137件）から回答を得た（回答率17.1%）。

<回答案件のプロファイル>

【認定出力】



【認定年度】

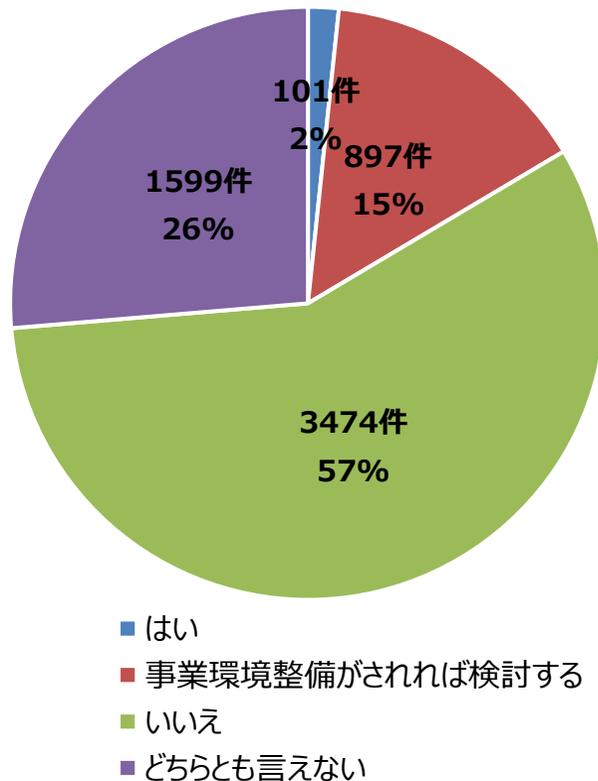


FIP制度への移行に関するアンケート調査結果

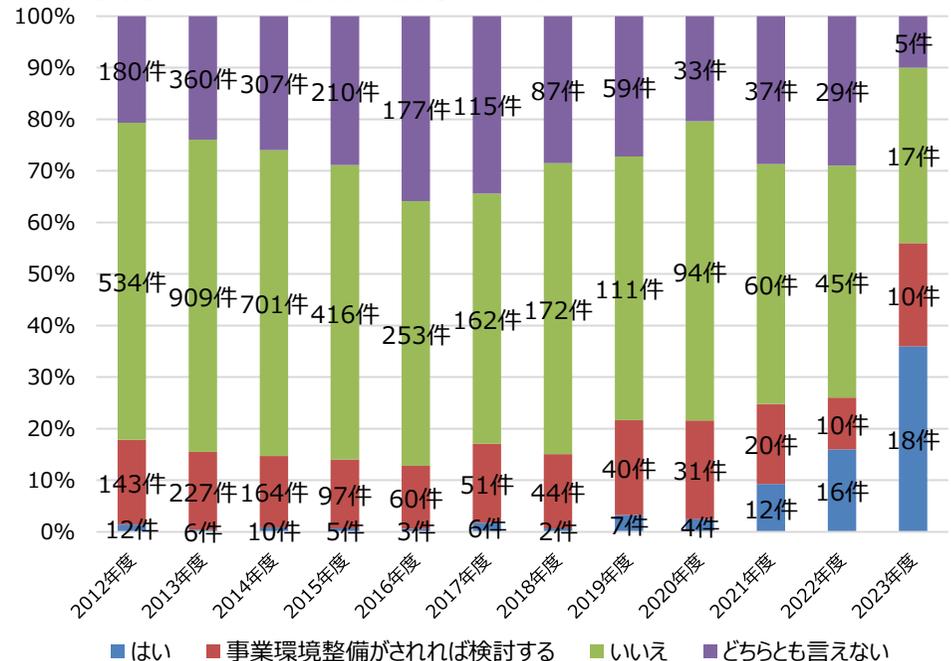
第93回調達価格等算定委員会（2024年1月29日）事務局資料より抜粋

- 現時点におけるFIP制度への移行の考えの有無について質問したところ、「いいえ」と回答した件数は57%であった一方、「**事業整備がされれば検討する**」と回答した件数は**15%存在**している。また、「**はい**」と回答した件数も**100件を超えている**。
- 特に、**認定年度が新しくなればなるほど、FIP制度への移行に前向きな回答が多い傾向**にあった。

Q. 現在、FIPへの移行を考えていますか。



<認定年度ごとのFIP移行の意向について>



- (1) 2026年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額について
- (2) バランシングコストについて
- (3) FIP制度のみ認められる対象について (太陽光発電、バイオマス発電)
- (4) 価格調整スキームにおいて考慮する物価変動率の上限について
- (5) 地熱発電のIRRについて
- (6) 初期投資支援スキームの適用開始時期に関する法制上の整理について

- FIP制度のみ認められる対象については、欧州諸国においても段階的にFIP対象を拡大してきたことや、250-500kWの区分は50kW以上の範囲において最も件数の多い区分であることを踏まえ、2023年度は500kW以上、2024年度は250kW以上と、FIP制度のみ認められる対象が段階的に拡大されてきた。
- 再エネの電力市場への統合を促すためには、引き続きFIP制度のみ認められる対象の拡大を進めていくことが重要であり、2025年度については、昨年度の委員会において、50kW以上に拡大するか、または250kW以上のまま据え置くこととするかについて、FIP認定の状況や、FIP制度を活用する発電事業者の契約者となるアグリゲーターの動向等も勘案しながら、改めて検討することとした。
- 現時点では、太陽光について、以下のとおりFIP新規認定・移行認定に関する一定の進捗が確認されており、50kW以上250kW未満の区分において、FIP新規認定・移行認定は出力・件数ともに拡大している。

