

# 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

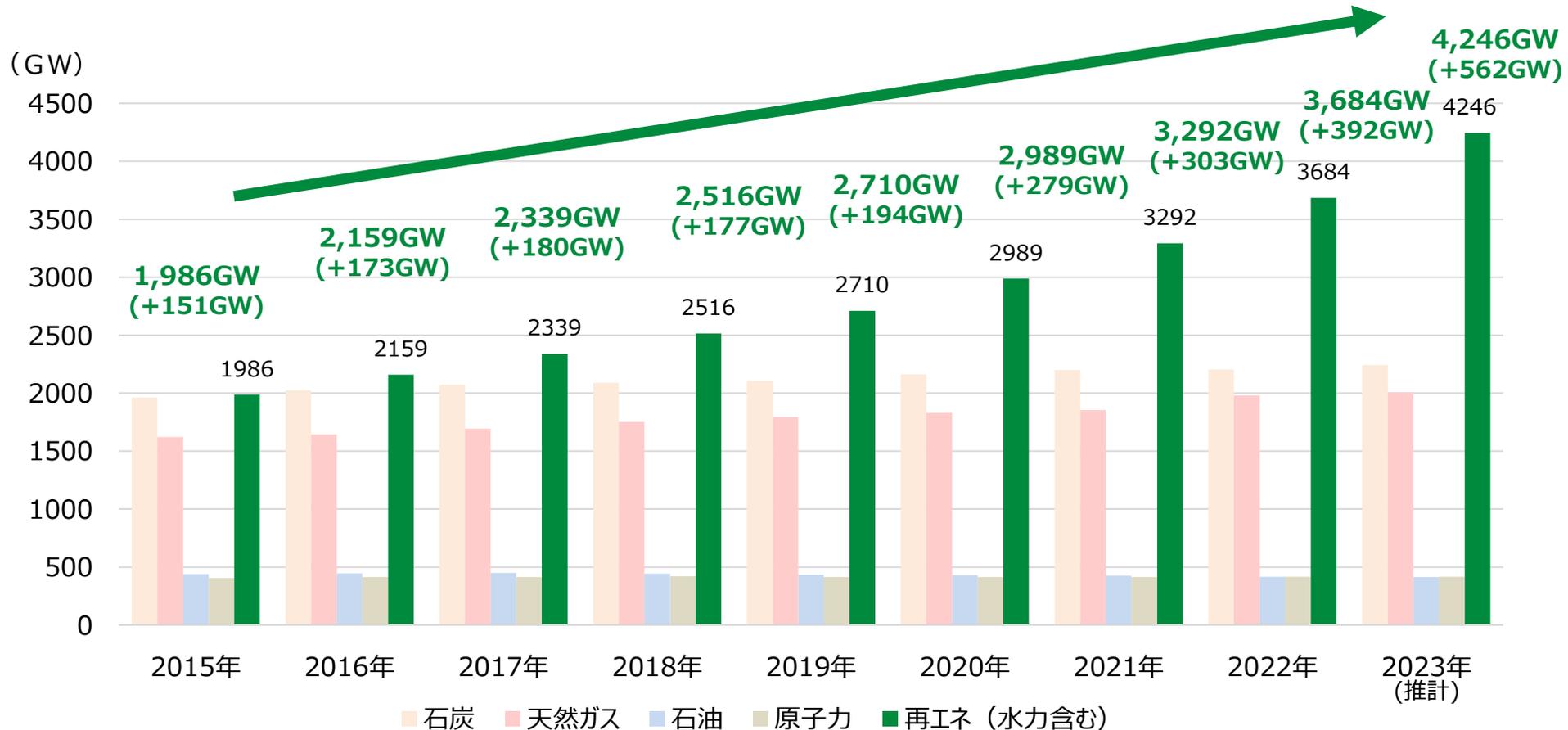
2025年10月  
資源エネルギー庁

1. 国内外の再生可能エネルギーの現状
  - (1) 直近のデータ
  - (2) 国内の政策動向（再エネ政策の全体像）
  
2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

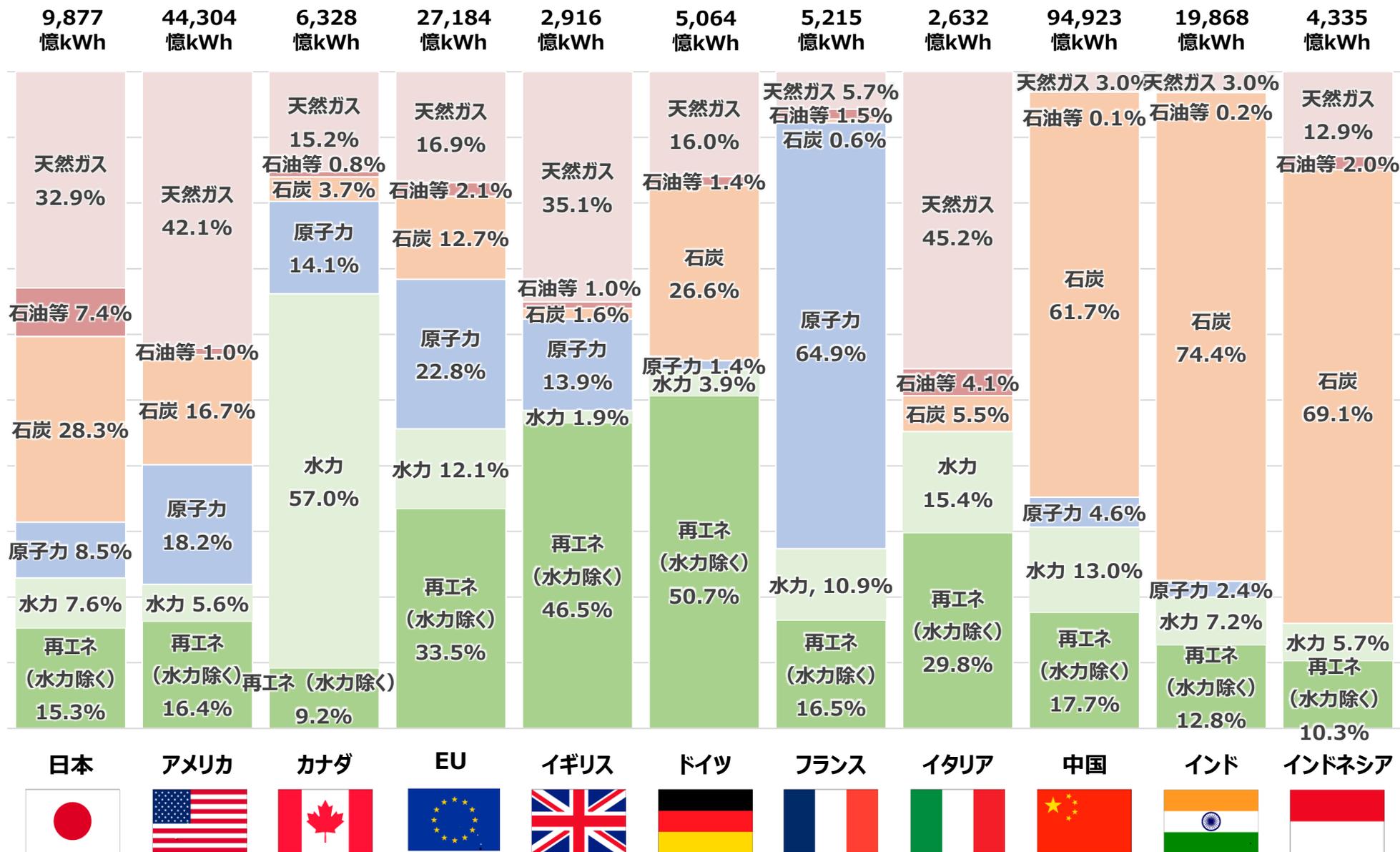
# ①世界の動向：再生可能エネルギーの導入状況

- 国際機関の分析によれば、世界の再生可能エネルギー発電設備の容量（ストック）は2015年に約2,000GW程度まで増加し、**最も容量の大きい電源**となった。
- その後も、引き続き再生可能エネルギー発電設備の容量は増加しており、**年々その導入ペースは増加している**。2023年には、**約4,200GW程度**に達している。

## 世界全体の発電設備容量（ストック）



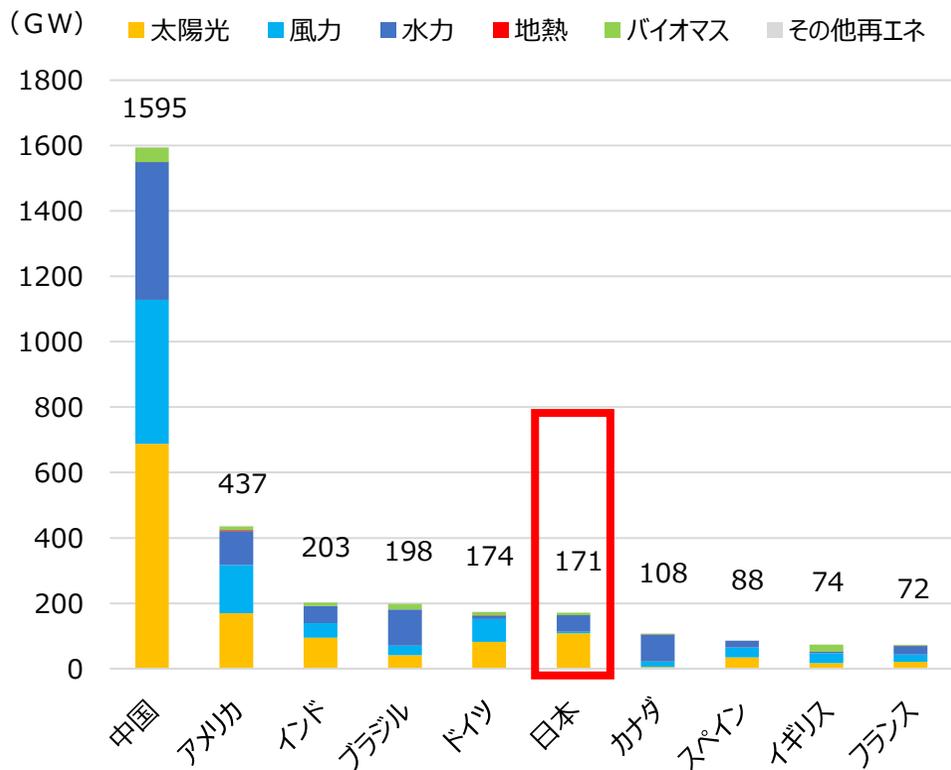
# (参考) 各国の電源構成の比較



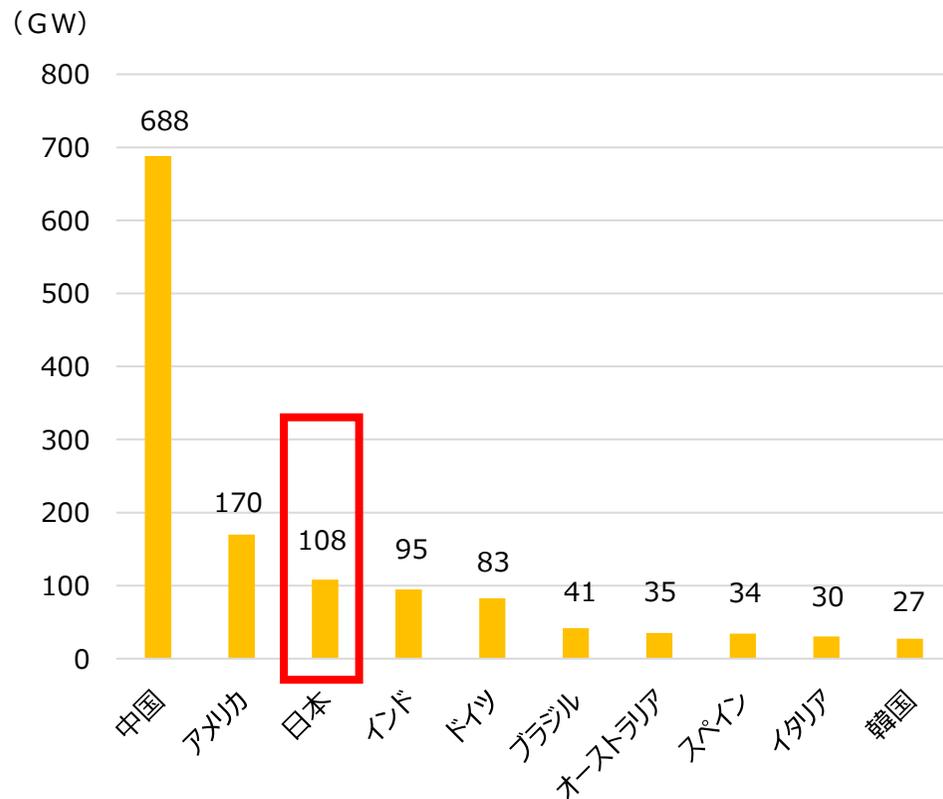
出典：IEA World Energy Balances（各国2023年の発電量）、総合エネルギー統計（2023年度確報）をもとに資源エネルギー庁作成

■ 国際機関の分析によれば、日本の再エネ導入容量は世界第6位、このうち太陽光発電容量は世界第3位。

## 各国の再エネ導入容量（2023年実績）

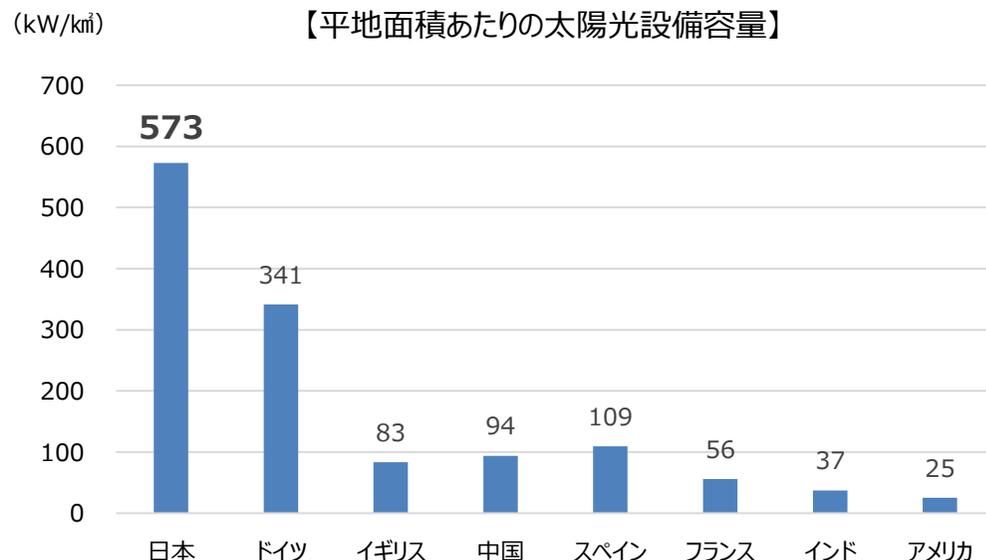
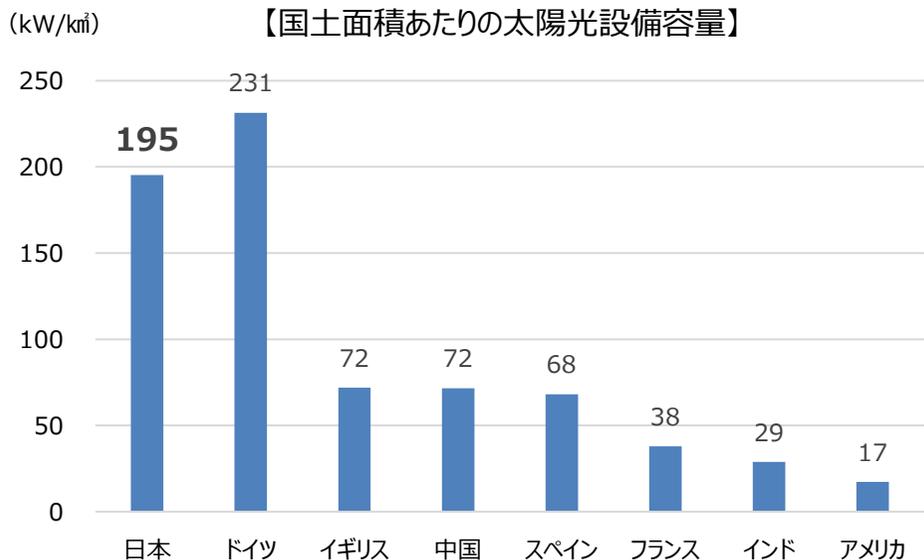


## 各国の太陽光導入容量（2023年実績）



# (参考) 面積あたりの各国太陽光設備容量

■ 国土面積あたりの日本の太陽光導入容量は主要国の中でも上位となっている。平地面積で見るとドイツの約1.7倍。



	日	独	英	中	西	仏	印	米
国土面積	38万km <sup>2</sup>	36万km <sup>2</sup>	24万km <sup>2</sup>	960万km <sup>2</sup>	51万km <sup>2</sup>	55万km <sup>2</sup>	329万km <sup>2</sup>	983万km <sup>2</sup>
平地面積※ (国土面積に占める割合)	<b>13万km<sup>2</sup></b> (34%)	24万km <sup>2</sup> (68%)	21万km <sup>2</sup> (87%)	733万km <sup>2</sup> (76%)	31万km <sup>2</sup> (62%)	37万km <sup>2</sup> (68%)	256万km <sup>2</sup> (78%)	674万km <sup>2</sup> (69%)
太陽光の設備容量 (GW)	<b>74</b>	83	17	688	34	21	95	170
太陽光の発電量 (億kWh)	<b>965</b>	636	139	5,842	434	218	1,185	2,144
発電量 (億kWh)	<b>9,877</b>	5,064	2,916	94,923	2,798	5,215	19,868	44,304
太陽光の総発電量 に占める比率	9.8%	12.6%	4.8%	6.2%	15.5%	4.2%	6.0%	4.8%

(出典) 外務省HP (<https://www.mofa.go.jp/mofaj/area/index.html>) IEA Renewables 2024、IEAデータベース、2023年度エネルギー需給実績(確報)、Global Forest Resources Assessment 2025 (<https://openknowledge.fao.org/server/api/core/bitstreams/12322cae-5b20-4be2-927a-72a86fd319e9/content>)、FIT認定量等より作成

※平地面積は、国土面積から、Global Forest Resources Assessment 2025の森林面積を差し引いて計算したものです。

# (参考) 電源別のFIT/FIP認定量・導入量 (2025年3月末時点)

- 2025年3月末時点で、FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備は、**約8,300万kW**。FIT/FIP認定容量は、**約1億300万kW**。
- FIT・FIP認定容量のうち、運転開始済の割合は**約80%**、太陽光については、FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備の**約86%**、FIT・FIP認定容量の**約72%**を占める。

<2025年3月末時点のFIT・FIP認定量・導入量>

設備導入量(運転を開始したもの)															認定容量
再エネ発電設備の種類	制度導入前	固定価格買取制度導入後													固定価格買取制度導入後
	2012年6月までの累積	2012年度7月～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	制度開始後合計	2012年7月～2025年3月末
太陽光(住宅)	約470万kW	207.5万kW (476,415件)	103.6万kW (228,643件)	85.8万kW (179,361件)	79.2万kW (161,325件)	66.万kW (133,264件)	73.3万kW (146,664件)	76.9万kW (152,216件)	76.万kW (141,529件)	85.8万kW (153,166件)	105.9万kW (190,303件)	103.7万kW (197,521件)	103.7万kW (225,737件)	1176.9万kW (2,386,144件)	<b>1,195.1万kW</b> (2,424,671件)
太陽光(非住宅)	約90万kW	676.3万kW (123,597件)	836.5万kW (152,716件)	814.8万kW (115,907件)	544.4万kW (72,549件)	474.5万kW (53,337件)	490.5万kW (54,809件)	487.8万kW (49,158件)	500.1万kW (33,304件)	373.1万kW (20,596件)	354.6万kW (13,701件)	210.7万kW (7,819件)	163.5万kW (4,327件)	5926.8万kW (701,820件)	<b>6,256.9万kW</b> (712,747件)
風力	約260万kW	21.8万kW (30件)	22.5万kW (24件)	14.8万kW (54件)	31.0万kW (148件)	15.6万kW (313件)	16.8万kW (449件)	48.9万kW (288件)	36.2万kW (261件)	29.8万kW (244件)	31.2万kW (306件)	108.1万kW (246件)	38.4万kW (127件)	415.1万kW (2,490件)	<b>1,742.9万kW</b> (6,046件)
地熱	約50万kW	0.0万kW (1件)	0.4万kW (8件)	0.6万kW (10件)	0.5万kW (8件)	0.7万kW (23件)	0.9万kW (10件)	4.8万kW (6件)	1.4万kW (8件)	0.0万kW (4件)	0.2万kW (2件)	4.1万kW (10件)	0.7万kW (1件)	14.2万kW (91件)	<b>21.0万/kW</b> (120件)
中小水力	約960万kW	0.6万kW (37件)	8.5万kW (56件)	9.3万kW (87件)	7.9万kW (101件)	7.5万kW (86件)	6.1万kW (86件)	13.3万kW (88件)	16.6万kW (79件)	12.8万kW (96件)	28.7万kW (69件)	25.万kW (86件)	13.万kW (80件)	149.2万kW (951件)	<b>261.0万kW</b> (1,223件)
バイオマス	約230万kW	18.4万kW (59件)	18.2万kW (48件)	30.3万kW (57件)	35.4万kW (66件)	44.4万kW (73件)	31.4万kW (60件)	48.7万kW (62件)	44.6万kW (56件)	67.7万kW (67件)	131.6万kW (60件)	58.9万kW (56件)	81.8万kW (77件)	611.2万kW (741件)	<b>841.5万kW</b> (1,066件)
合計	約2,060万kW	924.6万kW (600,139件)	989.7万kW (381,495件)	955.6万kW (295,476件)	698.2万kW (234,197件)	608.6万kW (187,096件)	619.0万kW (202,078件)	680.3万kW (201,818件)	674.8万kW (175,237件)	569.3万kW (174,173件)	652.3万kW (204,441件)	510.5万kW (205,738件)	401.0万kW (230,349件)	8293.6万kW (3,092,237件)	<b>10,318.3万kW</b> (3,145,873件)