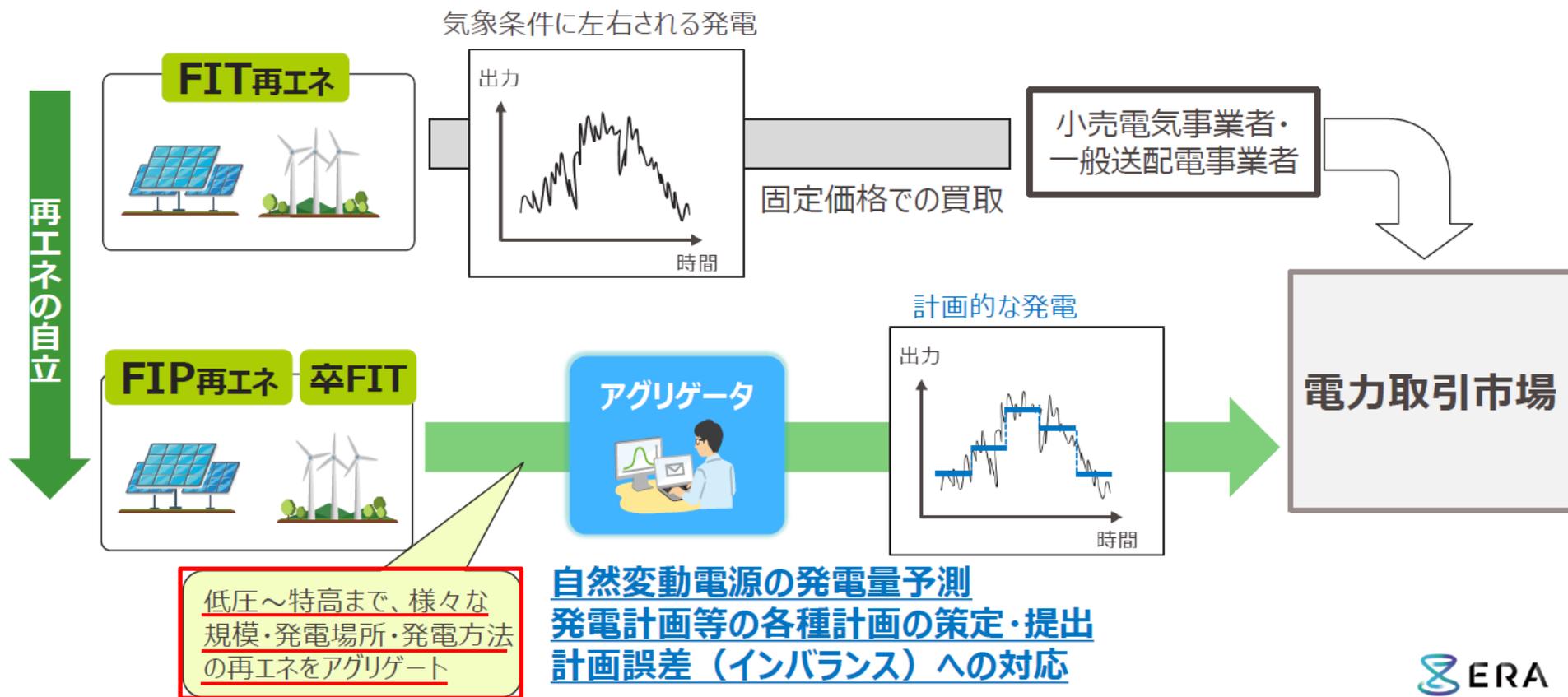
太陽光 FIP認定	新規認定		移行認定		合計	
	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数
合計	587.9	806	347.2	731	935.1	1537
1,000kW以上	455.3	102	193.2	63	648.5	165
500-1,000kW	56.6	73	48.8	65	105.3	138
250-500kW	46.0	117	40.8	96	86.7	211
50-250kW	7.6	38	53.4	246	61.0	284
50kW未満	22.4	478	11.1	261	33.5	739

※2024年12月末時点。「移行認定」は、当初FIT認定を受けた後に、FIP制度に移行したものを指す

- また、アグリゲーターにヒアリングを実施したところ、50kW以上250kW未満の電源規模において、既に契約実績が存在すると回答した事業者が複数存在した。
- こうしたFIP認定の状況や、FIP制度を活用する発電事業者の契約先であるアグリゲーターの動向等を踏まえ、2025年度のFIP制度のみ認められる対象については、50kW以上に拡大することも考えられるが、事業の予見性に配慮し、2025年度は250kW以上とし、2026年度は、FIP制度のみ認められる対象を50kW以上とすることとしてはどうか。

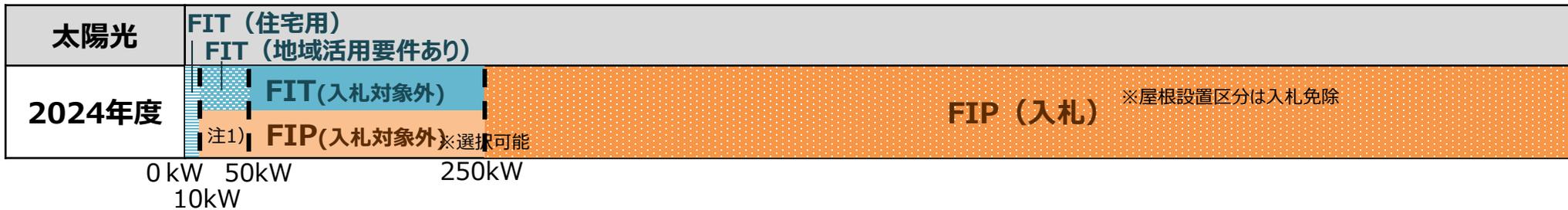
再生可能エネルギー自立に向けた取り組み

- アグリゲータは、**FIT再エネのFIP転換を支援**し、再エネの自立・主力電源化の一翼を担う。
- **卒FIT再エネが事業継続**していくのに必要な運用ノウハウをアグリゲータが提供。



(参考) FIT/FIP・入札の対象 (太陽光) のイメージ

調達価格等算定委員会 (第100回)
(2024年12月17日) 事務局資料より抜粋



注1) 事業用太陽光は、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。
※沖縄地域・離島等供給エリアは地域活用要件なしでFITを選択可能とする。

- **2026年度の新規認定において、FIP制度のみ認められるバイオマス発電の対象**について、早期の電力市場統合を促す観点から、**1,000kW未満についても同様に、卸電力取引市場への参入可能性について検討**することとした。
- 第95回の本委員会（2024年10月16日）において、50kW以上1,000kW未満の発電設備において、**卸電力取引市場の最小取引単位（現行では50kWh/コマ（30分））を安定的に超過する発電量を実現できるか否かに着目し分析**を行った。
- その結果、ごみ処理焼却施設に併設されている設備を除くバイオマス発電全体で見ると、50kW以上1,000kW未満の発電設備において、**1年を通じた全ての月で、卸電力取引市場の最小取引単位を超えて安定的に発電できている設備が多数存在している実態**を踏まえ、FIT制度からの中長期的な自立化を促す観点から、**2026年度の新規認定において、FIP制度のみ認められるバイオマス発電の対象**について、**50kW以上を基本とすることとし、業界の足元の状況**を踏まえることとした。
 - ※ 50-1,000kWの設備について、発電が停止している月のあった設備を除き、2023年度の各月における1時間あたりの平均発電量を分析した。
 - ※ 入札対象とされている液体燃料（全規模）については、全電源共通のFIP利用の下限も踏まえて、50kW以上がFIP対象とされている。
- 以上を踏まえて、業界団体にヒアリングを実施したところ、FIP電源としての事業実施に向けた施設計画等のために、一定の期間を要するという意見があったことを踏まえて、1年間の猶予期間を設けることとし、**2027年度の新規認定分から、FIP制度のみ認められるバイオマス発電の対象について、50kW以上とすること**としてはどうか。
 - ※ ただし、ごみ処理焼却施設などの使用する燃料を事業者がコントロールすることが困難な事業については、事業実態を踏まえ、FIP制度のみ認められるバイオマス発電の対象について、2,000kW以上を維持することとする。

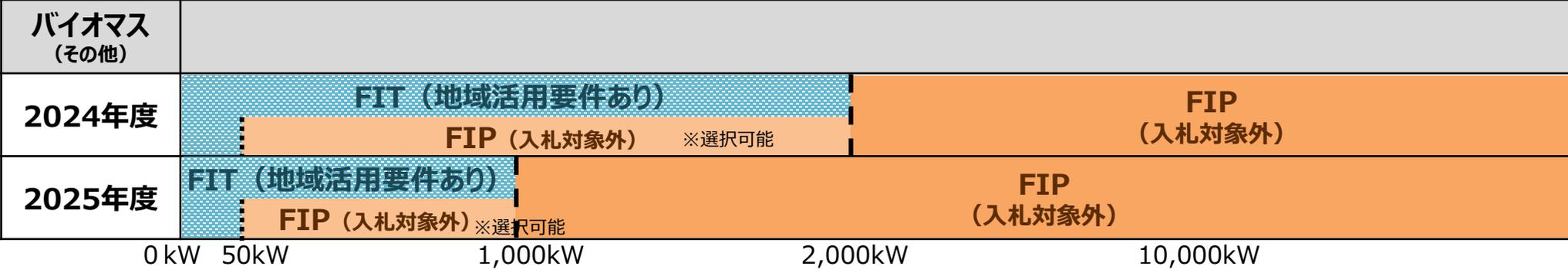
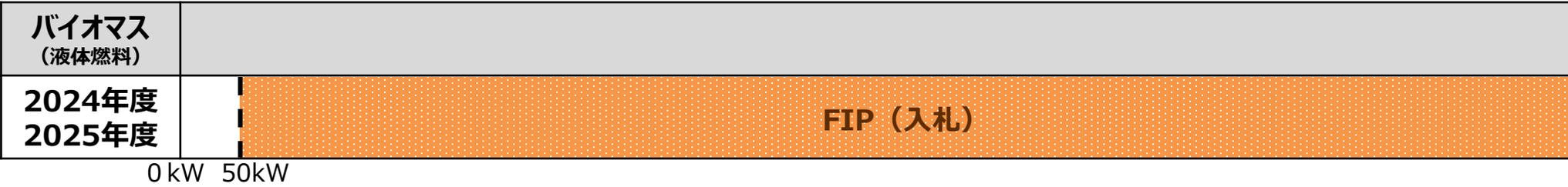
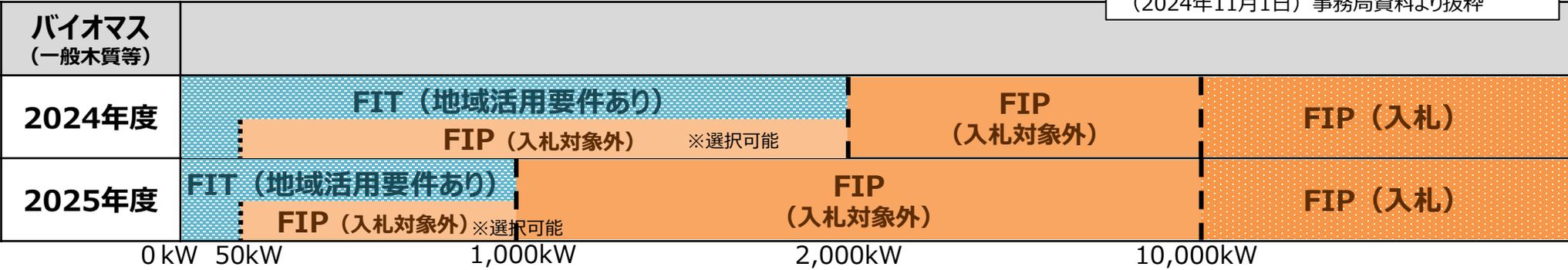
業界団体	FIPのみ認められる対象を50kW以上とすることに対する意見
バイオマス発電事業者協会	2026年度の新規認定において、FIP制度のみ認められる対象を50kW以上とすることについて、 特段の意見無し。
日本木質バイオマスエネルギー協会	2026年度の新規認定において、FIP制度のみ認められる対象を50kW以上とすることについて、 特段の意見無し。
日本有機資源協会	FIP制度のみ認められるバイオマス発電の対象や規模の変更を含むFIT/FIPでの支援のあり方を見直す場合の 切り替え時期 については、 ① アグリゲーターの普及等、小規模事業者でもFIPに対応できる売電先確保に向けた調整期間の必要性 ② FIPに対応するための施設計画、原料調達計画策定に向けた各種検討、地元調整、予算確保等にかかる期間の必要性 ③ 長い時間をかけて案件形成を行っている途上の取組への配慮などから、2026年度ではなく、 2027年度以降に設定いただきたい。