80%

※認定・導入の量及び件数については速報値 ※ バイオマスは、認定時のバイオマス比率を乗じて得た推計値を集計。 ※ 各内訳ごとに、四捨五入しているため、合計において一致しない場合がある。

# ②日本の動向：FIT・FIP制度に伴う国民負担の状況

- 2025年度(予測)の買取総額は4.9兆円。賦課金（国民負担）は3.1兆円（賦課金単価は3.98円/kWh）。
- 買取総額の内訳を見ると、**事業用太陽光発電に係る買取費用が大半を占めている。**
- 電気料金に占める賦課金割合は、2024年度実績では、**産業用・業務用14%、家庭用11%。**

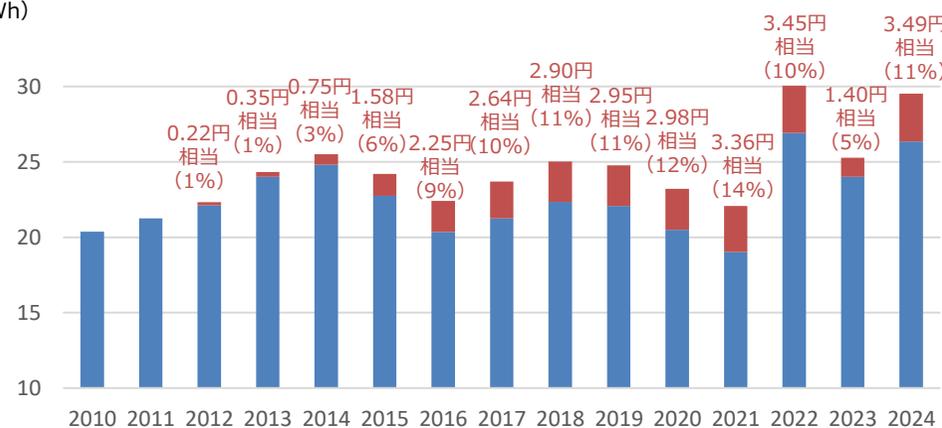
＜買取総額の内訳＞			
住宅用太陽光	0.2兆円	3%	
事業用太陽光	2012年度認定	0.9兆円	19% 26% 9%
	2013年度認定	1.2兆円	
	2014年度認定	0.4兆円	
	2015～2025年度認定	0.5兆円	10%
	<b>(合計)</b>	<b>(3.0兆円)</b>	<b>(66%)</b>
風力発電	0.2兆円	6%	
地熱発電	0.02兆円	0.6%	
中小水力発電	0.2兆円	4%	
バイオマス発電	0.9兆円	22%	
<b>合計</b>	<b>4.9兆円</b>	—	

※合計額は調整力確保費用等（約0.3兆円）を含む。

(円/kWh) <旧一般電気事業者の電気料金平均単価と賦課金の推移>

電力料  
産業用  
業務用

電灯料  
家庭用

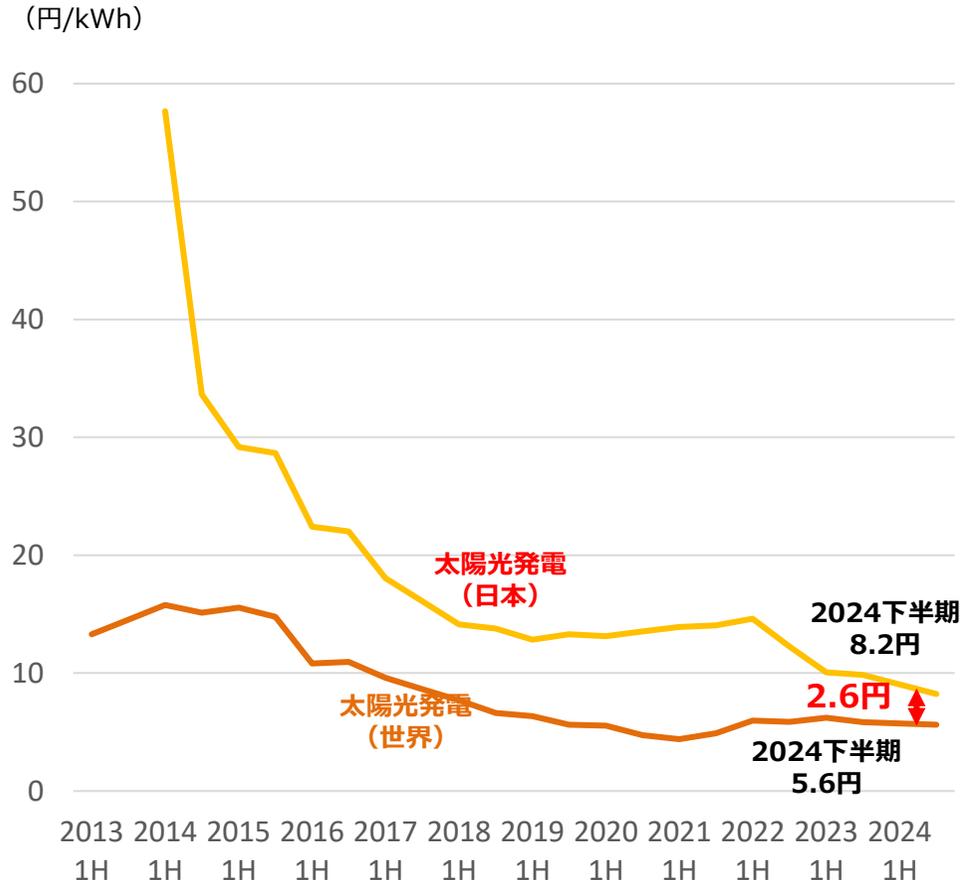


(注) 発受電月報、各電力会社決算資料等をもとに資源エネルギー庁作成。  
 グラフのデータには消費税を含まないが、併記している賦課金相当額には消費税を含む。  
 なお、電力平均単価のグラフでは再生エネ賦課金減免分を機械的に試算・控除の上で賦課金額の幅を図示。

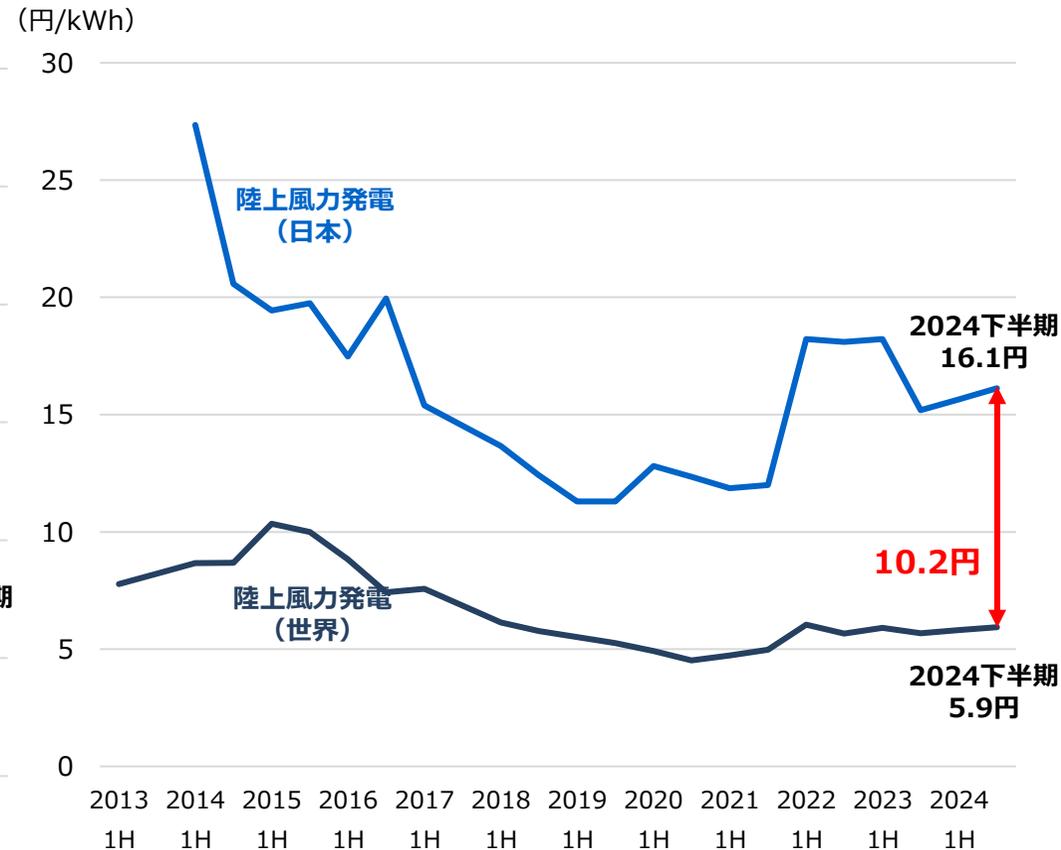
## ②日本の動向：再生可能エネルギーのコストの状況

- 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）>



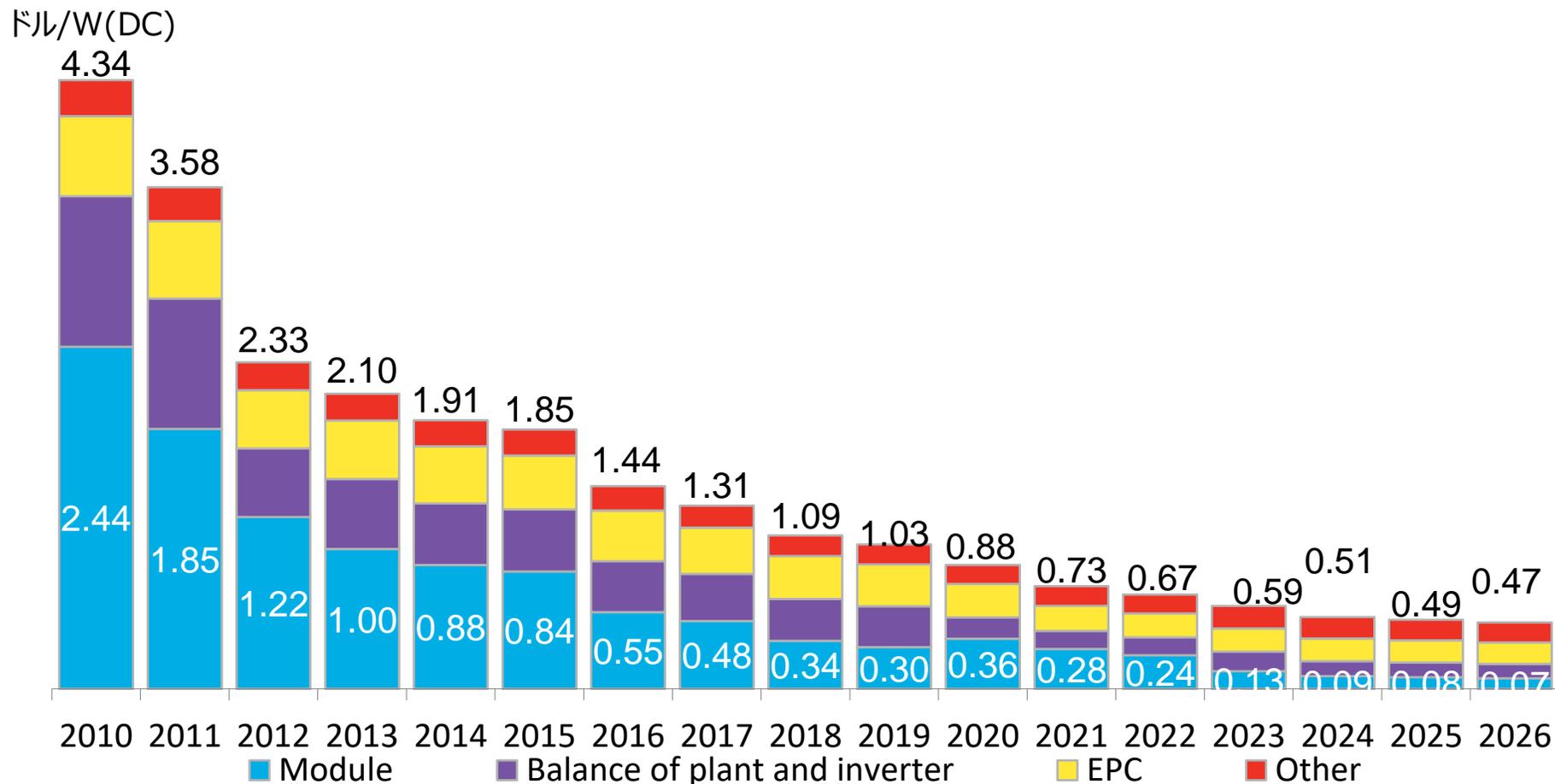
<世界と日本の陸上風力発電のコスト推移（円/kWh）>



※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。

- 民間調査機関が公表した太陽光発電設備のCAPEXの見通しによれば、足下、低下スピードは鈍化するものの、引き続き、低下の見通し。

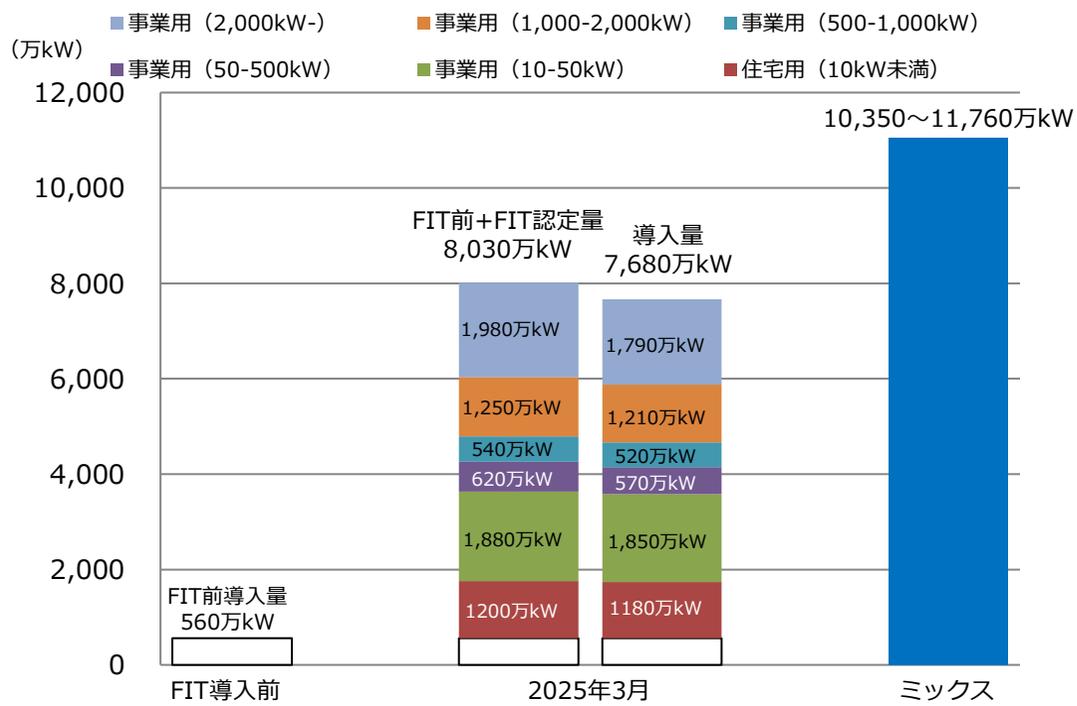
## <世界の太陽光発電のCAPEX>



- 太陽光発電については、**エネルギーミックス (10,350~11,760万kW)** の水準に対して、現時点のFIT前導入量 + FIT・FIP認定量は**8,030万kW**、導入量は**7,680万kW**。10kW~50kWの小規模事業用太陽光案件の導入量が多く、事業用太陽光発電のFIT・FIP導入量全体に占める割合は、容量ベースで31%程度となっている。
- 2025年度の買取価格は、住宅用 (10kW未満) が**15円/kWh\***、事業用 (50kW以上250kW未満) が**8.9円/kWh (屋根設置は11.5円/kWh\*)** などであり、**海外の買取価格と比べて高い**。**事業用 (250kW以上) は屋根設置を除き入札対象**となっており、2024年度における計4回入札での加重平均落札価格は、**6.66円/kWh**である。

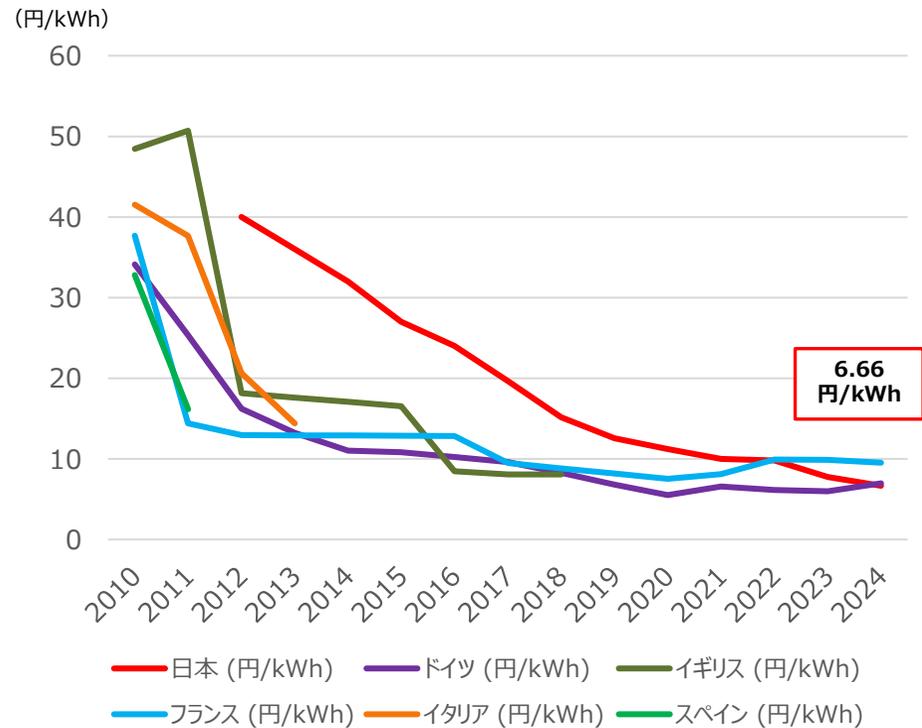
※2025年10月より初期投資支援スキームを導入。

## <太陽光発電のFIT・FIP認定量・導入量>



※ 失効分 (2025年3月末時点) を反映済。

## <太陽光発電 (2,000kW) の各国の買取価格>

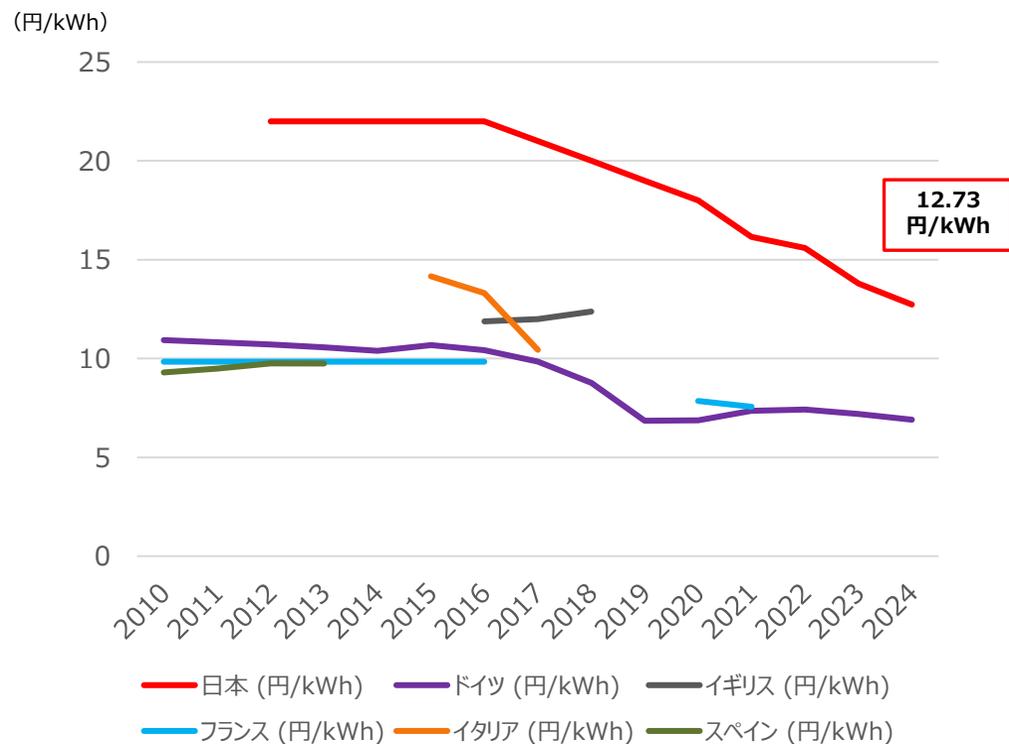
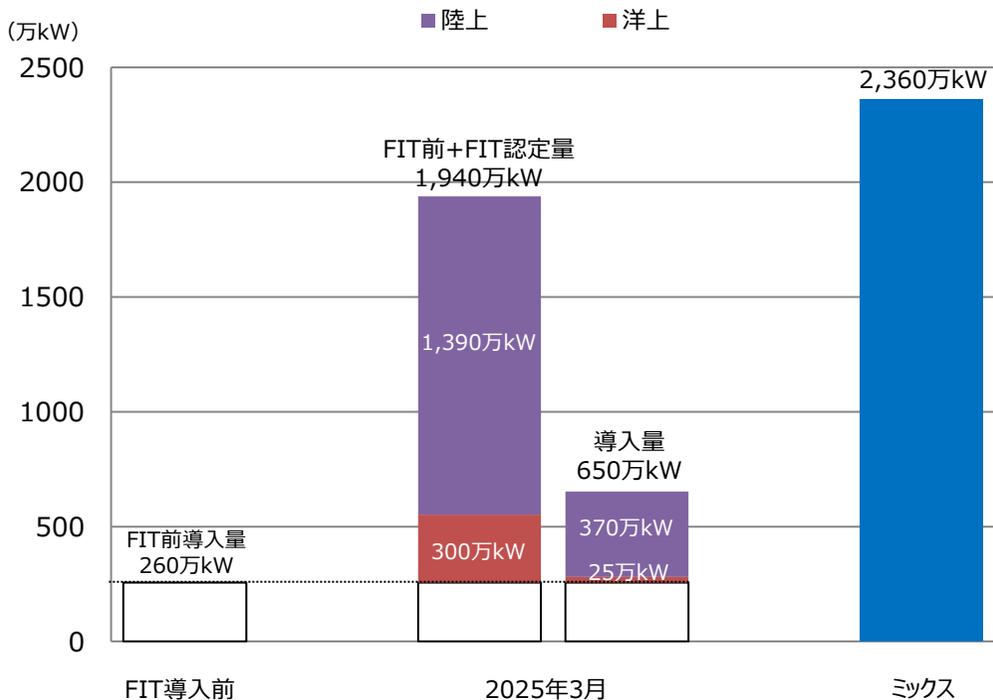