<2026年度の新規認定においてFIP制度の対象とする領域>

- **1,000kW未満において、早期にFIP制度のみとすることを旨とする**観点~~を踏まえ~~、50kW以上1,000kW未満の発電設備において、**卸電力取引市場の最小取引単位 (現行では50kWh/コマ (30分)) を安定的に超過する発電量を実現できるか否かに着目**し分析を行った。
- その結果、ごみ処理焼却施設に併設されている設備を除くバイオマス発電全体で見ると、**1年を通じた全ての月で1時間あたりの平均発電量が100kWh**を占めている状況となっている。
 - ※ 50-1,000kWの設備について、発電が停止している月のあった設備を除き、2023年度の各月における1時間あたりの平均発電量を分析した。
- 上記の分析を踏まえて、50kW以上1,000kW未満の発電設備において、**卸電力取引市場の最小取引単位を超えて安定的に発電できている設備が多数存在している実態**を踏まえ、FIT制度からの中長期的な自立化を促す観点から、**2026年度の新規認定において、FIP制度のみ認められるバイオマス発電の対象**について、**50kW以上を基本とすることとしてはどうか**。
 - ※ 入札対象とされている液体燃料 (全規模) については、全電源共通のFIP利用の下限も踏まえて、50kW以上がFIP対象とされている。
- ただし、**ごみ処理焼却施設**などの使用する燃料を事業者がコントロールすることが困難な事業については、**事業実態を踏まえ、FIP制度のみ認められるバイオマス発電の対象**について、**2,000kW以上を維持することとしてはどうか**。また、**燃料種ごとの特性や、業界の足元の状況**を踏まえて、他に考慮すべき事項はあるか。

(参考) FIT/FIP・入札の対象 (バイオマス) のイメージ

調達価格等算定委員会 (第98回)
(2024年11月1日) 事務局資料より抜粋



※沖縄地域・離島等供給エリアはいずれの電源も地域活用要件なしでFITを選択可能とする。
 ※バイオマス発電 (液体燃料を除く) のうち、廃棄物の焼却施設に設置されるものについては、50kW以上2,000kW未満の範囲においてFIT (地域活用要件あり) かFIP (入札対象外) を選択可能。

- (1) 2026年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額について
- (2) バランシングコストについて
- (3) FIP制度のみ認められる対象について（太陽光発電、バイオマス発電）
- (4) 価格調整スキームにおいて考慮する物価変動率の上限について
- (5) 地熱発電のIRRについて
- (6) 初期投資支援スキームの適用開始時期に関する法制上の整理について

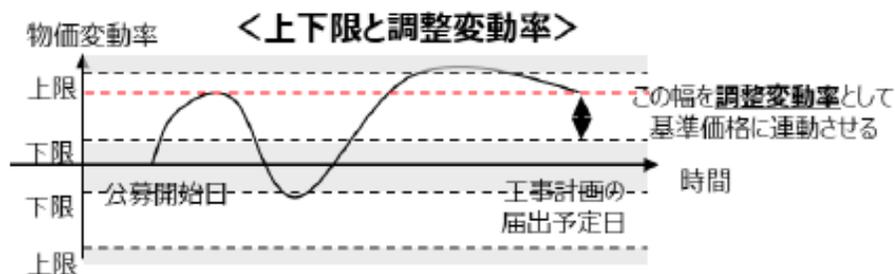
価格調整スキームの取扱い (案) について④

25

<c. 物価変動率の上下限と、IRRの設定>

- 価格調整スキームは、民間事業者のみでは取り切れない物価変動リスクを、制度側で、国民負担には中立的な形で引き受けるという点が原則であり、過大な国民負担の抑制という観点からは、関係審議会における議論に基づき、下記の点を踏まえて措置する必要があるのではないか。
 - 物価変動率の上限を設定し、上限以上の物価変動が生じた場合も、基準価格に連動させるのは当該上限の割合までとすること。
 - 民間事業者による適切なリスク評価・リスク分担、契約や調達などにおける再エネ発電事業者自身の創意工夫を促す観点から、民間事業者のみで対応可能な物価変動リスクとして物価変動率の下限を設定すること。
 - 物価変動率が、設定した上限から下限の間である場合、基準価格に連動させる調整変動率は、変動前物価指数と変動後物価指数の比により算出した物価変動率から、下限の割合を減じた割合とすること。
 - 物価変動リスクを制度側で引き受ける価格調整スキームの導入により、事業者が必要なリスクプレミアムが低下することから、IRRの設定を見直すこと。

第29回洋上風力促進WG・洋上風力促進小委員会 (2024年11月12日) 事務局資料より下図を抜粋・一部修正(青字)



<基準価格に乗じる物価変動条項>

物価変動条項 = CAPEX比率 × 調整変動率

$$= \frac{7}{10} \times \left[\min\left(\text{上限}, \frac{\text{変動後物価指数}}{\text{変動前物価指数}}\right) - \text{下限} \right]$$

- 第99回の本委員会（2024年11月26日）では、**価格調整スキームにおいて考慮する物価変動率の上限**について、全ての公募対象事業に対して、上限価格の水準にかかわらず、一律に上限40%を適用することに対し、**全委員より、調整前の価格が高い場合、過大な国民負担が生じるおそれがあるため、40%という割合だけでなく、調整後の価格の適正水準を検討すべきであり、絶対値を踏まえた設定が必要**であるとの指摘があった。
- また、**著しい物価変動が生じた場合には、国民負担をもととした支援及び事業実施の要否を再検討する必要があり、案件ごとに支援方法の適切性を慎重に判断すべき**、との指摘があった。
- 以上を踏まえて、**価格調整スキームにおいて考慮する物価変動率の上限**については、**他電源のコスト水準も勘案しながら、公募の度に、本委員会において、上限価格と併せて、価格調整の上限の水準について審議**することとし、**価格調整の上限を40%に設定すると過度な国民負担が生じると判断された場合には、40%未満の水準を採用し、公募占用指針に明記**することとしてはどうか。

調達価格等算定委員会（第99回）（2024年11月26日）における御指摘事項

<価格調整スキームにおいて考慮する物価変動率の上限に対する委員意見>

- 物価変動率の上限として40%を一律に採用すると、**調整前の価格が高い場合、国民負担への影響が、より大きくなることに留意が必要**。上限については、**調整後の価格の絶対値を踏まえた設定が必要ではないか**。
- 調整前の価格が高い案件は、事業費用が増大した場合において、国民負担をもととした価格調整スキームによる支援の対象とすべきかについては、**一層慎重な検討が必要**。
- **著しい物価変動が生じた場合**には、支援水準を引き上げるのではなく、**事業実施の要否を再検討**すべきであり、上限については、まさに事業実施の再検討を行うべく立ち止まる水準であり、絶対水準を前提とすることを考えるのがよい。
- 洋上風力発電は事業規模が大きいいため、**価格調整の結果、数千億～数兆円規模の膨大な国民負担が生じるおそれあり、案件ごとに支援方法の適切性を慎重に判断**すべき。

調達価格等算定委員会（第99回）（2024年11月26日）
事務局資料を抜粋・赤字修正

<c. 物価変動率の上下限と、IRRの設定>

(i) 上限の設定について

- **上限**については、諸外国で洋上風力発電事業の撤退が相次いでおり、これらはウクライナ危機による世界的なサプライチェーンの混乱等による足元の急激な物価上昇に起因したものであることから、**足下の物価上昇率の水準を勘案**することが関係審議会において議論され、具体的な設定方法は、国民負担の抑制の観点にも鑑み、本委員会で議論することとされた。
- こうした議論の状況や**電源投資を確実に完遂していく必要性**を踏まえ、上限については、**ウクライナ危機による物価上昇と同様な変動にも対応可能な水準**を参考に設定することとしてはどうか。
- 具体的には、仮に2024年4月を公募占用計画に記載された洋上工事日が属する月とした場合、変動後物価指数として参照するのは2023年度となり、変動前物価指数として参照するのはおおよそ2018年度と想定される。これを踏まえ、**変動前の2018年度と変動後の2023年度を比較すると、約+40%の物価変動が見られた**（次頁参照）。この物価変動率については、**ウクライナ危機による世界的な物価上昇や急激な円安に伴う影響も含まれている**ことから、十分な物価変動リスクを織り込んだ水準と評価できるため、**物価変動率の上限は、当該水準（40%）を基本とすることとしてはどうか。**
- ただし、①物価変動後の国民負担の程度は、当初の供給価格に所定のルールに従って物価変動率を乗じて得られる価格（物価変動考慮後価格）次第であるため、国民負担を抑制する観点では、**上限の水準に加えて、当初の供給価格の絶対値が重要**である。その際、本来は、②物価変動考慮後価格について、当該物価変動後に見込まれる**他電源のコスト水準との比較の観点も勘案する必要**がある。また、③価格調整スキームを導入している**他国においては、40%より相当低い水準で上限を設定している例**※も確認されている。以上の点を踏まえて、**全ての公募対象事業に対して、上限価格の水準にかかわらず、一律に上限40%を適用するのではなく、他電源のコスト水準も勘案しながら、公募の度に、本委員会において、上限価格と併せて、価格調整の上限の水準について審議することとし、価格調整の上限を40%に設定すると過度な国民負担が生じると判断された場合には、40%未満の水準を採用し、公募占用指針に明記**することとしてはどうか。