※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

- 風力発電については、**エネルギーミックス (2,360万kW)** の水準に対して、現時点のFIT前導入量 + FIT・FIP認定量は**1,940万kW**、導入量は**650万kW**。洋上風力（着床式・浮体式）発電については、現時点では導入案件は少ないものの、今後の導入拡大が見込まれる。
- 買取価格は、陸上風力発電が**13円/kWh**（2025年度入札における供給価格上限額）、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）が**24円/kWh**（2024年度入札における供給価格上限額）などであるが、**海外の買取価格と比べて高い**。

<風力発電のFIT・FIP認定量・導入量>

<陸上風力発電（20,000kW）の各国の買取価格>



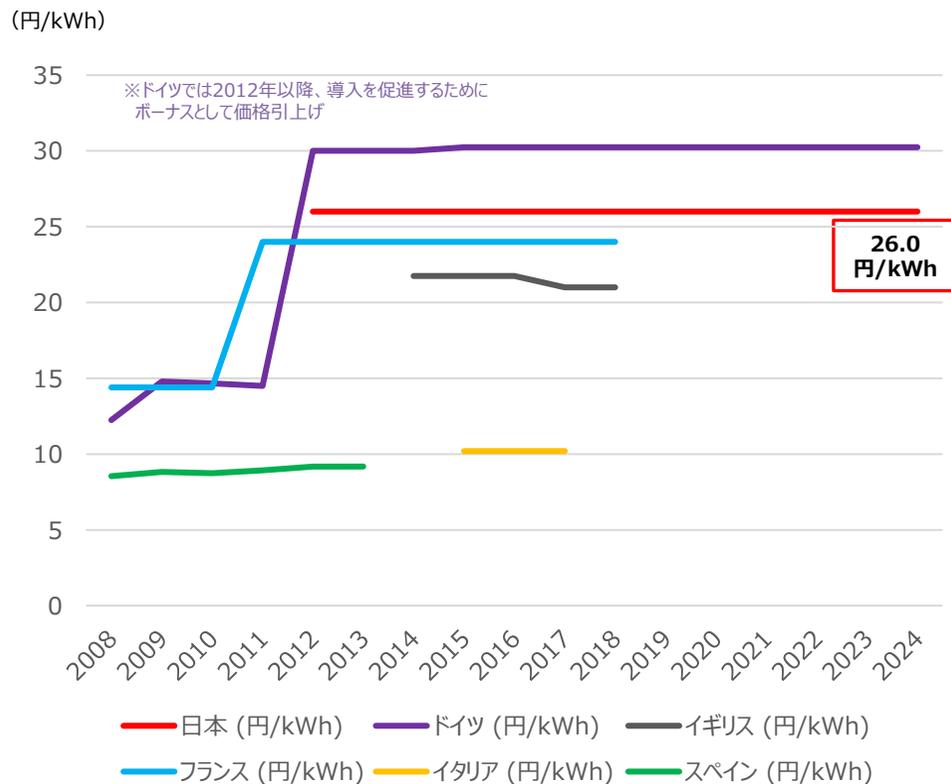
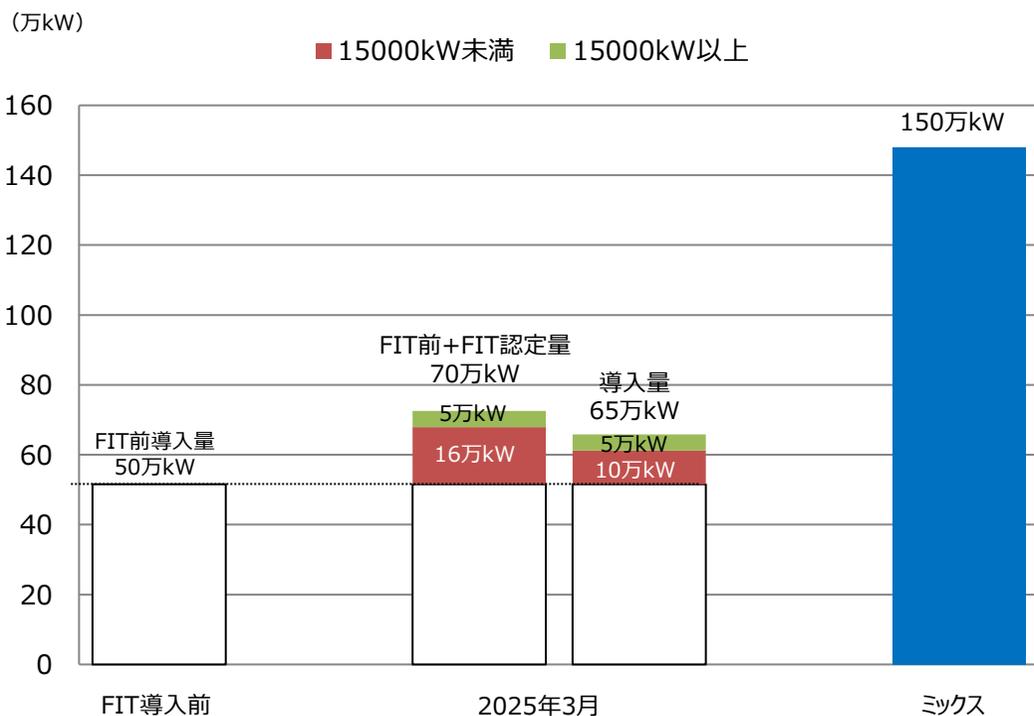
※ 失効分（2025年3月末時点）を反映済。  
 ※ リブレースは除く。

※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。

- 地熱発電については、エネルギーミックス (150万kW) の水準に対して、2025年3月末時点では、FIT前導入量 + FIT・FIP認定量は70万kW、導入量は65万kW。
- 2025年度の買取価格は、1,000kW未満で40円/kWh、30,000kW以上で26円/kWhとしつつ、1,000kWから30,000kWの範囲においては容量に応じて連続的に価格が変化するフォーミュラ方式を採用。

## <地熱発電のFIT・FIP認定量・導入量>

## <地熱発電 (30,000kW) の各国の買取価格>

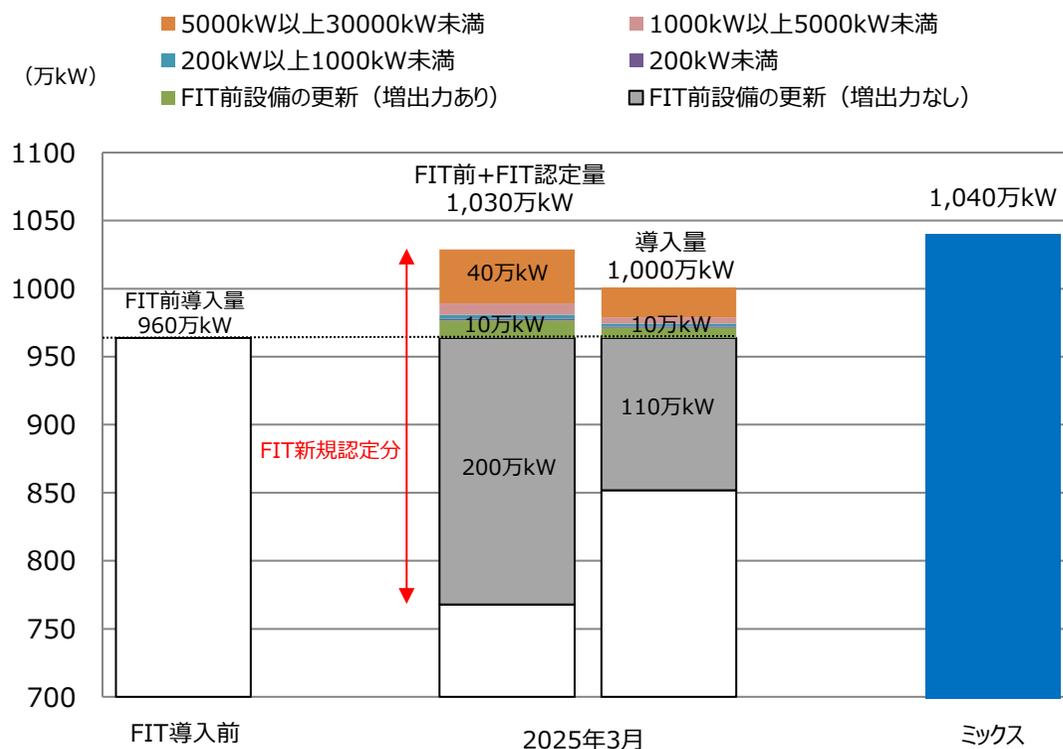


※ 失効分 (2025年3月末時点) を反映済。

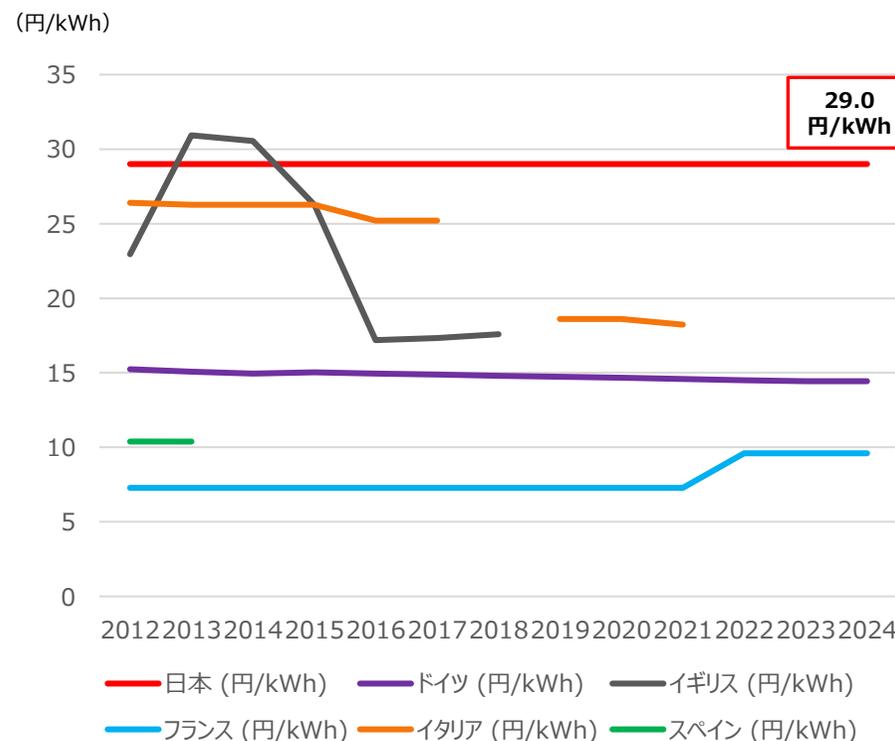
※ 資源エネルギー庁作成。1ユーロ = 120円、1ポンド = 150円で換算。  
 欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。ただし、イギリスは落札者なしのため入札上限価格。また、イタリアは落札価格非公表のため、入札上限価格。フランスは12,000kW以上は支援対象外のため、12,000kW設備の価格。

- 中小水力発電については、**エネルギーミックス (1,040万kW)** の水準に対して、2025年3月末時点のFIT前導入量 + FIT・FIP認定量は**1,030万kW**、導入量は**1,000万kW**。
- 2025年度の買取価格は、200kW以上1,000kW未満で**29円/kWh**などであるが、**海外の買取価格と比べて高い**。

### <中小水力発電のFIT・FIP認定量・導入量>



### <中小水力発電 (200kW) の各国の買取価格>



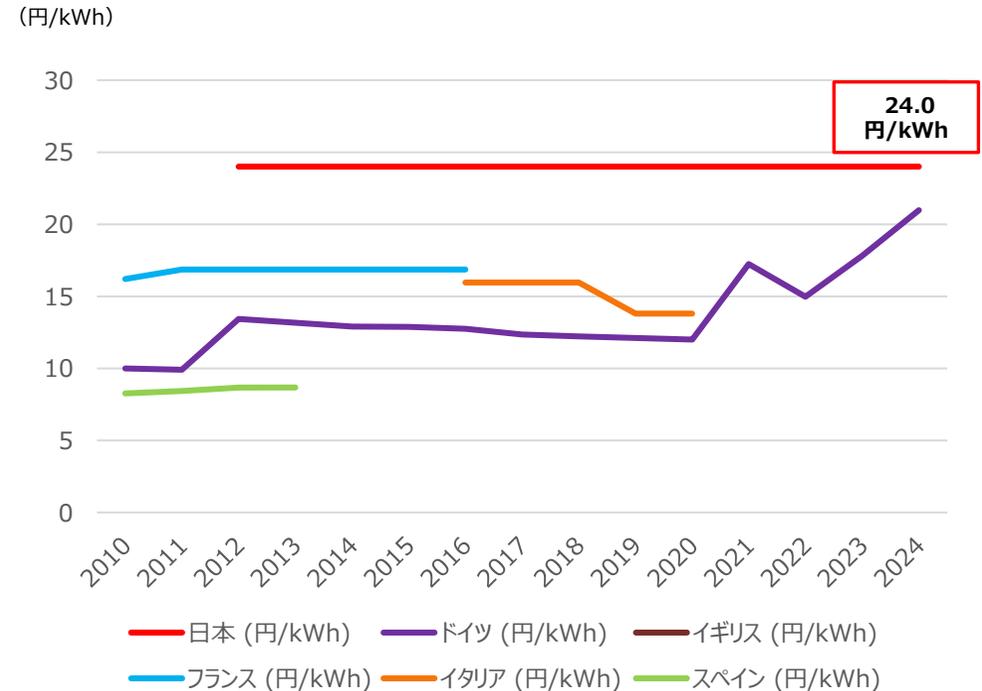
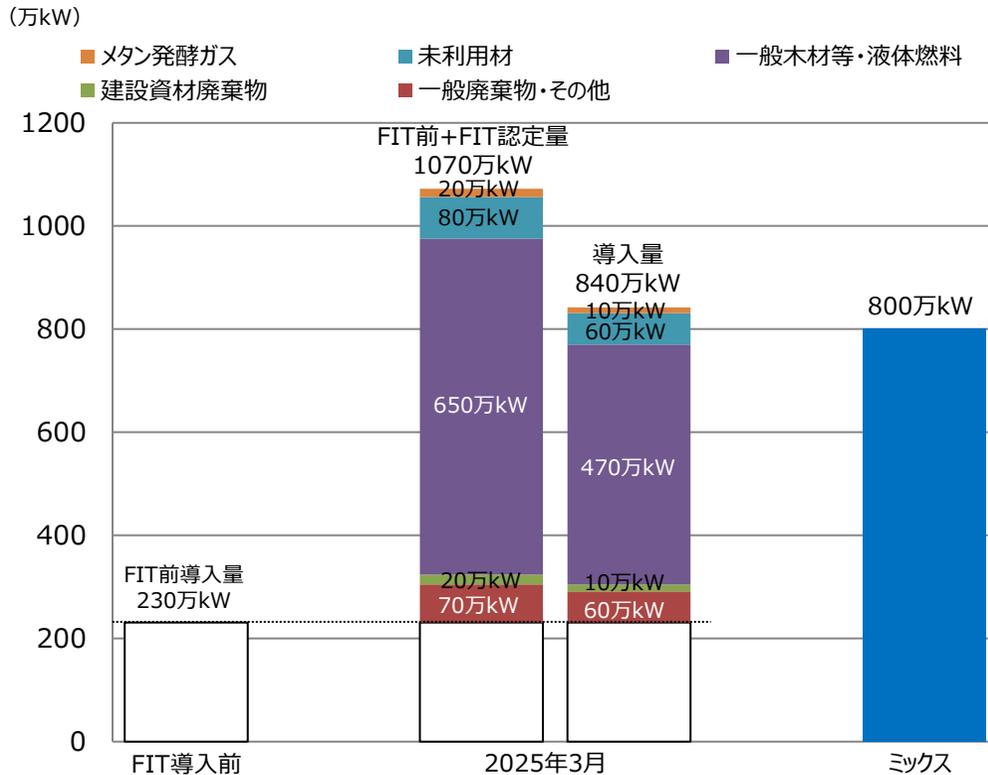
※ 失効分 (2025年3月末時点) を反映済。  
 ※ 新規認定案件の75%は既存設備の更新 (増出力なし)、5%は既存設備の更新 (増出力あり) と仮定している。

※ 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である。  
 フランスは発電効率等により価格が異なるが、最も安い場合の価格を採用した。

■ バイオマス発電については、FIT制度開始前の導入量と2025年3月時点のFIT・FIP認定量を合わせた容量は、バイオマス発電全体で**1,070万kW**となっており、**エネルギーミックスの水準（800万kW）を超えている。**

## ＜バイオマス発電のFIT・FIP認定量・導入量＞

## ＜バイオマス発電（5,000kW、ペレット使用）の各国の買取価格＞



※ 失効分（2025年3月末時点）を反映済。  
※ バイオマス比率考慮済。

※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（イタリアを除く。）の価格は運転開始年である。イギリスはFIT制度では支援対象外。  
入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。  
フランス・ドイツは技術等により価格が異なるが、最も安い場合の価格を採用した。

1. 国内外の再生可能エネルギーの現状
  - (1) 直近のデータ
  - (2) 国内の政策動向（再エネ政策の全体像）
2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案
3. 再生可能エネルギーの自立化について

# (参考) 第7次エネルギー基本計画の概要 (再生可能エネルギー関係)

第74回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会  
(2025年6月3日) 資料1より抜粋

## 6. 脱炭素電源の拡大と系統整備

### <総論>

- DXやGXの進展に伴い、電力需要の増加が見込まれる中、それに見合った脱炭素電源の確保ができなかったために、国内産業立地の投資が行われず、日本経済が成長機会を失うことは、決してあってはならない。
- 再生可能エネルギーか原子力かといった二項対立的な議論ではなく、再生可能エネルギーや原子力などの脱炭素電源を最大限活用することが必要不可欠。
- こうした中で、脱炭素電源への投資回収の予見性を高め、事業者の積極的な新規投資を促進する事業環境整備及び、電源や系統整備といった大規模かつ長期の投資に必要な資金を安定的に確保していくためのファイナンス環境の整備に取り組むことで、脱炭素電源の供給力を抜本的に強化していく必要がある。

### <再生可能エネルギー>

- S+3Eを大前提に、電力部門の脱炭素化に向けて、再生可能エネルギーの主力電源化を徹底し、関係省庁が連携して施策を強化することで、地域との共生と国民負担の抑制を図りながら最大限の導入を促す。
- 国産再生可能エネルギーの普及拡大を図り、技術自給率の向上を図ることは、脱炭素化に加え、我が国の産業競争力の強化に資するものであり、こうした観点からも次世代再生可能エネルギー技術の開発・社会実装を進めていく必要がある。
- 再生可能エネルギー導入にあたっては、①地域との共生、②国民負担の抑制、③出力変動への対応、④イノベーションの加速とサプライチェーン構築、⑤使用済太陽光パネルへの対応といった課題がある。
- これらの課題に対して、①事業規律の強化、②FIP制度や入札制度の活用、③地域間連系線の整備・蓄電池の導入等、④ペロブスカイト太陽電池（2040年までに20GWの導入目標）や、EEZ等での浮体式洋上風力、国の掘削調査やワンストップでの許認可フォローアップによる地熱発電の導入拡大、次世代型地熱の社会実装加速化、自治体が主導する中小水力の促進、⑤適切な廃棄・リサイクルが実施される制度整備等の対応。
- 再生可能エネルギーの主力電源化に当たっては、電力市場への統合に取り組み、系統整備や調整力の確保に伴う社会全体での統合コストの最小化を図るとともに、次世代にわたり事業継続されるよう、再生可能エネルギーの長期安定電源化に取り組む。

# (参考) 2040年度におけるエネルギー需給の見通し

第74回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会  
(2025年6月3日) 資料1より抜粋

- 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。

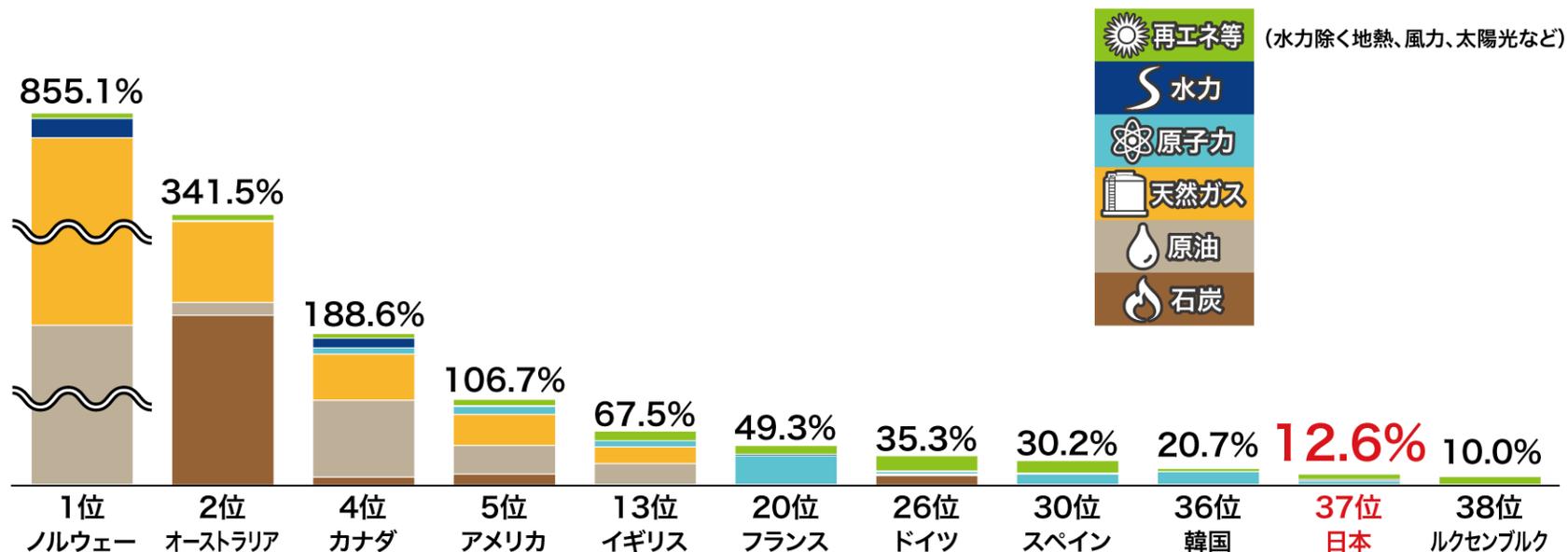
	2023年度 (速報値)	2040年度 (見通し)	
エネルギー自給率	15.2%	3～4割程度	
発電電力量	9854億kWh	1.1～1.2兆 kWh程度	
電源構成	再エネ	22.9%	4～5割程度
	太陽光	9.8%	23～29%程度
	風力	1.1%	4～8%程度
	水力	7.6%	8～10%程度
	地熱	0.3%	1～2%程度
	バイオマス	4.1%	5～6%程度
	原子力	8.5%	2割程度
火力	68.6%	3～4割程度	
最終エネルギー消費量	3.0億kL	2.6～2.7億kL程度	
温室効果ガス削減割合 (2013年度比)	22.9% ※2022年度実績	73%	

(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。

## (参考) 日本のエネルギー自給率

- 我が国は、一次エネルギーの8割、電力の7割を、大部分を海外から輸入する化石燃料に依存している。
- 自給率はG7で最低の12.6%の水準である。

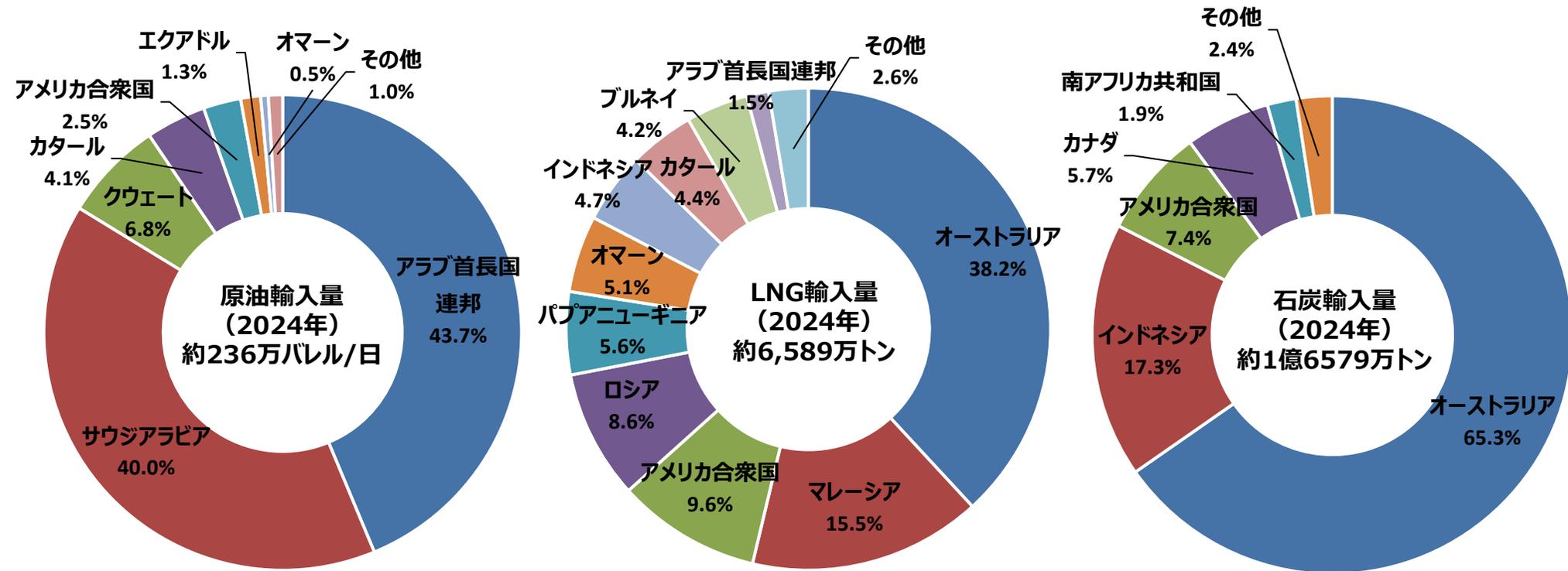
### 主要国の一次エネルギー自給率



(出典) IEA「World Energy Balances 2023」の2022年推計値、日本のみ資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」の2022年度確報値。  
 ※表内の順位はOECD38カ国中の順位

# (参考) 日本の化石燃料の調達先が抱えるリスク

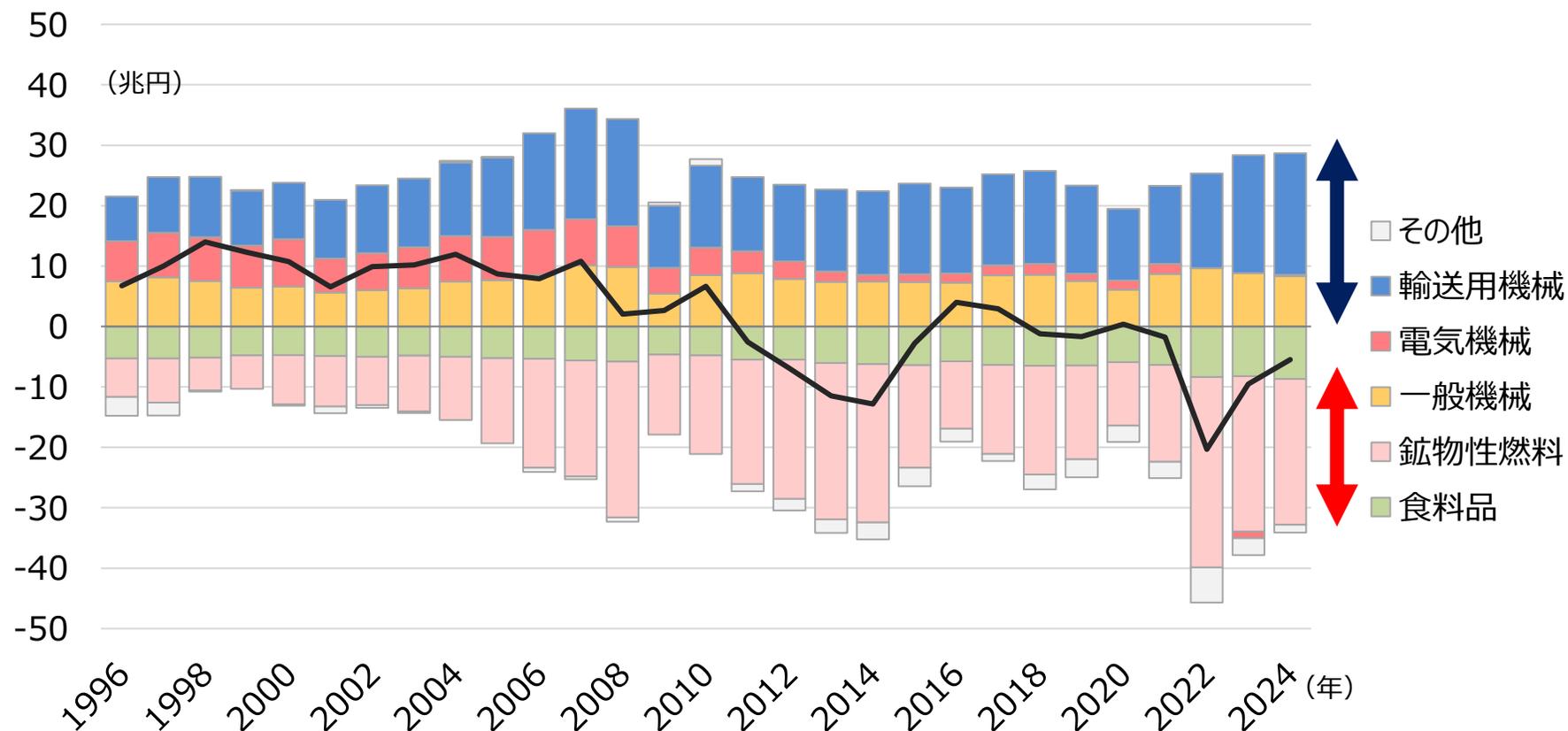
- 原油の9割以上を中東からの輸入に依存する我が国にとって、チョークポイントが集結する中東地域の情勢悪化はエネルギー安全保障に直結する。
- アジアのエネルギー需要、ロシアによるウクライナ侵略や、中国・台湾を巡る情勢、各国の気候変動政策など、様々な国際情勢が、日本のエネルギー安全保障を左右する状況にある。
- 海外に化石燃料の大半を頼る経済構造は、需給タイト化による突然の価格上昇リスクも内包している。



# (参考) 化石燃料の輸入で年間24兆円の国富が流出

- 自国産エネルギーが乏しく輸入に頼る我が国は、高付加価値品で稼ぐ外貨を化石燃料輸入で費消。
- 国産エネルギーの拡大は、稼いだ国富の海外流出を食い止める観点からも重要である。

## 【貿易収支の推移】



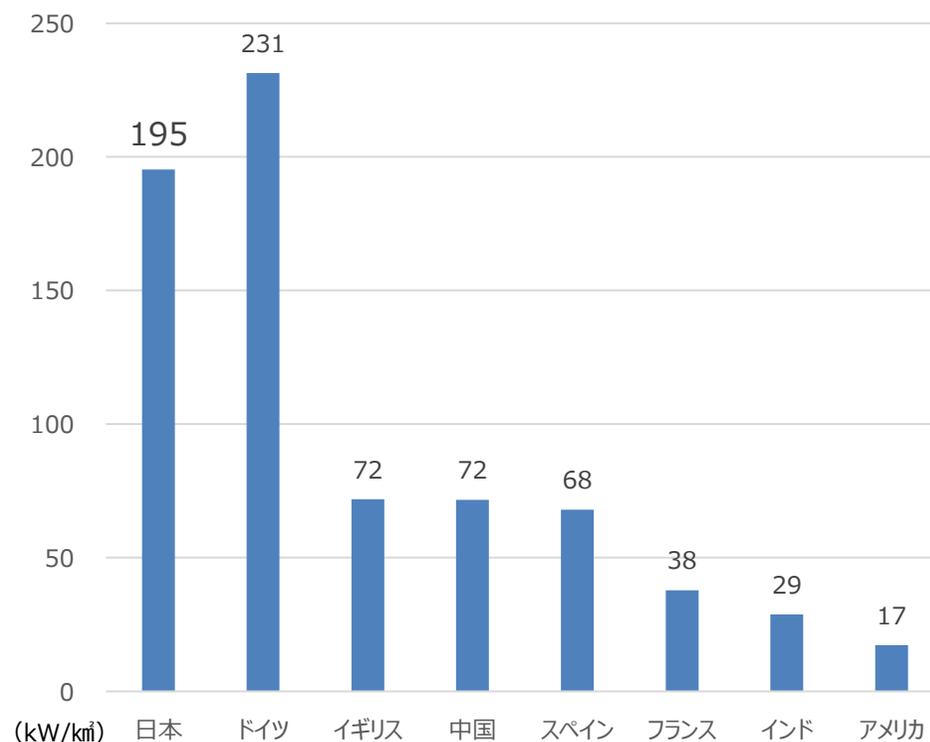
## (参考) 再生可能エネルギーの最大限導入

- 政府は、再エネの主力電源化に向けて、FIT/FIP制度などを活用して再エネの最大限導入を実施。
- 震災以降、約10年間で、**再エネ（全体）を約2.0倍、風力を約2.2倍、太陽光は約20倍**まで増加させた。
- その結果、**国土面積あたりの太陽光設備容量は主要国の中で最大級の水準に到達。**

### 再エネの導入状況（日本）

	2011年度	2023年度	増加率
再エネ (全体)	10.4% (1,131億kWh)	22.9% (2,261億kWh)	<b>約2.0倍</b>
太陽光	0.4% (48億kWh)	9.8% (965億kWh)	<b>約20倍</b>
風力	0.4% (47億kWh)	1.1% (105億kWh)	<b>約2.2倍</b>
水力	7.8% (849億kWh)	7.6% (749億kWh)	—
地熱	0.2% (27億kWh)	0.3% (34億kWh)	—
バイオマス	1.5% (159億kWh)	4.1% (408億kWh)	<b>約2.6倍</b>

### 国土面積あたりの太陽光設備容量（2023年）



## <地域でトラブルを抱える例>

第74回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2025年6月3日）資料1より抜粋

土砂崩れで生じた崩落



柵塀の設置されない設備



不十分な管理で放置されたパネル



景観を乱すパネルの設置



### ① 許認可の認定申請要件化

- 森林法や盛土規制法等の災害の危険性に直接影響を及ぼし得るような土地開発に関わる許認可について、**許認可取得を再エネ特措法の申請要件とするなど、認定手続厳格化。**

### ② 違反防止・早期解消

- **違反の未然防止・早期解消**を促す仕組みとして、事業計画や関係法令に違反した場合に**FIT/FIP交付金を留保する措置**といった**再エネ特措法における新たな仕組み**を導入。認定取消しの際の**徴収規定の創設**。
- これまでに**森林法、農地法、盛土規制法違反等の太陽光発電事業（計379件）**に対して、一時停止措置を講じた。森林法違反の4件については違反状態が解消されたことが確認できたため、措置を解除。

【新たな制度的措置のイメージ（交付金留保後、認定取消しに至った場合）】



※直近では、本年5月に、大規模事業を含む森林法違反の太陽光発電事業（9件）に対する交付金の一時停止措置を実施。

### ③ 廃棄等費用への対応

- 2022年7月から**廃棄等費用の外部積立**を開始。事業者による放置等があった場合、廃棄等積立金を活用。
- 2030年代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**に対応するため**パネル含有物質の情報提供を認定基準に追加する**等の対応を実施。使用済太陽光パネルの大量廃棄を見据え、**リユース、リサイクル及び最終処分を確実に実施するための制度検討**を連携して進めていく。

### ④ 住民との丁寧なコミュニケーション

- 再エネ特措法の申請において、説明会の開催など**周辺地域への事前周知の要件化**（事業譲渡の際の変更認定申請の場合も同様）。事前周知がない場合には認定を認めない。

# 太陽光発電事業の更なる地域共生・規律強化に向けた関係省庁連絡会議

第76回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2024年9月30日）資料2より抜粋

- **太陽光発電事業における地域との共生をより一層確保するべく、新エネルギー政策を所管する資源エネルギー庁、環境政策を所管する環境省、そして、太陽光発電事業の実施に当たって様々な公益との調整を行う各種の関係法令を所管する関係省庁との間で、緊密な連携を図り、脱炭素政策に必要な対応を検討するため、「太陽光発電事業の更なる地域共生・規律強化に向けた関係省庁連絡会議」を設置。**

## 構成員

- **文部科学省**（文化庁文化財第二課長）
- **農林水産省**（大臣官房環境バイオマス政策課長、農村振興局農村政策部農村計画課長、林野庁森林整備部治山課長）
- **経済産業省**（大臣官房産業保安・安全グループ電力安全課長、資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部新エネルギー課長）
- **国土交通省**（総合政策局環境政策課長、都市局都市安全課大臣官房参事官（宅地・盛土防災担当）、都市局公園緑地・景観課景観・歴史文化環境整備室長、水管理・国土保全局砂防計画課砂防管理支援室長）
- **環境省**（大臣官房総合環境政策統括官グループ環境影響評価課長、大臣官房地域脱炭素推進審議官グループ地域政策課長、大臣官房地域脱炭素推進審議官グループ地域脱炭素政策調整担当参事官、自然環境局総務課長、自然環境局国立公園課長、自然環境局野生生物課長）

## 第1回（9/24）の開催概要

- 依然として**太陽光発電事業について地域との共生上の課題が生じている事例がみられている**。引き続き、**関係省庁間の連携を強化し、適切に対応していくことが求められる**。
- 太陽光発電事業に係る現状や課題を踏まえ、**各省庁において、改めて、必要な対応について検討いただくとともに、次回以降の本連絡会議において各省庁よりご報告いただくこととした**。

### 【当面の検討事項】

- ① **各種の公益保護を確保するための関係法令における規律強化について**
- ② 太陽光発電の適切な廃棄について
  - **各種の公益保護に影響を及ぼす太陽光発電設備の放置の実態について**
- ③ **太陽光発電の導入支援**における適切な規律のあり方について

- 再エネ特措法において、目指すコスト水準として掲げている価格目標等もふまえた調達価格/基準価格の引き下げにより、コスト低減を加速化。

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)						
						21円 (10kW以上2,000kW未満)	18円	14円 (10kW以上 500kW未満)	12円	11円 (50kW以上250kW未満)	10円	9.5円 (50kW以上250kW未満)	9.2円 (50kW以上250kW未満)	8.9円 (250kW以上)					8.6円		
						13円	12円 (10kW以上50kW未満)	11円	10円	12円 (10kW以上)	12円 (10kW以上)	11.5円 (10kW以上)	初期投資 支援スキーム※ (10kW以上)	9.9円					10円	10円	15円
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※	初期投資 支援スキーム※					
※出力制御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					
	55円(陸上20kW未満)					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(洋上風力(着床式・浮体式))					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								
36円(浮体式)																					
バイオ マス 【20年】	24円(バイオマス液体燃料)					21円 (2万kW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							
	24円(一般木材等)					24円 (2万kW未満)	21円 (2万kW以上)	入札制 20.6円 (10,000kW以上)	※一般木材等(10,000kW以上)・バイオマス液体燃料												
	32円(未利用材)					24円(10,000kW未満)															
						32円(2,000kW以上)					40円(2,000kW未満)					35円					
						39円(メタン発酵バイオガス発電)					その他(13円(建設資材廃棄物)、17円(一般廃棄物その他(バイオマス))										
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)										

卸電力  
取引市場  
価格  
+  
環境  
価値

※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式(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)