※**米国ニュージャージー州**において、価格調整スキームにおいて反映する**物価変動調整の上限は、±15%**とされている。

- (1) 2026年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額について
- (2) バランシングコストについて
- (3) FIP制度のみ認められる対象について (太陽光発電、バイオマス発電)
- (4) 価格調整スキームにおいて考慮する物価変動率の上限について
- (5) 地熱発電の I R R について**
- (6) 初期投資支援スキームの適用開始時期に関する法制上の整理について

(5) 地熱発電のIRRについて

- 第98回の本委員会（2024年11月1日）では、地熱発電に係る2027年度の取扱いについて、①フォーミュラ方式を設ける範囲（1,000kW以上30,000kW未満）、②フォーミュラの形状（直線）、③フォーミュラ方式を設ける範囲の前後の調達価格・基準価格に関するIRR以外の想定値（大規模地熱発電及び小規模地熱発電の想定値）について、据え置くこととしつつ、IRRについては、JOGMECによる資源調査（探査・掘削・噴気試験）の拡大など、開発リスク/開発コストに関する官民の役割・リスク分担の見直しに関する関係審議会での議論状況を注視し、適切な水準について検討するとしていたところ。
 - その後、同年11月13日に資源・燃料分科会で示された「地熱開発加速化パッケージ」では、「地熱フロンティアプロジェクト」として、
 - ① JOGMECの先導的資源量調査の実施・拡大を通じて国が初期段階の開発リスクをとること
 - ② 経産省主導で関係省庁・自治体との調整を行うことで許認可や地域関係者との合意形成のプロセスの円滑化・迅速化を図ること
 - ③ それら実績を他案件へ横展開し、全国の地熱開発加速化につなげること等が示されている。
 - 今後、こうした「地熱開発加速化パッケージ」の実行により、事業者の開発リスクの低減が見込まれるところ、具体的にどの程度のリスクが低減するのか、それを踏まえて具体的にIRRを設定するのかといった点を検討していく必要がある。
 - 現在、地熱発電の調達価格/基準価格は2026年度まで決定しているところであるが、地熱発電の2027年度の取扱いは、そうした検討を踏まえて来年度以降の本委員会で決定することとし、関係審議会等に対し、「地熱開発加速化パッケージ」の実行に伴い低減する開発リスクの程度など、調達価格/基準価格の検討に資する情報の収集を要請する（※）こととしてはどうか。
- （※）第68回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会（2024年12月25日）で示されたエネルギー基本計画（案）において、地熱発電については、「今後、2040年に向けて地熱発電の導入を加速させていくための具体的な計画や目標等を策定する」とされている。これを踏まえた具体的な計画や目標等の検討と併せて、上記の情報の収集を行うことが期待される。

第43回総合資源エネルギー調査会 資源・燃料分科会 (2024年11月13日)
資料3より抜粋

3. 従来型地熱に関する施策

3-1 国が全面的に支援する地熱フロンティアプロジェクト

- 従来型地熱が進まない背景として、初期開発リスクの大きさ及び温泉法（環境省・自治体）や自然公園法（環境省）、森林法（林野庁）等の規制に基づく許認可や、地域理解醸成・温泉事業者との合意を取得するためにかかる開発リードタイムの長さ、があげられる。
- 地熱フロンティアプロジェクトの下で、① JOGMECの先導的資源量調査の実施・拡大を通じて国が事業の初期段階の開発リスクをとり、さらに② 経産省主導で関係省庁・自治体との調整を行うことで許認可や地域関係者との合意形成のプロセスの円滑化・迅速化を図る。また、③ それら実績を他案件へ横展開し全国の地熱開発加速化に繋げる。



第43回総合資源エネルギー調査会 資源・燃料分科会 (2024年11月13日)
資料3より抜粋

3. 従来型地熱に関する施策

3-2 JOGMECによる支援体制の強化

<残された有望なエリアへの支援>

- 過去のNEDO等既往調査結果の活用が、事業者による探査事業や新規地熱発電所の運転開始に繋がっている状況。
- 自然公園内等、情報・アクセス・社会環境等の面から事業者が参入しづらいエリアにおけるポテンシャル評価が不可欠であり、それらは民間企業単独での調査はリスクが高い。
- 近年、取組みを強化しているJOGMEC先導的資源量調査の継続実施に加えてJOGMEC自らが噴気試験を実施、資源の賦存に関するより確度の高い情報を取得して早期の開発に繋げる。

<我が国の地熱資源量の分布>

地域の分類	地熱資源量 (万kW)
特別保護地区	700
特別地域	1,030
第1種	260
第2種	250
第3種	520
普通地域	110
国立・国定公園外	500
合計	2,340