- コスト低減動向や価格目標等をふまえた調達価格の引き下げに加えて、2017年度以降、一定規模以上の事業用太陽光、バイオマス、陸上風力、着床式洋上風力（海域利用法適用外）について入札制度を導入。事業者間のコスト競争を促進することで、コスト低減を加速化。

	事業用太陽光																						
	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回	第6回	第7回	第8回	第9回	第10回	第11回	第12回	第13回	第14回	第15回	第16回	第17回	第18回	第19回	第20回	第21回	第22回	第23回
実施時期	2017年度	2018年度		2019年度		2020年度		2021年度				2022年度				2023年度				2024年度			
入札対象	2,000kW以上			500kW以上		250kW以上																	
平均落札価格	19.64円/kWh	-	15.17円/kWh	12.98円/kWh	12.57円/kWh	11.48円/kWh	11.20円/kWh	10.82円/kWh	10.61円/kWh	10.31円/kWh	9.99円/kWh	9.88円/kWh	9.84円/kWh	9.73円/kWh	9.56円/kWh	9.34円/kWh	9.30円/kWh	8.55円/kWh	5.11円/kWh	6.84円/kWh	8.08円/kWh	8.17円/kWh	5.06円/kWh

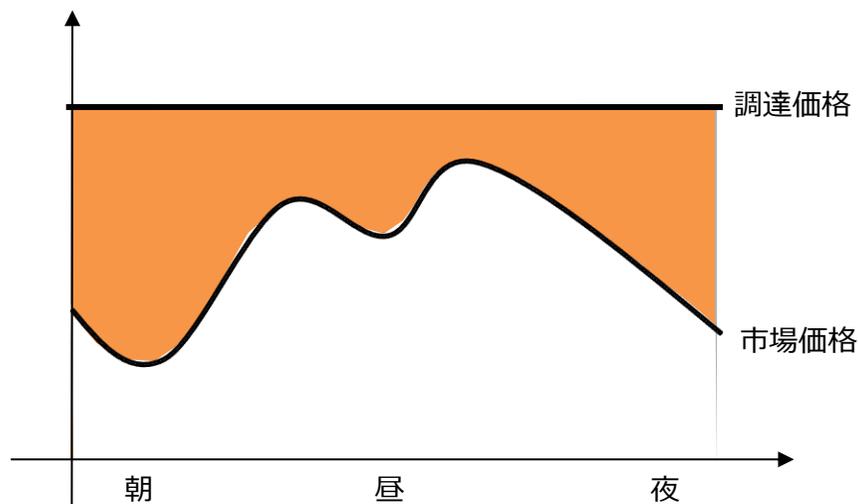
	陸上風力									
	第1回	第2回	第3回	第3回追加入札	第4回					
実施時期	2021年度		2022年度		2023年度	2023年度		2024年度		
入札対象	50kW以上									
入札容量(件数)	936MW(32件)		1290MW(30件)		1414MW(50件)		211MW(25件)		885MW(17件)	
平均落札価格	16.16円/kWh		15.60円/kWh		14.08円/kWh		12.42円/kWh		12.73円/kWh	

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）事務局資料（一部抜粋）

- FIP制度は、投資インセンティブを確保しながら、電力市場のメカニズムを活用しつつ、再エネ電源の電力市場への統合を図るもの。2022年4月に制度を開始した。
- FIP制度における発電事業者収入は、電力市場での売電価格等にプレミアムを加えたものが基本となるため、市場価格に連動。
- FIP制度を活用する事業者は、例えば、市場価格が低い時間帯に蓄電池等に蓄電した電気を、市場価格が高い時間帯に供給することが期待される。

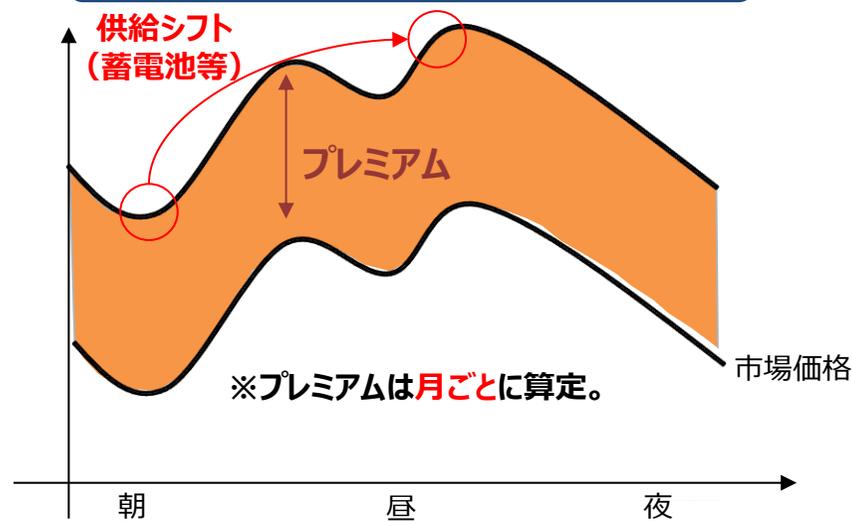
## FIT制度における発電事業者収入

調達価格 × 発電量



## FIP制度における発電事業者収入

(売電価格 + プレミアム) × 発電量  
+ 非化石価値取引の収入



- プレミアム = 基準価格 (※1) - 参照価格 (※2) - 非化石価値相当額 (※3)
- (※1) FIT制度の調達価格と同水準に設定。交付期間にわたって固定。
  - (※2) 市場価格をベースに、月ごとに機械的に算定。
  - (※3) 再エネ発電事業者が自ら非化石価値取引を行い、その収入が再エネ発電事業者に帰属することを前提に、非化石価値相当額を割引。

# (参考) FIP制度の活用状況 (2025年3月末時点)

- 2025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3,795MW・1,889件**。
- 2024年3月時点の認定量 (約1,761MW・1,199件) から、**容量は2.2倍／件数は1.6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	706	934	363	795	1,070	1,729
風力	1,629	36	236	23	1,864	59
地熱	5	2	0	0	5	2
水力	197	39	89	15	286	54
バイオマス	82	12	488	33	570	45
合計	2,619	1,023	1,176	866	3,795	1,889

※ 2025年3月末時点。バイオマス発電出力はバイオ比率考慮後出力。

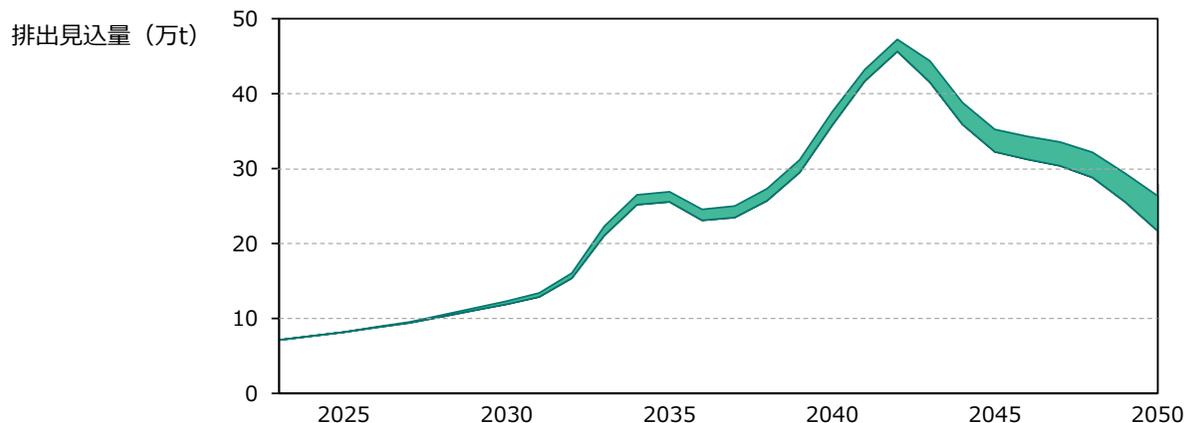
※ 2025年3月末時点で、FIT/FIP制度全体の認定量に占めるFIP認定量の割合は約4%。

※ 「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。

# (参考) 太陽光パネルの排出量予測 (推計結果)

太陽光発電設備リサイクルワーキンググループ 取りまとめ  
(2025年3月28日) を一部修正

- 太陽光パネルの推計排出量は**2030年代半ばから顕著に増加し、最大50万 t /年程度 (うち、既設の太陽光パネルは40万 t /年程度) まで達する見込み**。これが全て直接埋立処分された場合、2022年度の最終処分量 (速報値) 863万 t /年に対して約5%に相当する。
- 個別リサイクル法の枠組みにより処理されている自動車や家電 4 品目の現在の処理量と比較しても、太陽光パネルも**将来的には同程度の排出**が見込まれており、**リサイクルを着実に進めなければ、最終処分量の大幅な増加につながるおそれがある**。
- 上記を踏まえ、**太陽光発電設備リサイクルWG**において、太陽光パネルの適正な廃棄・リサイクルへ向けた制度のあり方を検討し、**2025年3月28日にとりまとめを実施**。



【(参考) 各個別リサイクル法におけるリサイクルの状況】

法律名	現状の再資源化の状況
自動車リサイクル法 (R 5 年度実績)	製造業者等による自動車シュレッダーダストの処理実績: <b>約45万 t</b> (約240万台分)
家電リサイクル法 (R 5 年度実績)	製造業者等による再商品化等処理重量: <b>約57万 t</b> (参考) 製造業者等による処理台数: エアコン約369万台、テレビ約359万台、 冷蔵庫・冷凍庫約337万台、洗濯機・衣類乾燥機約385万台
小型家電リサイクル法 (R 5 年度実績)	認定事業者による処理量: <b>約9万 t</b>

- 太陽光パネルのリサイクルを行っている中間処理業者を対象に環境省が調査(※1)を行ったところ、リサイクル費用(解体撤去、収集運搬を除く。)の水準は8,000円～12,000円/kWに分布。

(※1) 9事業者を対象に調査。一般的な太陽光パネルを250W/枚、20kg/枚と仮定。

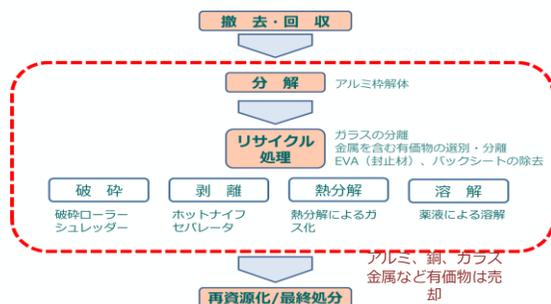
- 今後の排出量の増加に伴い稼働率が上がることでリサイクル費用の低減が見込まれるが、加えて、着実にリサイクル技術の開発を進めていくとともに、費用効率的なリサイクル技術の実装や、再生材の利用拡大により、社会全体のリサイクルコストを下げていくことが必要。

## <NEDOの技術開発>

- 2014年度より太陽光パネルの高度なリサイクル技術に関する技術開発を実施。2018年度には分解処理コスト約5,000円/kW以下(※2)を達成。2024年度には、大量排出の前提条件の下、分解処理コスト約3,000円/kW以下、資源回収率80%以上を見込む分離技術の開発を完了。
- 今後、分離処理コストの更なる低減(2029年度に2,000円/kW以下)を目指していく。

(※2) 分解処理コスト = (処理費用(設備費、光熱水費、人件費など) - 有価物売却益) ÷ 想定処理量  
相当量の太陽光パネルを処理し、回収した資源が売却できるといった一定の条件下。

## <パネル分離技術の分類>

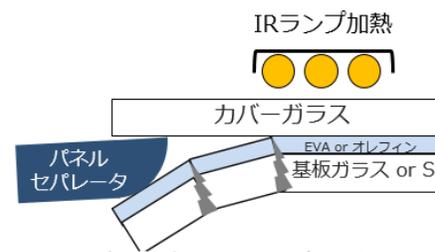


## <低温熱分解法>



(株)トクヤマ

## <パネルセパレータプロセス>



ソーラーフロンティア(株)

# (参考) 風力発電設備の廃棄等費用積立制度の整理の全体像

第76回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2025年9月30日）資料2より一部修正

- **風力発電設備をFIT/FIP制度における廃棄等費用積立制度の対象とするに当たっては、既に同制度の対象である太陽光発電設備の取扱いを前提に、以下のとおりその取扱いを整理した。**

(※) 上記措置は、システムの対応にかかる期間も勘案しながら速やかに実施すべきであるところ、パブコメ等を実施した上で、関係規程等を整備し、**2027年4月を目途に施行することとする。**

主な論点	太陽光発電設備に対する措置		風力発電設備に対する措置の整理
	措置内容	措置の考え方	
1. 廃棄等積立の対象範囲	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>10kW以上の事業用太陽光発電設備。</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>10kW未満は住宅用が大半で、建物の解体と同時に撤去・処分される場合が多いと想定されるため除外。</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 風力発電設備は<b>基本的に事業用</b>であることから、原則として、出力によらず<b>全ての風力発電設備を対象</b>とすることとする。</li> </ul>
2. 廃棄等積立を行う期間	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>調達期間/交付期間の後半10年間</b>での積立て。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 運転維持費に対して<b>初期にかかる資本費が大きい</b>ことや、積立て時期を複数設定した場合に生じる<b>管理運営コストの抑制及び認定事業者の混乱の防止等の観点</b>から、<b>一律に後半10年</b>として設定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 風力発電設備についても同様の取扱いとしつつ、<b>制度開始時に残存期間が10年未満となっている案件</b>についても、原則、<b>残存期間によらず必要な廃棄等費用の全額が確保される制度</b>とすることとする。</li> </ul>
3. 廃棄等積立を行う金額の水準	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>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の水準。</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2019年度までの認定案件は、<b>調達価格の算定において資本費の5%を廃棄等費用として計上</b>していたこと等を踏まえて設定。</li> <li>● 2020年度以降の認定案件は、太陽光廃棄WG<sup>注</sup>でのヒアリング結果等を踏まえ、<b>想定額を1万円/kWで固定</b>。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 風力発電設備についても、<b>調達価格/基準価格の算定において想定している廃棄等費用の水準の積立てを求める</b>ことを軸に、積立金額を決定することとする。</li> </ul>
4. 積立金の一部取戻しを認める場合	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>調達期間/交付期間中は、事業終了・縮小のみ取戻しを認める。</b></li> <li>● <b>調達期間/交付期間終了後</b>については、事業終了・縮小する場合のほか、<b>パネルを交換して事業継続する場合であって、当該パネルが一定値を超える場合</b>には取戻しを許容。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>将来的な再投資の促進及び制度運用コスト抑制等の観点</b>から、<b>廃棄される太陽光パネルの割合や量が一定値を超える場合に限定する形</b>で設定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>調達期間/交付期間中は、事業終了・縮小の場合のみ取戻しを認める。</b></li> <li>● <b>調達期間/交付期間終了後</b>については、事業終了・縮小する場合のほか、<b>風力発電設備を交換して事業継続する場合であって、風車単位での交換である場合</b>には取戻しを認めることとする。</li> </ul>

(※) **その他、源泉徴収的な外部積立の方法や内部積立ての取扱い等については、太陽光発電設備に対する措置と同様とすることとする。**

# (参考) 積立期間及び積立金額水準の整理

第76回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2025年9月30日）資料2より一部修正

- 積立期間は、調達期間/交付期間の後半10年間（制度開始時に残存期間が10年未満である場合はその残存期間内）とすることとする。
- 積立金額は、以下の方針を軸に、調達価格等算定委員会で御議論いただくこととしてはどうか。
  - （1） 調達価格等が既に決定されている案件と今後決定される案件の取扱いの違い
    - 既に調達価格/基準価格が決定されている2027年度までの認定案件については、調達価格/基準価格の算定において想定している廃棄等費用及び廃棄等費用の実態を踏まえ、原則一律に、当該想定してきた廃棄等費用の水準を積み立てることとする。
    - 今後新たに調達価格/基準価格が決定される2028年度以降の認定案件については、これまでと同様に廃棄等費用を一律に資本費の5%等と想定するのではなく、廃棄等費用の実態を踏まえて調達価格等算定委員会で定める額を積み立てることとする。
  - （2） 本制度開始時に残存期間が10年未満となっている案件の取扱い
    - 制度開始時に残存期間が10年未満となっている案件についても、本制度において確実に廃棄等費用を確保するため、RPS制度からの移行認定案件を除き、残存期間によらず、当該残存期間に応じて算定した積立単価に基づき、必要な廃棄等費用の全額が確保される制度とすることとする。
    - RPS制度からの移行認定案件については、残存期間が極めて短い案件もあるところ、原則、当該新規認定案件における調達価格の算定において想定されてきた廃棄等費用について、10年間で積立てを行うこととした場合と同じ積立ての単価等を適用しつつ、調達期間/交付期間が終了した時点で一律に積立て時期を終了することとする。
  - （3） 入札案件の取扱い
    - 入札案件については、コスト低減効果によって非入札案件と比較して調達価格/基準価格が低くなる傾向にあるが、FIT/FIP制度が適用される観点からは、調達価格/基準価格の算定において想定している廃棄等費用の水準を参考にした廃棄等費用が確保されることが期待される。
    - 他方で、既認定の案件については事業者の予見可能性に配慮する必要があることなどを考慮し、入札案件については、太陽光発電設備と同様に、非入札案件において想定されてきた廃棄等費用の額を、当該年度の非入札案件の調達価格/基準価格で除して、入札案件の最低落札価格を乗じた額を積み立てることとする。

# (参考) 次世代型太陽電池戦略の進め方（イメージ）

	短期（2025年～）	中期（2030年～）	長期（2040年～）
生産体制	～数百MW/年	約1GW/年～数GW/年	数GW/年～
価格	既存シリコン太陽電池より高価格となることが想定	20円/kWh～14円/kWh	自立化水準 10円/kWh※～14円/kWh以下 <small>※研究開発の進展等により大幅なコスト低減をする場合</small>
導入見込み	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 当初から海外展開を視野に入れ、国内市場から立ち上げる</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 国内市場に広く展開</li> <li>✓ 導入が見込まれる海外市場から優先し展開</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 国内・海外市場に広く展開 国内：20GW程度 海外：500GW～</li> </ul>
①量産技術の確立	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 2025年20円/kWh、2030年14円/kWhの技術確立に向けGI基金による支援を継続。タンデム型の実現に向け研究開発支援</li> <li>✓ GI基金による社会実装の実証（2024年9月に第一弾、2025年9月に第二弾の採択公表済）</li> </ul>		自立化
②生産体制整備	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 2030年までの早期にGW級の生産体制を目指した投資支援、強靱なサプライチェーン構築に向けた関係事業者の投資支援（2024年9月から公募を開始、2024年12月に採択公表済み）</li> </ul>		
③需要創出	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 重点分野を特定しつつ、既存太陽電池との値差等に着目した導入支援（2025年度から開始）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 多様な設置場所への導入拡大支援</li> </ul>	
導入に向けた環境整備	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 国際標準化の検討</li> <li>✓ 設置施工に関する実証の実施</li> <li>✓ 廃棄リサイクルの技術開発・システム検討</li> </ul>		

# (参考) 洋上風力発電 導入の意義

- 洋上風力発電は、①導入拡大のポテンシャル、②将来的なコスト低減、③経済波及効果が期待され、再エネの主力電源化に向けた切り札と位置付けられている。
- 一方で、特に②昨今のインフレを背景に、国内外で事業の遅延・撤退が発生、③現在、大型風車メーカーが国内に存在しないといった課題がある。

## ① 導入拡大のポテンシャル

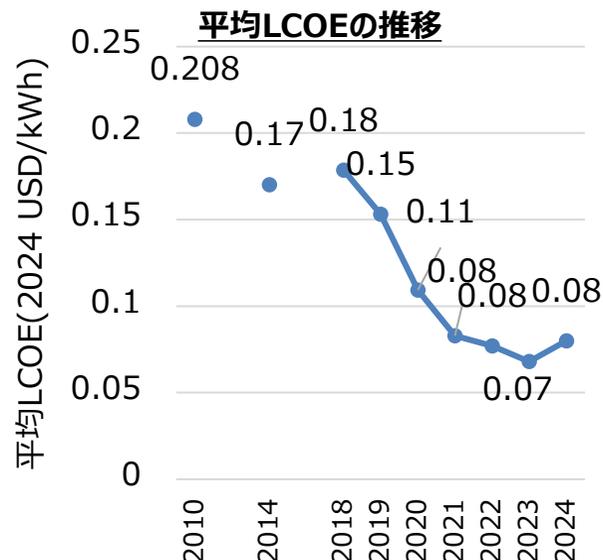
- 欧州を中心に世界で導入が進展。
- 日本においても、開発適地が減少している陸上風力に比べ、洋上風力は、国土が四方を海に囲まれ、領海・EEZは世界第6位の面積を誇ることを踏まえれば、導入拡大のポテンシャルは高い。

### 我が国の排他的経済水域 (EEZ)



## ② 将来的なコスト低減

- 欧州では、洋上風力発電の大量導入が先行し、域内で風車製造のサプライチェーンが形成。需要地に近い工場立地により輸送コストを抑えつつ、風車の大規模化や量産投資を行うことにより、コスト低減が進展。
- 日本においても、今後、国内サプライチェーンを整備することで、同様の展開が期待される。