自然公園内に
8割の資源量が存在

これまで発電規模
1,000kW以上の開
発が進められていた
主な地域

自然環境や温泉事業者への配慮を前提として、特別地域の調査加速が地熱発電の開発促進に不可欠。

- ①特別地域内の資源量調査の加速化
- ②特別地域内での開発促進に向けた課題の特定および対応など効率的に開発を行うための支援が重要。

<JOGMECによる噴気試験について>



- ✓ JOGMECがこれまで先導的調査で実施してきた地表調査及び掘削調査に加えて、温泉法の許認可等を取得して噴気試験まで実施。
- ✓ 資源の賦存に関するより確度の高い情報を取得して早期の開発に繋げる。

第68回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 (2024年12月25日)
資料1より抜粋・下線付記

④ 地熱

(ア) 基本的考え方

地熱発電は、安定的に発電を行うことが可能なエネルギー源であり、地域資源の有効活用を通じて産業振興や地域社会に貢献し、地域活性化にも資するものである。日本の地熱資源のポテンシャルは世界第3位であるが、地熱発電の開発には、開発リスク・開発コストの高さ、リードタイムの長さ、地熱資源の有望地域の偏在による開発適地や系統接続の制約、地元との調整や開発のための各種規制への対応等の課題がある。こうした課題を克服し、中長期的には競争力ある自立化した電源としていく。現状の4倍以上に地熱資源のポテンシャルを拡大する可能性がある次世代型地熱技術の開発を進める。

(イ) 今後の課題と対応

地熱開発の加速化のため、地熱資源の約8割が存在する自然公園内を中心に、経済産業省が選定した複数の有望地域において、「地熱フロンティアプロジェクト」を立ち上げる。選定された地域では、独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構(JOGMEC)自らが、地熱資源の調査(噴気試験を含む。)を行い、調査データ等を事業者
に提供し、掘削した井戸を事業者の求めに応じて引き継ぐことで、事業者の開発リスクと開発コストの低減を図るとともに、政府も地域の関係者との調整を積極的に支援する。また、「地熱開発加速化パッケージ」¹⁷の実行に向けて、自然環境や温泉事業者への配慮を前提に、ステークホルダーの理解醸成、掘削コストの高騰や高い掘削リス

クへの対応、温泉法¹⁸や立地条件等に応じた自然公園法¹⁹・森林法²⁰等の各種許認可手続への対応について、関係省庁が連携し、ワンストップでフォローアップに取り組む。また、様々なプレイヤーの地熱発電への参画を促し、従来の手法にとらわれずに、小型で機動的な掘削機や発電所のモジュール化等による迅速な地熱の開発も促進する。海外では、日本企業も参画し、熱水のない場所でも発電が可能なクローズドループや地熱増産システムなどの実証が進められている。また、日本でも、NEDOや産総研等が、地下深くの高温・高圧な熱水を活用した超臨界地熱に関する調査を行っている。抜本的な地熱発電の導入拡大を実現するため、こうした次世代型地熱技術について、2030年代の早期の実用化を目指し、研究開発・実証を進め、事業化につなげる。

地熱発電の導入をより短期間・低コストで、かつ円滑に実現できるよう、地域の理解促進、リスクマネーの供給、探査技術の高度化等の掘削成功率や掘削効率の向上に資する技術開発などの取組を進める。

今後、2040年に向けて地熱発電の導入を加速させていくための具体的な計画や目標等を策定する。

さらに、発電後の熱水利用など、エネルギーの多段階利用を通じて、地域のエネルギー供給の安定を支える役割を担う地熱発電の取組を推進する。JOGMECとの連携により、地熱発電技術の海外展開を促進する。

- (1) 2026年度の事業用太陽光発電の解体等積立基準額について
- (2) バランシングコストについて
- (3) FIP制度のみ認められる対象について (太陽光発電、バイオマス発電)
- (4) 価格調整スキームにおいて考慮する物価変動率の上限について
- (5) 地熱発電の I R R について
- (6) 初期投資支援スキームの適用開始時期に関する法制上の整理について

(6) 初期投資支援スキームの適用開始時期に関する法制上の整理について 39

■ 迅速に屋根設置太陽光の促進を図る観点から、事業者にFIT/FIP認定の時期を遅らせるインセンティブが働かないようにするため、初期投資支援スキームの導入に伴い、2025年度の価格を改めて設定することが考えられるが、既に設定されている調達価格等/基準価格等との関係が論点となる。この点について、以下のとおり整理することを本委員会として確認してはどうか。