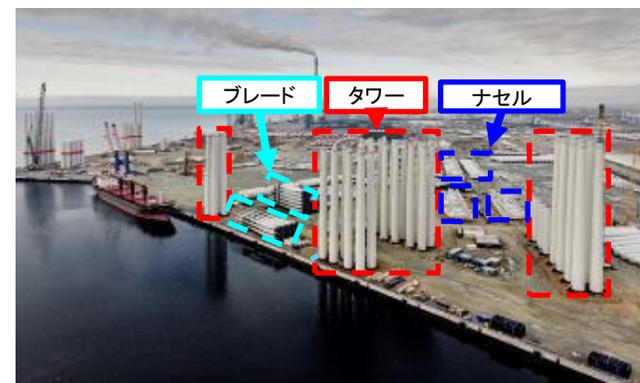
出所) IRENA, Renewable power generation costs in 2014, 2018-2024 より  
三菱総合研究所作成

## ③ 経済波及効果

- 洋上風力発電設備は、部品数が多く (数万点)、また、事業規模も大きいことから、関連産業への波及効果が大きく、地域活性化にも寄与。

### 欧州の港湾都市の事例 (デンマーク・エスビアウ港)

- ・建設・運転・保守等の地域との結びつきの強い産業も多いため、地域活性化に寄与。
- ・エスビアウ港には約200の企業が集積し、洋上風力とOil & Gas産業等を合わせて約10,000人の雇用を創出。



出所) Port of Esbjerg, <https://portesbjerg.dk/en/about-us/jobs>, 閲覧日:2025/9/25, 及びPort of Esbjerg Annual Report 2018

■ 2025年10月3日に新たに2区域（秋田県秋田市沖及び福岡県響灘沖）を有望区域に整理。また、3区域（千葉県旭市沖、長崎県五島市南沖（浮体）及び鹿児島県いちき串木野市沖）を準備区域に整理。



区域名	万kW※	事業者選定済
①長崎県五島市沖（浮体）	1.7	
②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	41.5	
③秋田県由利本荘市沖	73.0	
④千葉県銚子市沖	37.0	
⑤秋田県八峰町・能代市沖	37.5	
⑥秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	31.5	
⑦新潟県村上市・胎内市沖	68.4	
⑧長崎県西海市江島沖	42.0	
⑨青森県沖日本海（南側）	61.5	
⑩山形県遊佐町沖	45.0	
⑪北海道松前沖	25~32	
⑫北海道檜山沖	91~114	
⑬北海道石狩市沖	91~114	
⑭北海道岩宇・南後志地区沖	56~71	
⑮北海道島牧沖	44~56	
⑯青森県沖日本海（北側）	30	
⑰秋田県秋田市沖	37	
⑱山形県酒田市沖	50	
⑲千葉県九十九里沖	40	
⑳千葉県いすみ市沖	41	
㉑福岡県響灘沖	48	
㉒北海道岩宇・南後志地区沖（浮体）		㉓東京都八丈町沖（浮体）
㉒北海道島牧沖（浮体）		㉔富山県東部沖（浮体）
㉓青森県陸奥湾		㉕福井県あわら市沖
㉔岩手県久慈市沖（浮体）		㉖和歌山県沖（東側）
㉕千葉県旭市沖		㉗和歌山県沖（西側・浮体）
㉖東京都大島町沖（浮体）		㉘佐賀県唐津市沖
㉗東京都新島村沖（浮体）		㉙長崎県五島市南沖（浮体）
㉘東京都神津島村沖（浮体）		㉚鹿児島県いちき串木野市沖
㉙東京都三宅村沖（浮体）		
㉚東京都八丈町沖（浮体）		

※容量の記載について、事業者選定済の案件は選定事業者の計画に基づく発電設備出力量。それ以外は、事業者が確保している系統接続の最大受電電力、または系統確保スキームで算定した当該区域において想定する最大出力規模であり、区域の調整状況に応じて変動しうるもの。

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62回）  
（2024年5月29日）事務局資料（一部抜粋）

新規有望地点の開拓  
＜国主体（JOGMEC自身が実施）＞

個別地点での調査・探査・開発  
＜開発事業者主体（JOGMECが支援）＞

開発プロセス

## 先導的資源量調査

- ・高いポテンシャルが期待されるが、開発難度が特に高い地域での地表・掘削（噴気試験を含む）調査。
- ・特に、国立・国定公園内における新規有望地点の開拓を想定。
- ・また、海外地熱動向を調査し、事業者へ情報提供を実施。

## 初期調査 （地表調査／掘削調査）

約3～5年

- ・地表調査（地形・地下構造・熱）
- ・掘削調査（温度・蒸気・熱水）



## 探査事業 （噴気試験等）

約1～2年

- ・蒸気・熱水量を確認



## 環境アセス

約2年

- ・7,500kW以上が対象（一部例外）



## 開発事業 （発電設備の設置等）

約1～3年

- ・生産井・還元井掘削
- ・発電設備設置



事業化判断

支援措置

調査支援等

### 地表調査／掘削調査

- ・事業者が行う調査に対して、JOGMECから助成金を交付。
- ・補助率は、地表調査は2/3、掘削調査は1/2・2/3。
- ・地元案件等は、補助率引上げ。

### 出資

事業者が行う噴気試験に必要な資金をJOGMECが出資（50%上限）。

### 債務保証

事業者が行う井戸掘削、発電設備設置等に必要な融資を受ける際の債務をJOGMECが保証（80%上限）。

理解促進

### モニタリング調査／理解促進／代替温泉井掘削

- ・地表調査・掘削調査を行う際、温泉事業者等の理解促進のため、初期調査調査時の温泉や生態系等の自然環境への影響のモニタリング調査を支援。
- ・温泉事業者等の理解を得るため、地元説明会や専門家派遣を実施。この他、国民理解を得るための地熱シンポジウムの開催、地熱資源を活用した産業振興等の優良事例（モデル地区）の認定・PR。
- ・万が一温泉湧出量等が過度に減少した場合、代替温泉井掘削を支援。

技術開発

### 調査・開発段階における技術開発

- ・地下構造の探査手法の高精度化、坑井掘削の期間短縮化・低コスト化等のための技術開発。
- ・環境影響や経済性向上に向けた技術開発。
- ・次世代型地熱発電の実用化に向けた共通基盤に資する技術開発。

# (参考) 地熱開発加速化パッケージ 概要

令和6年11月13日 第43回資源・燃料分科会 資料

- 今後の地熱発電の開発促進に向けて、「令和6年度 地熱発電の推進に関する研究会」にて、必要な政策について議論し、地熱開発加速化パッケージを取りまとめた。
- 1. **従来型地熱**：現在、調査段階の地熱開発をさらに推進するとともに、民間企業だけでは手が出しにくい、地熱ポテンシャルが有望な自然公園等の未開発のエリアの開発促進に向けて、国が対象地域においてJOGMEC自らが初期調査を実施し、民間企業の参入を支援するとともに、掘削・環境影響評価・建設コストの高騰への対応や規制・許認可対応等の、事業推進を円滑化するために関係省庁・事業者・自治体によるプロジェクトのフォローアップ体制を確立する。
- 2. **次世代型地熱**：複数の次世代型地熱技術について、実現可能性評価(経済性含む)及び国内での実証を強化するため、官民協議会を立ち上げて民間企業の参入を促しながら、関連基金や助成・ファイナンスによる支援を通じて、事業化を促進する。

## パッケージ概要

### <従来型地熱>

- ▶ 国が全面的に支援し、JOGMECが実施するプロジェクト（フロンティア・プロジェクト）を組成
- ▶ 国・JOGMECによる初期開発リスクへの支援
  - 噴気試験を含む先導的資源量調査の実施等
- ▶ 国・自治体によるフォローアップ体制の確立
  - 関連規制の適切な運用等、地元理解醸成に向けた連携
  - 経産局に地熱開発官の設置
- ▶ JOGMECによる支援体制の強化

### <次世代型地熱>

- ▶ 更なる地熱ポテンシャルの再評価
- ▶ 次世代型地熱技術を評価するための体制構築
- ▶ 次世代型地熱技術の実証および社会実装に向けた支援

## 目指す開発領域

### <従来型地熱>

- ▶ 現在、調査・開発中のエリア
- ▶ 地熱ポテンシャルが有望な自然公園内（特別地域）などのうち未開発エリア
- ▶ 情報・アクセス・社会環境等の面から個別企業では参入しづらい有望エリア

### <次世代型地熱>

- ▶ 従来型地熱発電よりも、より広範囲で深部の有望エリアの開発
- ▶ 従来型地熱の成立要素である水・割れ目が無いエリアへの拡大

## 2040年以降の目指す姿

### <従来型地熱>

- ▶ 発電量の着実な拡大
- ▶ 有望エリアの開発モデルの全国展開を通じた更なる従来型地熱の開発促進

### <次世代型地熱>

- ▶ 開発可能な資源量の増加
- ▶ 早期開発と発電容量確保

- 中小水力発電の新規開発促進に向け、引き続き、①開発に向けた**初期段階調査における地形測量・流量調査等の支援**を実施するとともに、②地点選定等に有用な河川情報の一元化や、地域資源の活用等につながる優良事例集など**基盤的な情報の整備・提供**を進めていく。

## ① 初期調査等支援事業

**2024年度補助件数：26件**

- 事業性評価事業：23件  
※約4,000kWの有望開発地点を確認
- 北海道：2件
- 東北（青森、岩手、山形、福島）：8件
- 中部（新潟、福井、長野、岐阜、愛知）：9件
- 関西（兵庫）：1件
- 中国（鳥取）：1件
- 九州（熊本）：2件
- 地域共生支援事業：3件
- 中部（長野）：2件
- 九州（熊本）：1件



## ② 基盤的情報の整備・提供

**中小水力発電支援サイト 流量・流況データベース**  
(2024年12月～ 資源エネルギー庁HP)

- 地点選定等に有用な河川の流量・流況・水利権等の情報について、関係省庁や地方公共団体、電力会社等が保有する情報をデータベースで一元化。

**中小水力発電の導入促進に向けた手引き・事例集**  
(2024年2月 資源エネルギー庁)

- 新規参入者向けに検討ポイントをまとめた手引きや、事業性や地域共生などの課題を乗り越え、地域資源の活用等につながる優良事例集を公表。



# (参考) 中小水力発電自治体主導型案件創出調査等支援事業（令和6年度補正予算）

- 中小水力発電について、隠れた開発ポテンシャルを明らかにし、開発リスク・コストの低減や開発事業者の参入促進等のため、昨年秋の経済対策により、全国100地点を念頭とした自治体主導の下での開発地点候補の詳細調査・案件形成等への支援を実施。

## 事業概要

### ● 補助対象事業

地方公共団体等による中小水力発電の開発案件の創出に向けた事業性評価に必要な調査・設計等を行う事業（新設・リプレース問わない）

50 kW以上30,000 kW未満を見込むもの

### ● 補助対象事業者

地方公共団体

地方公共団体と連携する民間事業者等

### ● 補助率

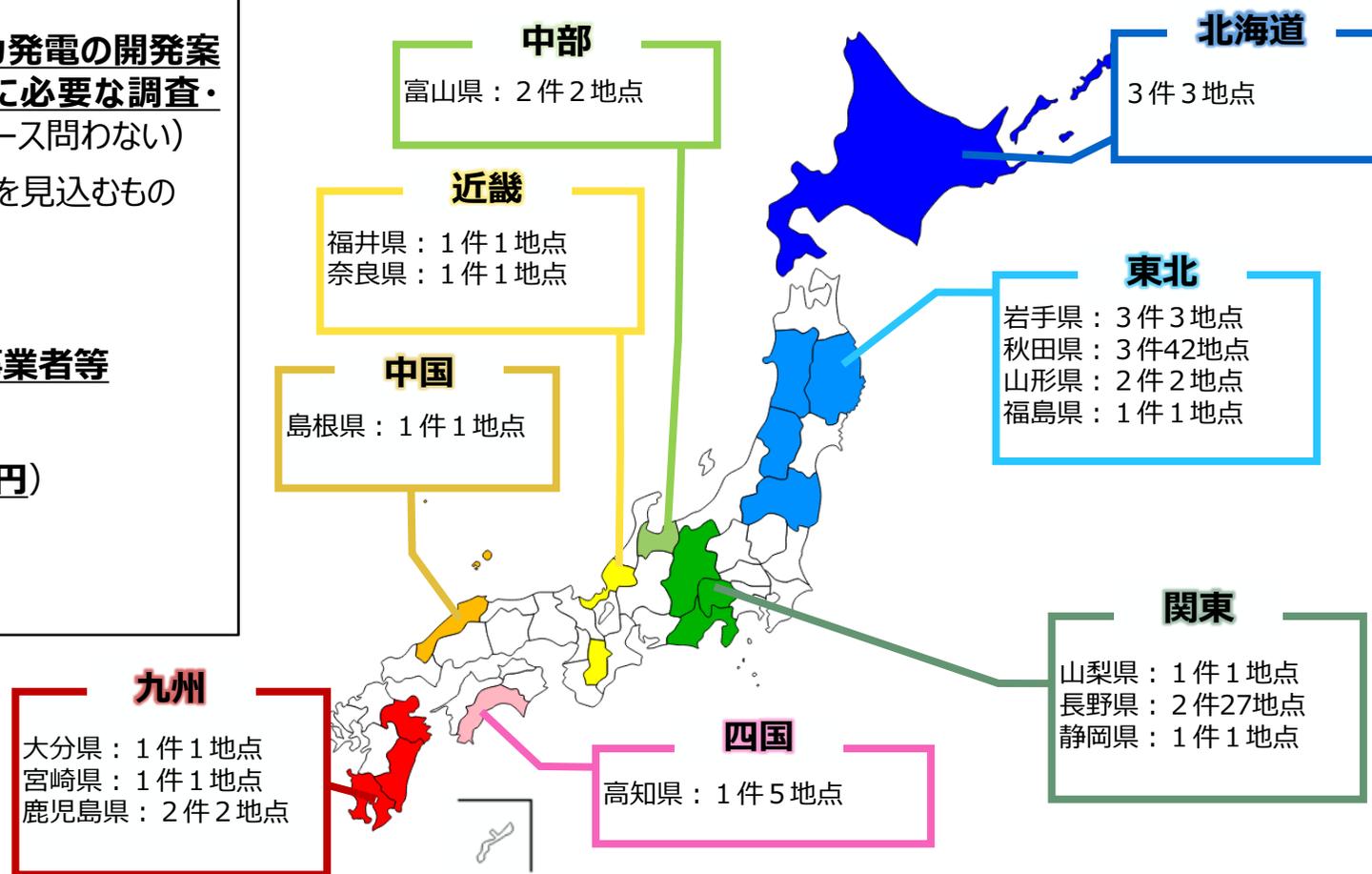
3 / 4 以内（上限：2,000万円）

### ● 公募期間

10月24日をもって終了



## 採択・申請状況 合計：26件94地点



1. 国内外の再生可能エネルギーの現状
  - (1) 直近のデータ
  - (2) 国内の政策動向（再エネ政策の全体像）
  
2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

# 今年度の本委員会の主な論点（総論）（案）

## <総論>

- 我が国は、すぐに使える資源に乏しく、エネルギー供給の多くを化石燃料の輸入に依存することによる価格変動リスクや国富流出といった課題を抱えている。化石燃料への過度な依存から脱却し、エネルギー危機にも耐えるエネルギー需給構造への転換を進めていくためにも、エネルギー安定供給と脱炭素の両立を図る必要がある。
- こうした観点から、再生可能エネルギーについては、2025年2月に閣議決定された第7次エネルギー基本計画において、主力電源化を徹底し、関係省庁が施策を強化することで、地域との共生と国民負担の抑制を図りながら最大限の導入を促すという方向性が掲げられたとともに、2040年度エネルギーミックスにおいて、再エネ比率は約4～5割程度と示された。
- 今年度の本委員会では、第7次エネルギー基本計画で示された方向性について踏まえつつ、中長期的な視点で時間軸を意識しながら、再エネ特措法に係る調達価格／基準価格や入札制度等について検討してはどうか。

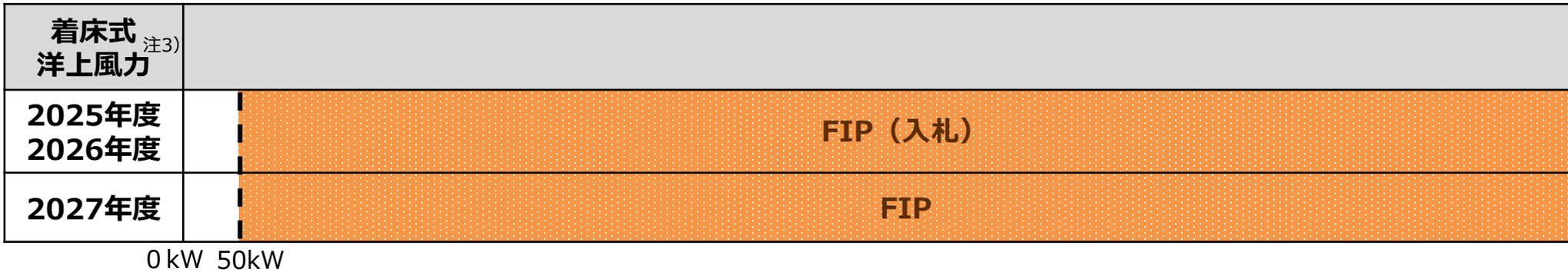
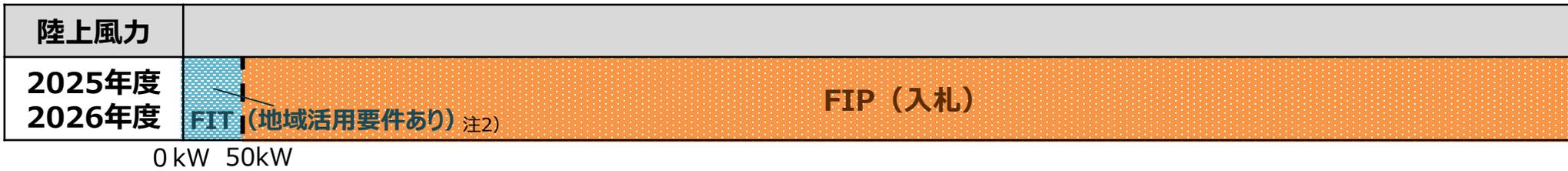
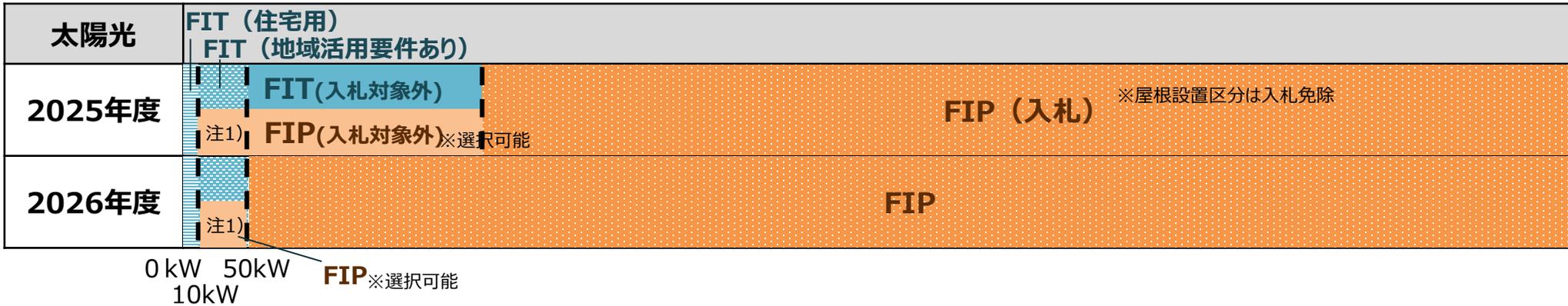
# FIT調達価格/FIP基準価格・入札上限価格

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)									
						21円 (10kW以上2,000kW未満)	18円 (10kW以上500kW未満)	14円 (10kW以上500kW未満)	12円 (50kW以上250kW未満)	11円 (50kW以上250kW未満)	10円 (50kW以上250kW未満)	9.5円 (50kW以上250kW未満)	9.2円 (10kW以上50kW未満)	8.9円 (10kW以上50kW未満)	8.6円 (250kW以上)									
						13円 (10kW以上50kW未満)	12円 (10kW以上50kW未満)	11円 (10kW以上50kW未満)	10円 (10kW以上50kW未満)	10円 (10kW以上50kW未満)	10円 (10kW以上50kW未満)	10円 (10kW以上50kW未満)	10円 (10kW以上50kW未満)	10円 (10kW以上50kW未満)	10円 (10kW以上50kW未満)			10円 (10kW以上50kW未満)						
						13円 (10kW以上50kW未満)	12円 (10kW以上50kW未満)	11円 (10kW以上50kW未満)	10円 (10kW以上50kW未満)	10円 (10kW以上50kW未満)	10円 (10kW以上50kW未満)	10円 (10kW以上50kW未満)	10円 (10kW以上50kW未満)	10円 (10kW以上50kW未満)	10円 (10kW以上50kW未満)			10円 (10kW以上50kW未満)						
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※ (10kW以上)	初期投資 支援スキーム※								
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)					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 (洋上風力 (着床式・浮体式))					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	入札制	入札制	入札制								
	36円(浮体式)																							
バイオ マス 【20年】	24円(バイオマス液体燃料)					21円 (2万kW以上)	入札制 20.6円	入札制	入札制	入札制	入札制	入札制	入札制	入札制	入札制	入札制	入札制							
	24円(一般木材等)					24円 (2万kW未満)	21円 (2万kW以上)	入札制 20.6円	19.6円	19.6円	18.5円	18.0円	17.8円	17.8円	17.8円	17.8円	17.8円							
	32円(未利用材)					24円 (2万kW未満)	21円 (2万kW以上)	入札制 20.6円	※一般木材等 (10,000kW以上)・バイオマス液体燃料															
	39円 (メタン発酵バイオガス発電)					24円 (10,000kW未満)																		
	32円(未利用材)					32円(2,000kW以上)																		
	39円 (メタン発酵バイオガス発電)					40円(2,000kW未満)																		
地熱 【15年】	26円(15,000kW以上)															フォーミ ユラ方式 ※								
	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												
	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式（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）