- ① 再エネ特措法上、調達価格等/基準価格等は、原則として年度ごとに経済産業大臣が定めて告示しなければならないこととされている（第2条の3第1項・第3条第2項）が、これらの項のただし書において、再エネの供給量の状況等を勘案し、必要があると認めるときは、半期ごとに当該半期の開始前に調達価格等/基準価格等を定めることができるとされている。これは、法制定時の国会審議等を踏まえ、今後FIT/FIP認定を行う案件の調達価格等/基準価格等について、年度当初に想定していなかった急激な状況の変化が生じた場合には、当該年度の途中で下半期の調達価格等/基準価格等を改めて設定することができる旨を定めた規定であると解釈されている。
- ② また、再エネ特措法上、再エネの供給量の状況等を勘案し、必要があると認めるときは、複数年度価格設定ができる（第2条の3第3項・第3条第3項）。これらの規定に基づき複数年度価格設定を行った場合についても、第2条の3第1項又は第3条第2項ただし書の趣旨を踏まえ、同様に、今後FIT/FIP認定する案件の調達価格等/基準価格等を改めて設定することができると解されている。
- ③ こうした考え方に基づく規定の適用については、厳格に解することが必要であるが、
 - ・ 今般の初期投資スキームは、屋根設置太陽光の導入拡大を目的とした措置であり、投資回収が早期化されることにより、事業者にとっては投資促進の効果があること
 - ・ 仮に2025年度の価格を再設定しない場合、初期投資支援スキームの適用を受けるためにFIT/FIP認定を2026年度以降に遅らせる事態が発生し、再エネ導入拡大を滞らせるおそれがあることなどを総合的に勘案すると、2025年度の価格を改めて設定することが妥当と考えられる。
- ④ ただし、事業者の中には、既に設定された2025年度の調達価格等/基準価格等を踏まえ、それを前提として事業組成を始めている者がいることも考えられる。屋根設置太陽光は、他電源と比べて相対的にリードタイムの短い電源ではあるが、事業の予見性を確保する観点から、屋根設置太陽光区分を創設した際の前例も踏まえ、初期投資スキームの適用開始時期は2025年10月（2025年4月～9月は、経過措置的に、既に設定した2025年度価格を維持する）としてはどうか。

※ なお、初期投資支援スキームの適用対象としてFIT/FIP認定を受けた後、運転開始期間を超過した場合は、現行制度と同様に、調達期間/交付期間から超過期間分を短縮することとしてはどうか。その際には、初期投資支援期間（高い価格での支援を受ける期間）から先に調達期間/交付期間を短縮することとしてはどうか。

(2) 複数年度価格設定との関係

- 今般初期投資支援スキームを新たに措置する事業用太陽光（屋根設置）、住宅用太陽光については、**既に2025年度の調達価格/基準価格が設定**されている。
- 一方、初期投資支援スキームを2026年度の調達価格/基準価格から適用することとした場合、**事業者にFIT/FIP認定の時期を遅らせるインセンティブが生じる可能性**があることについて、どう考えるか。

(参考) 初期投資支援スキームの開始時期に関する本委員会での御指摘事項 41

- 第100回の本委員会（2024年12月17日）において、初期投資支援スキームの開始時期に関して、**2026年度から適用することとした場合、認定の時期を遅らせるインセンティブが生じ、認定量に大きな減少が生じることは問題である**との指摘があり、導入時期、実施時期について整理をしたうえで改めて御審議いただくこととした。

<初期投資支援スキームの開始時期に関する委員意見>

- 2025年度の調達価格/基準価格、調達期間/交付期間が決まっているために、本措置の開始を2026年度とすると、2026年度まで申請を控えるという行動が予想される。FIT/FIPの認定時期を先送りにする可能性があることは大きな問題であり、よく検討すべき。
- （2026年度開始とした場合、）認定量に大きな谷が出来る可能性があり、非常に懸念している。

○再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（平成23年法律第108号）

第二条の三 経済産業大臣は、毎年度、供給促進交付金の算定の基礎とするため、**当該年度の開始前に**、交付対象区分等のうち、第四条第一項の規定による指定をしたもの以外のものごとに、当該交付対象区分等に該当する再生可能エネルギー発電設備に適用する基準価格（交付対象区分等において再生可能エネルギー電気の供給を安定的に行うことを可能とする当該再生可能エネルギー電気の一キロワット時当たりの価格をいう。以下同じ。）及び供給促進交付金を認定事業者に交付する期間（以下「交付期間」という。）を定めなければならない。**ただし、経済産業大臣は、我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況、再生可能エネルギー発電設備の設置に要する費用、物価その他の経済事情の変動等を勘案し、必要があると認めるときは、半期ごとに、当該半期の開始前に、基準価格及び交付期間（以下「基準価格等」という。）を定めることができる。**

2 （略）

3 経済産業大臣は、交付対象区分等ごとの再生可能エネルギー電気の供給の量の状況、再生可能エネルギー電気を発電する事業の状況その他の事情を勘案し、必要があると認めるときは、第一項の規定により定める基準価格等のほかに、**当該年度の翌年度以降に同項の規定により定めるべき基準価格等を当該年度に併せて定めることができる。**

4～10 （略）

第三条 （略）

2 経済産業大臣は、毎年度、**当該年度の開始前に**、特定調達対象区分等のうち、次条第一項の規定による指定をしたもの以外のものごとに、電気事業者が第十六条第一項の規定により行う再生可能エネルギー電気の調達につき、当該特定調達対象区分等に該当する再生可能エネルギー発電設備に適用する調達価格（当該再生可能エネルギー電気の一キロワット時当たりの価格をいう。以下同じ。）及びその調達価格による調達に係る期間（以下「調達期間」という。）を定めなければならない。**ただし、経済産業大臣は、我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況、再生可能エネルギー発電設備の設置に要する費用、物価その他の経済事情の変動等を勘案し、必要があると認めるときは、半期ごとに、当該半期の開始前に、調達価格及び調達期間（以下「調達価格等」という。）を定めることができる。**

3 経済産業大臣は、特定調達対象区分等ごとの再生可能エネルギー電気の供給の量の状況、再生可能エネルギー電気を発電する事業の状況その他の事情を勘案し、必要があると認めるときは、前項の規定により定める調達価格等のほかに、**当該年度の翌年度以降に同項の規定により定めるべき調達価格等を当該年度に併せて定めることができる。**

4～12 （略）