# (参考) FIT/FIP・入札の対象 (太陽光・風力) のイメージ



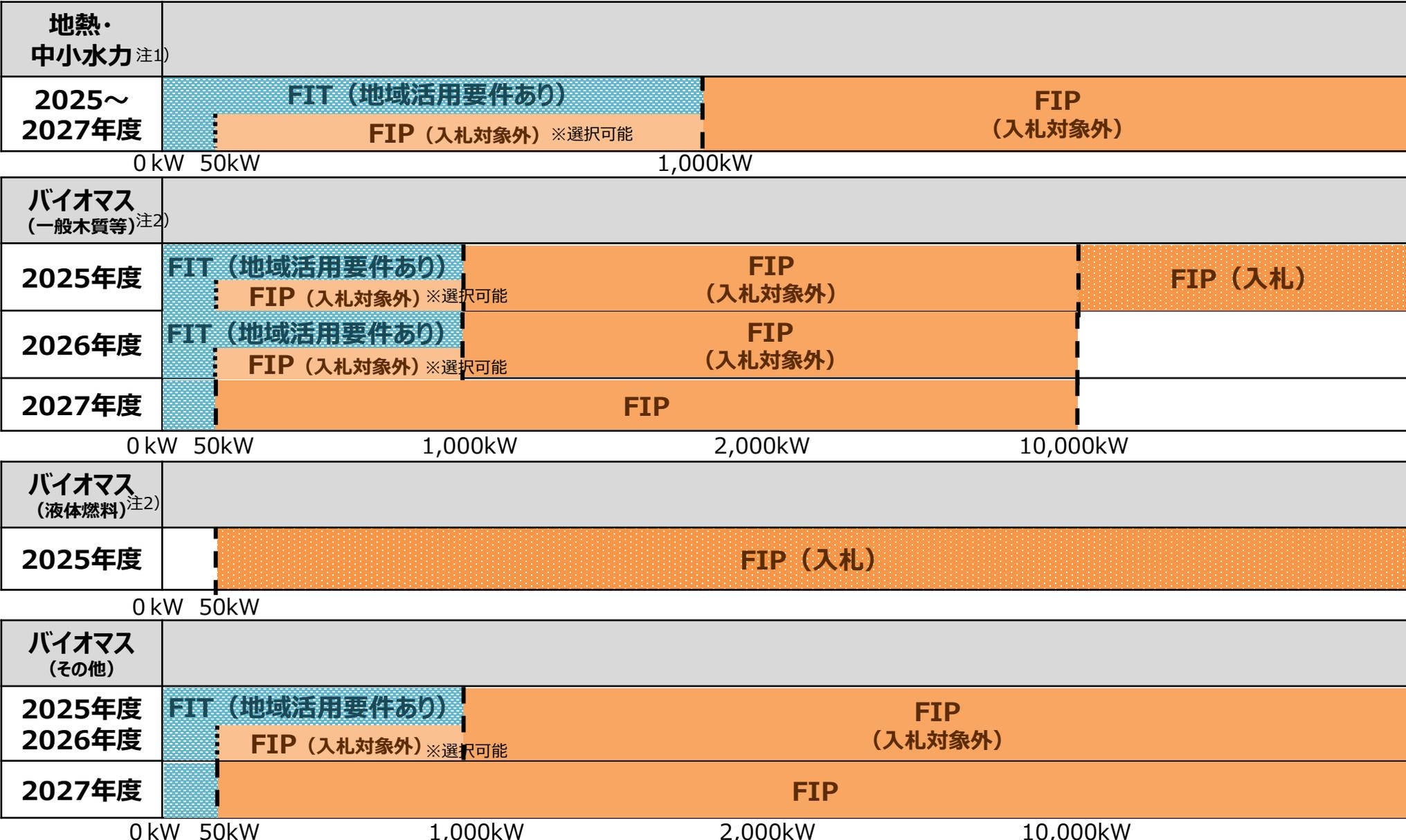
注1) 事業用太陽光は、一定の条件を満たす場合には50kW未満であってもFIP制度が認められる。

注2) リプレースは入札対象外。特に1,000kW未満は、FIT/FIPが選択可能。

注3) 浮体式洋上風力については、FIT/FIPが選択可能。

※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。

# (参考) FIT/FIP・入札の対象 (地熱・中小水力・バイオマス) のイメージ 44



注1) 地熱・中小水力発電のリブレースは新設と同様の取扱い。 注2) 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。  
 ※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。

# 今年度の本委員会の主な論点（電源横断の論点）（案）

## 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

- 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、同法第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、**御議論いただくこととしてはどうか。

# 今年度の本委員会の主な論点（自立化）（案）

## 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を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、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。

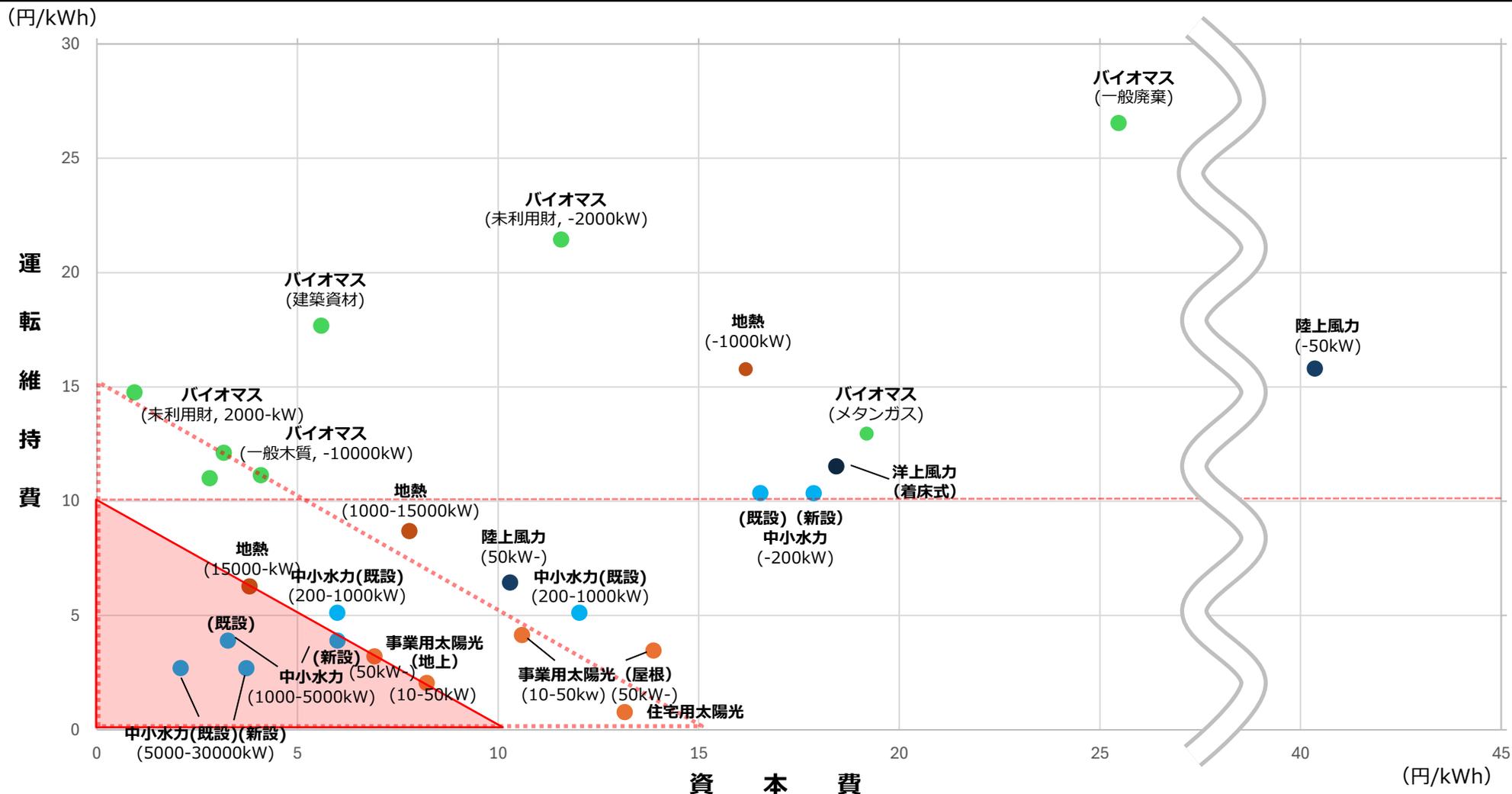
## ④自立化への課題が大きいコスト構造にある電源（例：バイオマス発電）

- 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。

# 再生可能エネルギー電源の発電コスト

- FIT/FIP制度における定期報告データの中央値（※） をもとに計算した、各再エネ電源の発電コスト（資本費・運転維持費）の実績は以下のとおり。



※ 2024年8月までの定期報告において発電事業者から提出のあったコストデータ（実績値）を使用している点に留意。

※ 調達価格等算定委員会における定期報告データの算出方法にない、一部、平均値や直近年度の中央値を採用している電源もある。

※ 割引率及び運転年数については、令和7年2月 総合エネルギー調査会 基本政策分科会 発電コスト検証ワーキンググループにてとりまとめられたデータをもとに算出。

※ 洋上風力（着床式）については、再エネ海域利用法適用外の着床式洋上風力発電のデータから算出したものであり、再エネ海域利用法で想定されているよりも小規模な事業が中心となっていることに留意。

# 2025年度における価格目標と期待価格水準（参考値）

- 昨年度の本委員会においては、価格目標の具体的水準について、電源ごとに①kWh価値、②自家消費便益、③環境価値の水準を踏まえて投資回収可能な水準として各年度において最新のデータを用いながら定量的に算定したうえで、具体的な年限とともに価格目標を設定している電源については、コスト低減を行っていくことを想定した場合において、各年度において達成することが期待される「期待価格水準（参考値）」についても価格目標とともに毎年度示すことがとりまとめられた。
- 一定の条件下（次ページ参照）で機械的に算定した場合、今年度における価格目標と期待価格水準（参考値）の具体的な水準は以下のとおり。

	2025年度 期待価格水準	2026年度 期待価格水準	2027年度 期待価格水準	価格目標	目標年度
事業用太陽光	8.41円/kWh	8.41円/kWh	8.41円/kWh	8.41円/kWh	2028年度
事業用太陽光 （屋根設置）	11.41円/kWh	11.41円/kWh	11.41円/kWh	11.41円/kWh	2028年度
住宅用太陽光	14.96円/kWh	14.69円/kWh	14.43円/kWh	14.43円/kWh	2028年度
陸上風力	11.50円/kWh	11.46円/kWh	11.46円/kWh	11.46円/kWh	2030年度
着床式洋上風力	12.86円/kWh	12.36円/kWh	11.90円/kWh	11.46円/kWh	2035年度
浮体式洋上風力	●	●	●	11.46円/kWh	-
地熱	●	●	●	10.51円/kWh	-
中小水力	●	●	●	10.41円/kWh	-
バイオマス	●	●	●	10.41円/kWh	-

※価格目標は運転開始年度ベース。ただし、着床式洋上風力については、再エネ海域利用法適用案件を念頭に置いて、FIT/FIP認定から運転開始までの期間は7年間と想定。  
 ※環境価値については、再エネ価値取引市場における2025年度第1回オークション（8月29日）の約定最安価格0.4円/kWhを採用。

## ① kWh価値

- 自然変動電源である太陽光発電・風力発電については、エリア需給実績データが存在する2016年度から前年度までにおけるエリア別・時間帯別の発電電力量で加重平均したそれぞれの回避可能費用単価を基礎としてどうか。
- 非変動電源である地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電については、2016年度から前年度までにおけるシステムプライスの単純平均を基礎としてどうか。

※但し、2021～2022年度の卸電力市場価格は、2022年2月のロシアによるウクライナ侵略開始等による燃料輸入価格の高騰に伴う影響を受けている一方、2023年度（10.74円/kWh）には2020年度（11.21円/kWh）と同水準となったことから、2016年度（電力小売全面自由化）から最新年度のうち、2021年度と2022年度を除いた各年度の卸電力取引市場価格の平均値の平均を採用することを基本としつつ、今後の卸電力市場価格の動向を踏まえて、データの扱い方については議論することとしてどうか。

※また、現時点の卸電力市場価格は、発電側課金対象外の電源の影響も受けられていると考えられることから、卸電力取引市場価格からの便益の算出にあたっては、卸電力取引市場価格から、電源ごとにFIT/FIP制度において考慮している発電側課金相当額を減じることとしてどうか。但し、発電側課金の額は将来的には卸電力取引市場価格に転嫁されることが想定されるため、転嫁される額として現時点の発電側課金相当額のうちで最も低い水準である0.4円/kWhを便宜的に想定し、電源ごとにFIT/FIP制度において考慮している発電側課金相当額を減じる際には、「各電源の発電側課金相当額から0.4円/kWhを減じた額」を減じることとしてどうか。

## ② 自家消費便益

- 住宅用太陽光及び屋根設置の事業用太陽光については、自家消費が想定されるため、それぞれ、家庭用電気料金水準と産業用電気料金水準を基礎としてどうか。

※現在、太陽光発電の調達価格／基準価格の算定においては、自家消費便益として大手電力の直近10年間の電気料金単価の平均値に、現行の消費税率を加味した値（2026年度の価格算定においては、家庭用電気料金水準：27.31円/kWh、産業用電気料金水準：19.56円/kWhを想定）を、自家消費率として30%を、想定値として設定している。

## ③ 環境価値

- 再エネ価値取引市場における約定価格を基礎としてどうか。

<参考：価格目標の算定式（イメージ）>

価格目標 = 加重平均後の卸電力取引市場価格 + 環境価値

※価格目標の設定にあたっては、発電側課金相当額も考慮する。また、自家消費が想定される電源については、自家消費便益も追加で考慮する。

- さらに、**具体的な年限とともに価格目標を設定している電源**については、当該価格目標の実現にあたって、その達成時期までに、一定の低減率にて、コスト低減を行っていくことを想定した場合において、**各年度において達成することが期待される「期待価格水準 (参考値)」**についても、**各年度の本委員会で、価格目標と併せて具体的水準を示す**こととしてはどうか。
- 具体的な「期待価格水準 (参考値)」は、以下の指標を用いて算定することとしてはどうか。
  - **電源技術の進展等によるコスト低減率**  
…**コスト検証WGにおいて試算**された、政策経費込みの足下コスト (2023年) と将来コスト (2040年) の比に基づき試算。
  - **業界のコスト低減目標**  
…本委員会における業界ヒアにおいて、明確に目標として設定されたコスト削減率を参照。
  - **内外価格差の縮小**  
…着床式洋上風力について、**公募第3ラウンドで内外価格差が1.36倍**とされたところ、国内サプライチェーンの形成等により、**この内外価格差が1になると想定**。
- なお、**FIT/FIP認定から運転開始までには、運転開始期限と同じ年数を要することを想定**してはどうか。

※例えば、価格目標を運転開始年ベースで設定するところ、**運転開始期限がn年の電源は、価格目標の達成期限からn年前に認定された案件のFIT/FIP価格が価格目標水準に到達するよう促す**こととしてはどうか。また、再エネ海域利用法適用対象の着床式洋上風力については、公募開始から運転開始までに7年程度の期間を要することが想定されること (第99回事務局資料参照)、**着床式洋上風力のFIT/FIP認定から運転開始までの期間は7年間と想定**することとしてはどうか。

- 第5回コスト検証WG（2024年12月16日）をもとに、各電源の基本ケースの発電コスト試算（政策経費あり）に基づくと、**足下（2023年）から将来（2040年）に向けたコスト低減率**は以下のとおり。

※コスト検証WGにおいて算出された**政策経費には予算関連政策経費が含まれることに留意**が必要。

※**着床式洋上風力**については、コスト検証WGにおけるコスト試算の考え方に則り、**2030年（再エネ海域利用法に基づく第3ラウンド公募の供給価格上限額：18円/kWh）からのコスト低減率**について算出している。

※便宜上、**一年間あたりのコスト低減幅は一定と仮定して、期待価格水準（参考値）を算定**することとしてはどうか。

住宅用太陽光：30%減、事業用太陽光：22%減、陸上風力：6%減、着床式洋上風力：18%減、  
中水力：0%減、小水力：0%減、地熱：0%減、バイオマス：0%減

- FIT/FIP制度では、**2017年度に入札制度を導入し、それ以降順次対象範囲を拡大することで、事業者間の競争によるコスト低減の加速化**を図ってきた。とりわけ事業用太陽光発電においては、入札制度によるコスト低減が実現してきたところ。こうした中で、直近の入札では、**卸電力市場価格を下回る価格での落札**が生じている。
- こうした中で、**非FIT/非FIPでの導入も増加**しており、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**となる。
- この中で、FIT/FIP制度において、**効率的・効果的にコスト低減を促していくためには、どのような制度のあり方が適当か**。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、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、今年度の調達価格等算定委員会で御議論いただくこととしてはどうか。**

## <事業用太陽光の入札結果>

	事業用太陽光											
	第12回	第13回	第14回	第15回	第16回	第17回	第18回	第19回	第20回	第21回	第22回	第23回
実施時期	2022年度 第1四半期	2022年度 第2四半期	2022年度 第3四半期	2022年度 第4四半期	2023年度 第1四半期	2023年度 第2四半期	2023年度 第3四半期	2023年度 第4四半期	2024年度 第1四半期	2024年度 第2四半期	2024年度 第3四半期	2024年度 第4四半期
入札対象	FIT250kW以上1,000kW未満・FIP1,000kW以上				FIT250kW以上500kW未満・FIP500kW以上				FIP250kW以上			
募集容量	50MW・175MW	50MW・175MW	50MW・175MW	50MW・175MW	105MW	110MW	105MW	134MW	93MW	107MW	93MW	93MW
上限価格	10.0円/kWh 事前公表	9.88円/kWh 事前公表	9.75円/kWh 事前公表	9.63円/kWh 事前公表	9.5円/kWh 事前公表	9.43円/kWh 事前公表	9.35円/kWh 事前公表	9.28円/kWh 事前公表	9.20円/kWh 事前公表	9.13円/kWh 事前公表	9.05円/kWh 事前公表	8.98円/kWh 事前公表
入札容量 (件数)	25MW・129MW (39件・5件)	12MW・14MW (18件・10件)	11MW・137MW (17件・11件)	16MW・16MW (25件・9件)	120MW (35件)	69MW (55件)	178MW (61件)	312MW (127件)	118MW (59件)	34MW (22件)	56MW (23件)	144MW (43件)
平均入札 価格	9.93円/kWh・ 9.87円/kWh	9.79円/kWh・ 9.81円/kWh	9.70円/kWh・ 9.73円/kWh	9.59円/kWh・ 9.56円/kWh	9.36円 /kWh	9.30円 /kWh	8.84円 /kWh	6.83円 /kWh	7.28円 /kWh	8.08円 /kWh	8.17円 /kWh	6.33円 /kWh
落札容量 (件数)	25MW・129MW (39件・5件)	12MW・14MW (18件・10件)	11MW・137MW (17件・11件)	16MW・16MW (25件・9件)	105MW (20件)	69MW (55件)	105MW (33件)	134MW (29件)	93MW (47件)	34MW (22件)	56MW (23件)	93MW (5件)
平均落札 価格	9.93円/kWh・ 9.87円/kWh	9.79円/kWh・ 9.81円/kWh	9.70円/kWh・ 9.73円/kWh	9.59円/kWh・ 9.56円/kWh	9.34円 /kWh	9.30円 /kWh	8.55円 /kWh	5.11円 /kWh	6.84円 /kWh	8.08円 /kWh	8.17円 /kWh	5.06円 /kWh
調達価格 決定方法	応札額を調達価格として採用 (pay as bid 方式)											

# 今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点①）（案）

## <太陽光発電①>

- 事業用／住宅用太陽光発電の2027年度以降の調達価格／基準価格等
  - 太陽光発電は、2040年度エネルギーミックスにおいて大きな電源構成を占める電源であるところ、地域共生を前提としつつ、国民負担の抑制に向けたより効率的な事業実施・自立化と導入の拡大の両立を実現する観点から、2027年度の調達価格／基準価格等をどう設定するか。また、2026年度のFIT／FIP入札の対象や募集容量、上限価格等について、どう設定するか。
  - 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や価格水準について、どう考えるか。
  - 電源毎の状況や事業環境を踏まえながらFIP制度の対象を徐々に拡大し、早期の自立化を促していくとのこれまでの本委員会の意見や、FIP制度の更なる促進に向けた関係審議会での検討状況を踏まえつつ、2027年度のFIT／FIP制度の対象をどう設定するか。

# 今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点②）（案）

## <太陽光発電②>

### ● 住宅用太陽光発電における調達期間／交付期間や調達価格／基準価格のあり方（初期投資支援スキーム）

- 屋根設置等の需給近接型の太陽光発電については、比較的地域共生しやすい再エネであり、加えて系統負荷が小さいため、他の太陽光発電と比較し、統合コストが小さいと考えられることから、国民負担の抑制を図りつつ、今後の導入を加速することが重要。設置主体となる建物所有者等の属性として、個人や中小事業者といった財務体力の小さい主体が多く、投資回収年数の長さが導入に向けた障壁の一つとなっているところ、早期の投資回収を可能とする「初期投資支援スキーム」を措置した。
- その中でも、住宅用太陽光発電については、投資回収の早期化の観点から「支援期間の短縮」を原則としつつ、事業者の予見可能性が担保されるよう、一定の猶予期間を設け、当該期間においては「階段型の価格設定」による初期投資スキームを適用することとした。
- これらの観点を踏まえ、住宅用太陽光に適用する初期投資支援スキームにおける2027年度以降の調達期間や調達価格をどのように設定すべきか。

### ● 次世代型太陽電池を念頭に置いた新たな発電設備区分の創設の検討

- 軽量・柔軟等の特徴を兼ね備えるペロブスカイト太陽電池については、適地が限られる中、従来設置が進んでいなかった場所（耐荷重性の低い工場の屋根、ビル壁面等）への導入が期待されている。
- また、次世代型太陽電池の早期社会実装に向けては、量産技術の確立、生産体制整備、需要の創出を三位一体で、官民関係者が総力を挙げて取り組み、2030年を待たずにGW級の生産体制の構築、2040年には約20GWの導入を目指しているところ。
- 国民負担の観点や、需給近接による系統負荷の低減、事業開始から廃棄までの一連の事業サイクルを通じた地域との地域共生が期待されるといった次世代型太陽電池の特性、タンデム型を含めた量産に向けた技術開発や生産体制整備の進捗、社会実装に向けた導入モデルの創出を目的とした需要家向けの導入支援が開始し、設置・施工のガイドラインについても議論が進められているところ、その導入促進について、どう考えるか。

## <具体的なスキーム>

- 住宅用太陽光発電の設置に関するビジネスモデルの実態を精査したところ、一部では、PPAにより住宅の屋根に太陽光発電を設置する形（いわゆる「屋根貸しモデル」）により、事業実施を行っている例が確認された。また、事務局がヒアリングを実施したところ、こうした事業は、FIT制度により、一定期間において、確実な売電収入が見込まれることを前提にファイナンスを組成しており、現在のビジネスモデルを前提とすれば、支援期間を短縮した場合にファイナンスの組成が困難となるおそれがあるとの意見があった。
- 住宅用太陽光については、2019年の卒FIT案件の登場以降、FIT期間終了後の小売電気事業者の買取メニューが相当程度多様に用意されており、これらの買取メニューを活用することで、FIT 期間終了後も売電時に十分な売電収入を得ることが可能となっている。特に、小売電気事業者による買取額が高い場合は、「階段型の価格設定」を採用して FIT期間の後期に低い価格でのFIT支援を受けるよりも、「支援期間の短縮」を採用して小売電気事業者の買取メニューによる売電を行った方が、より大きな収益を確保できる可能性がある。
- また、再生可能エネルギーの自立化という観点からは、FIT/FIP 制度を前提としない事業・ファイナンスのモデルを早期に確立することが重要である。この点でも、FIT 制度が無ければ成立し得ないモデルを前提として制度設計を行う（「階段型の価格設定」を採用する）ことには慎重であるべきと考えられる。
- 他方で、こうしたビジネスモデルは、既に現行の FIT 制度を踏まえて事業を一定程度拡大している中で、その予見性を確保し、住宅用太陽光発電の導入が滞らないようにすることも必要となる。
- 以上の点を踏まえ、住宅用太陽光に適用する初期投資支援スキームとしては、「支援期間の短縮」が適切であるとの原則は維持しつつも、一定の猶予期間を設け、当該期間の間は「階段型の価格設定」による初期投資支援スキームを適用することとした。
- その上で、猶予期間の終了以降、住宅用太陽光に対して FIT/FIP 制度による支援を継続し、かつ、初期投資支援スキームを適用する場合には、「階段型の価格設定」ではなく「支援期間の短縮」の適用を基本とすることとした。
- また、住宅用太陽光に対して「階段型の価格設定」を適用する期間を検討するにあたっては、これまでの本委員会において、住宅用太陽光について、事業者の予見可能性を担保する観点から、向こう2年間の価格を設定してきたことを考慮した。
- 具体的には、住宅用太陽光に適用する初期投資支援スキームとしては、「支援期間の短縮」が適切であるとの原則を踏まえつつ、「階段型の価格設定」について、事業者の予見可能性が担保されるよう、十分な猶予期間を設定する観点から、2026年度まで適用することとし、その上で、2027年度以降の取扱いについては、来年度以降の本委員会で議論することとした。

# (参考) 今年度の入札結果：第24回・第25回太陽光(第1四半期・第2四半期) 56

- 第24回・第25回太陽光入札では、上限価格は8.90円/kWh、8.83円/kWh、募集容量は79MW、115MW (250kW以上かつFIP)として実施。
- その結果、第24回太陽光入札では、応札容量は144MW (応札件数73件)となり、うち57件・79MWが落札された一方、第25回太陽光入札では、応札容量は202MW (応札件数60件)となり、うち47件・115MWが落札された。
- 平均落札価格は、第24回太陽光入札が4.06円/kWh、第25回太陽光入札が5.38円/kWhとなり、昨年度における同時期の入札に比べ、着実に低減 (昨年度：第20回6.84円/kWh、第21回8.08円/kWh)。

## <第24回太陽光入札結果>

### 入札の結果

募集容量	:	<u>79MW</u>
入札参加件数・容量	:	<u>77件・158MW</u>
参加資格を得た件数・容量	:	<u>75件・146MW</u>
応札件数・容量	:	<u>73件・144MW</u>

### 落札の結果

平均入札価格	:	<u>6.08円/kWh</u>
落札件数・容量	:	<u>57件・79MW</u>
最低落札価格	:	<u>0.00円/kWh</u>
最高落札価格	:	<u>7.79円/kWh</u>
平均落札価格	:	<u>4.06円/kWh</u>

## <第25回太陽光入札結果>

### 入札の結果

募集容量	:	<u>115MW</u>
入札参加件数・容量	:	<u>68件・258MW</u>
参加資格を得た件数・容量	:	<u>63件・223MW</u>
応札件数・容量	:	<u>60件・202MW</u>

### 落札の結果

平均入札価格	:	<u>6.58円/kWh</u>
落札件数・容量	:	<u>47件・115MW</u>
最低落札価格	:	<u>0.00円/kWh</u>
最高落札価格	:	<u>7.89円/kWh</u>
平均落札価格	:	<u>5.38円/kWh</u>

# (参考) 太陽光発電の年度別／規模別の認定／導入容量

## <事業用太陽光発電の認定量：2025年3月末時点>

単位：MW（件） （注）オレンジハイライトは入札対象区分。

	10-50kW	50-100kW	100-250kW	250-500kW	500-750kW	750-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW-	10kW-全体合計
2012年度	2,182(91,669)	46(559)	388(2,438)	673(1,894)	542(960)	969(1,073)	3,406(2,164)	6,188(363)	14,394(101,120)
2013年度	5,852(200,093)	26(304)	363(2,136)	985(2,815)	814(1,474)	907(1,053)	5,000(3,312)	8,421(452)	22,367(211,639)
2014年度	2,998(125,700)	16(180)	270(1,630)	562(1,620)	367(661)	316(373)	1,504(1,003)	2,919(167)	8,953(131,334)
2015年度	1,293(51,273)	4(45)	87(520)	216(629)	139(245)	98(116)	428(288)	308(21)	2,572(53,137)
2016年度	1,658(58,006)	2(27)	97(560)	304(865)	162(282)	154(185)	462(326)	988(48)	3,828(60,299)
2017年度	580(23,968)	2(19)	57(326)	210(573)	82(138)	104(124)	301(207)	32(3)	1,367(25,358)
2018年度	2,580(73,777)	4(45)	116(637)	443(1,199)	196(321)	214(254)	718(484)	196(6)	4,468(76,723)
2019年度	1,304(36,467)	1(16)	49(271)	385(924)	1(2)	15(17)	73(42)	105(4)	1,935(37,743)
2020年度	54(1,868)	4(51)	183(843)	37(81)	12(19)	41(47)	97(59)	135(7)	563(2,975)
2021年度	176(4,358)	3(35)	243(1,121)	53(123)	47(79)	65(75)	229(146)	118(6)	934(5,943)
2022年度	76(2,406)	3(37)	171(784)	16(39)	13(23)	39(44)	39(25)	130(4)	486(3,362)
2023年度	46(1,539)	3(41)	71(353)	66(164)	12(21)	28(32)	104(67)	185(6)	515(2,223)
2024年度	13(530)	3(41)	35(212)	10(28)	9(15)	15(17)	72(45)	30(3)	186(891)
	18,812(671,654)	117(1,400)	2,131(11,831)	3,959(10,954)	2,398(4,240)	2,965(3,410)	12,433(8,168)	19,755(1,090)	62,569(712,747)

## <事業用太陽光発電導入量：2025年3月末時点>

単位：MW（件）

	10-50kW	50-100kW	100-250kW	250-500kW	500-750kW	750-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW-	10kW-全体合計
2012年度	2,413(116,418)	45(536)	380(2,405)	560(1,606)	403(716)	641(708)	1,782(1,153)	539(55)	6,763(123,597)
2013年度	3,577(146,396)	23(270)	261(1,554)	562(1,644)	462(843)	543(625)	1,936(1,299)	1,000(85)	8,365(152,716)
2014年度	2,921(109,785)	13(150)	238(1,426)	561(1,617)	430(778)	439(513)	2,291(1,547)	1,255(91)	8,148(115,907)
2015年度	1,935(68,848)	8(91)	142(840)	356(1,015)	266(478)	250(292)	1,342(898)	1,145(87)	5,443(72,560)
2016年度	1,491(50,565)	4(43)	96(567)	295(848)	182(323)	185(215)	1,049(680)	1,443(96)	4,745(53,337)
2017年度	1,522(52,441)	4(44)	83(473)	267(742)	143(247)	162(189)	882(573)	1,842(100)	4,905(54,809)
2018年度	1,530(46,909)	3(29)	77(430)	288(780)	139(233)	164(192)	742(481)	1,937(104)	4,878(49,158)
2019年度	1,272(31,029)	2(25)	71(393)	317(832)	121(203)	156(183)	791(510)	2,271(129)	5,001(33,304)
2020年度	837(18,919)	4(47)	84(428)	219(564)	80(133)	100(117)	445(290)	1,962(98)	3,731(20,596)
2021年度	526(12,074)	3(45)	117(589)	188(472)	49(81)	96(113)	372(234)	2,194(93)	3,546(13,701)
2022年度	279(6,690)	3(36)	94(464)	112(273)	40(67)	67(77)	260(164)	1,253(48)	2,107(7,819)
2023年度	136(3,344)	3(40)	91(444)	86(212)	28(45)	54(62)	215(139)	1,023(41)	1,635(4,327)
	18,439(663,418)	114(1,356)	1,733(10,013)	3,811(10,605)	2,343(4,147)	2,856(3,286)	12,107(7,968)	17,865(1,027)	59,268(701,820)

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

## (参考) 新たな発電設備区分の創設に関する検討

令和7年度以降の調達価格等に関する意見（2025年2月3日）（抜粋）

- 昨年度の本委員会においては、次世代型太陽光電池を念頭に置いた新たな発電設備区分の創設の検討に着手し、量産体制の構築状況を見極めながら、実証事業等を通じてコストデータの収集・分析を行い、**区分設定や将来の自立化を見据えた価格設定のあり方**について、議論を継続することとした。
- 次世代型太陽電池の中でもペロブスカイト太陽電池は、直近 10 年間で 変換効率が約 1.5 倍に向上しており、タンデム型までを視野に入れ、各国で事業化を目指す動きが見られる等、社会実装に近い次世代型太陽電池として期待されている。昨年 11 月には、「次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会」において「次世代型太陽電池戦略」が取りまとめられ、ペロブスカイト太陽電池について、**2040 年までに、累積導入量：約 20GW、発電コスト：10～14 円/kWh 以下を目指すことや、導入支援についての考え方**が示された。
- 一方、FIT/FIP 制度は、再エネを広く普及拡大するための強力な支援制度であるところ、電気の需要家による国民負担に支えられており、支援を行う電源は、国民負担の抑制や、将来的に自立化する見込みがあることを前提とする必要がある。
- 以上のペロブスカイト太陽電池は、軽量・柔軟等の特徴を生かし、従来、太陽電池が設置困難であった建物の屋根/壁/窓など、需要地に近接した設置が可能であるところ、**国民負担の抑制と、適切な自家消費を促す観点から、発電コストが電気料金水準未満になる時点を目安に、新区分による支援を開始する方向で検討を継続し、今後「次世代型太陽電池戦略」を踏まえた自立化に向けた官民連携による取組や、予算による導入支援の状況を確認していくこととした。**

# 今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点③）（案）

## <風力発電>

- **陸上風力発電の2026年度以降の入札制（募集容量・入札実施回数・上限価格等）**
  - **着実なコスト低減が実現されてきている中で、今年度までの入札件数や落札価格等のトレンド、陸上風力発電の自立化に向けた道筋等を踏まえつつ、更なる導入拡大とコスト低減の両立を図るという観点から2026年度入札の募集容量・入札実施回数等や、2028年度入札の上限価格等について、どう設定するか。**
- **着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2025年度及び2026年度以降の取扱い**
  - 第104回の本委員会（2025年10月1日）において、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）第4回入札を延期する旨の意見がとりまとめられたところ、**洋上風力発電を取り巻く事業環境の変化**を踏まえ、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の**2025年度及び2026年度入札の上限価格やその事前公表／非公表、募集容量等**について、どう設定するか。
- **着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）の取扱い（価格調整スキーム）**
  - **大規模な洋上風力発電に係る電源投資の確実な完遂**という観点から、大規模な洋上風力発電の特性を踏まえ、収入・費用の変動リスクへの対応として価格調整スキームが導入された。
  - 昨年度の本委員会においては、契約や調達などにおいて、**発電事業者自身が創意工夫を行った上での適切な事業実施を促していく**観点から、物価変動率の下限を早期に引き上げることを目指すなど、今後不断の見直しの実施が重要であることが確認されたとともに、**物価変動率の下限を2%に引き上げる**ことについて**今年度議論を行うとの意見がとりまとめられたところ、昨今の洋上風力発電事業を取り巻く事業環境の変化や制度の適用状況等**を踏まえ、どのように考えるか。
- **浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2028年度以降の基準価格／調達価格等**
  - 浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の**2028年度の基準価格／調達価格等**について、**技術開発の進展**や、我が国の**排他的経済水域における案件形成に向けた事業環境整備に係る検討等**を踏まえて、どう設定するか。
- **解体等積立基準額**
  - 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からの要請を踏まえ、今後の調達価格等の設定において、**廃棄等積立を行う金額の水準**をどのように想定するか。また、入札対象案件について、積み立てるべき廃棄等費用の水準をどのように設定するか。

- 陸上風力発電は、2021年度から入札制に移行 (対象：第1回250kW以上、第2-4回 50kW以上)。
- 第3回・第4回入札では、上限価格は15.00円/kWh、14.00円/kWh、募集容量はいずれも1,000MWとして実施。その結果、第3回では、入札容量1,000MW (応札件数20件) 全量落札となり、第3回の入札容量が1,300MWを上回ったため、指針に基づき、追加入札を実施。追加入札における上限価格は14.08円/kWh、募集容量は166MW。第4回では、入札容量885MW (入札件数22件)であった。
- 一方で、平均落札価格は第3回が14.08円/kWh (追加入札は12.42円/kWh)、第4回が12.73円/kWh、となっており、コスト低減が着実に進展していると評価できる。
- なお、入札参加資格の審査のために事業計画を提出した件数・容量は第3回が56件1,651MW、第4回が22件1,012MWであり、このうち第3回で6件・237MW、第4回で5件・126MWは実際の入札まで進んでいない。その多くが、期日までの認定取得が困難等を理由に入札前に辞退したもの。

## <第3回陸上風力入札結果>

### 入札の結果

入札参加申込件数・容量 : 56件・1,651MW  
入札参加者の最大出力 : 100MW  
参加資格を得た件数・容量 : 54件・1,562MW  
実際の入札件数・容量 : 50件・1,414MW

## <第3回陸上風力追加入札結果>

### 入札の結果

入札参加申込件数・容量 : 31件・356MW  
入札参加者の最大出力 : 97MW  
参加資格を得た件数・容量 : 29件・309MW  
実際の入札件数・容量 : 25件・211MW

## <第4回陸上風力入札結果>

### 入札の結果

入札参加申込件数・容量 : 22件・1,012MW  
入札参加者の最大出力 : 129MW  
参加資格を得た件数・容量 : 22件・1,012MW  
実際の入札件数・容量 : 17件・885MW

### 落札の結果

上限価格 : 15.00円/kWh  
落札件数・容量 : 20件・1,000MW  
平均落札価格 : 14.08円/kWh

### 落札の結果

上限価格 : 14.08円/kWh  
落札件数・容量 : 25件・166MW  
平均落札価格 : 12.42円/kWh

### 落札の結果

上限価格 : 14.00円/kWh  
落札件数・容量 : 17件・885MW  
平均落札価格 : 12.73円/kWh

# 今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点④）（案）

## <地熱発電>

### ● 地熱発電の2027年度以降の取扱い

- 2027年度の調達価格／基準価格について、調達期間／交付期間を大幅に超える稼働年数が見込まれる実態等を踏まえて、どう設定するか。
- 大中規模の地熱発電については、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があるため、新規開発地点において、JOGMECが自ら探査・掘削（新たに噴気試験までも含む。）を実施し、その結果を事業者に提供する取組が、資源・燃料分科会等において検討されている。同取組が拡充した場合、官民の役割・リスク分担に変化が生じることとなるが、資源・燃料分科会における今後の検討も踏まえて、調達価格／基準価格等の設定について、どう考えるか。
- 小規模の地熱発電については、機器導入やメンテナンスにおいて課題が多く、大中規模の地熱発電と比較してコスト高の構造となっている。直近の入札実績が無い状況の下、中長期的な自立化を目指していく上で、調達価格／基準価格の設定について、どう考えるか。
- 2027年度のFIT／FIP制度の対象について、地熱発電の特性を踏まえて、どう設定するか。

## <中小水力発電>

### ● 中小水力発電の2027年度以降の取扱い

- 2027年度以降の調達価格／基準価格について、調達期間／交付期間を大幅に超える稼働年数が見込まれる実態等を踏まえて、どう設定するか。
- 大規模な中小水力発電については、緩やかなコスト低減が実現されてきている中、小規模な水力発電についても中長期的な自立化を目指していくにあたって、調達価格／基準価格の設定についてどう考えるか。
- 2027年度のFIT／FIP制度の対象について、中小水力発電の特性を踏まえて、どう設定するか。

## <バイオマス発電>

### ● バイオマス発電の2027年度以降の取扱い

- 2027年度の調達価格／基準価格について、コスト動向や調整力としての活用可能性等を踏まえて、どう設定するか。
- 2027年度のFIT／FIP制度の対象について、バイオマス発電の特性を踏まえて、どう設定するか。

# 更なる開発リスク/開発コストの低減

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66回）（2024年8月7日）事務局資料（抜粋）

## ＜これまでの対応＞

- 大中規模の地熱発電は、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**という特徴がある。特に、**新規開発時の探査・掘削**については、**仮に探査・掘削を実施しても、商業的に採取可能な貯留層を発見できないリスク**が存在している。また、**探査・掘削に対する地域理解醸成の難しさ**も、リスクを向上させる要因となっている。

（※）これまでの開発成功案件では、事業者が、NEDOの掘削調査（ポテンシャル調査）の結果を活用することで、リスク低減を図ってきた。

- こうした状況の下、**開発リスク/開発コストの低減**を図るため、**JOGMECから事業者に対して助成や債務保証を実施**してきた。さらに、**2020年度以降は、JOGMECが自ら探査・掘削を実施し、調査を完了次第、事業者****に調査結果を提供する「先導的資源量調査」を実施**してきた。

（※）なお、FIT/FIP制度では、通常要する費用を基礎とした上で、再エネ発電事業者が得べき適正な利潤を勘案して**調達価格/基準価格**を設定しているが、地熱発電では、**高い事業リスク**に鑑み、適正な利潤として、**他の電源よりも高いIRRを想定（IRR13%）**している。

## ＜現状の課題＞

- 新規開発時の**探査・掘削に伴う開発リスク/開発コストは依然として高く、新規地点開発が遅滞**。
- **JOGMECが自ら掘削を実施していくことが重要**であるが、現在のJOGMECの「先導的資源量調査」は、**掘削調査よりも地表調査が中心**となっている。

## 【今後の施策強化の方向性】

- **新規開発時の探査・掘削**に伴う開発リスク/開発コストを低減させるため、新規開発地域において、**JOGMECが自ら探査・掘削（噴気試験含む）を実施し、その結果を事業者に提供する取組の拡充を検討**する。

（※）その際、JOGMECの体制・費用面でのリソースの確保（例：結果を事業者に提供する際の対価の支払い）についても、併せて検討を進める。

# 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**が挙げられる。
- 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。

