令和７年度以降の調達価格等に関する
意見（案）

令和７年１月３０日（木）
調達価格等算定委員会

目次

Ⅰ.はじめに 4
Ⅱ.今年度の検討の視点 5
Ⅲ.分野別事項 6
1. 太陽光発電 6
(1) 事業用太陽光発電のコスト動向 7
(2) 事業用太陽光発電（入札対象外）の 2026 年度の調達価格・基準価格 15
(3) 事業用太陽光発電の 2026 年度の解体等積立基準額 17
(4) 住宅用太陽光発電のコスト動向 18
(5) 住宅用太陽光発電の 2026 年度の調達価格 21
(6) 初期投資支援スキームについて【Ｐ】 22
(7) 太陽光発電の 2025 年度以降に FIP 制度のみ認められる対象 29
(8) 新たな発電設備区分の創設に関する検討 30
2. 風力発電 32
(1) 陸上風力発電のコスト動向 34
(2) 陸上風力発電（新設）の 2027 年度の入札上限価格及び調達価格等 39
(3) 陸上風力発電（リプレース）の 2025 年度の調達価格/基準価格 42
(4) 陸上風力発電の 2026 年度に FIP 制度のみ認められる対象 42
(5) 着床式/浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の取扱い 43
(6) 洋上風力発電の 2027 年度に FIP 制度のみ認められる対象 45
(7) 大規模な洋上風力発電に係る電源投資を確実に完遂させるための制度のあり方について 46
3. 地熱発電 57
(1) 地熱発電のコスト動向 58
(2) 地熱発電（新設）の 2027 年度の調達価格・基準価格 61
(3) 地熱発電（リプレース）の 2027 年度の調達価格/基準価格 63
(4) 長期安定稼働が可能な電源への支援のあり方 63
(5) 地熱発電の 2026 年度に FIP 制度のみ認められる対象 64
4. 中小水力発電 65
(1) 中小水力発電のコスト動向 67
(2) 中小水力発電の 2026 年度以降の調達価格・基準価格について 72
(3) 長期安定稼働が可能な電源への支援のあり方 75
(4) 中小水力発電の 2027 年度に FIP 制度のみ認められる対象 75
5. バイオマス発電 77
(1) バイオマス発電のコスト動向 80

(2)　バイオマス発電の 2026 年度以降に FIP 制度のみ認められる対象等 88
(3)　バイオマス発電（入札対象範囲外）の 2026 年度の調達価格・基準価格..... 91
(4)　FIT/FIP 支援終了後の事業のあり方について..... 92
(5)　バイオマス持続可能性 WG からの報告..... 93
Ⅳ．入札制度..... 95
1．太陽光発電..... 95
(1)　2025 年度の上限価格の事前公表/事前非公表..... 95
(2)　2025 年度の入札対象範囲..... 95
(3)　2025 年度の入札実施回数..... 96
(4)　2025 年度の入札募集容量..... 96
(5)　2025 年度の入札上限価格..... 98
2．陸上風力発電..... 100
(1)　2025 年度の入札対象範囲..... 100
(2)　2025 年度の入札上限価格の事前公表/事前非公表 100
(3)　2025 年度の入札募集容量・入札実施回数 100
3．着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）..... 102
(1)　2025 年度の入札上限価格の事前公表/事前非公表 102
(2)　2025 年度の入札募集容量..... 102
4．バイオマス発電 103
(1)　2025 年度の入札上限価格・募集容量 103
5．入札実施スケジュール 104
(1)　2025 年度の入札実施スケジュール 104
Ⅴ．地域活用要件 105
(1)　2025 年度以降の地域活用要件について..... 105
(2)　事業用太陽光発電の営農型特例の運用状況について..... 106
(3)　事業用太陽光の災害時活用要件について 107
Ⅵ．その他電源共通事項 109
1．再生可能エネルギーの自立化について..... 109
(1)　再生可能エネルギーの自立化について（総論） 109
(2)　価格目標について.....112
2．2025 年度以降のバランシングコスト.....115
Ⅶ．調達価格等に関する結論.....117

Ⅰ.はじめに

我が国は、2020 年 10 月に 2050 年カーボンニュートラルの実現を目指すことを宣言しており、2024 年 12 月にパブリックコメントが開始された第 7 次エネルギー基本計画（案）においては、エネルギー安全保障に寄与し、脱炭素効果の高い電源を最大限活用することとされている。再生可能エネルギーについては、主力電源化を徹底し、関係省庁や自治体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こととされている。

今年度の本委員会では、こうした点や、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等における再生可能エネルギーの主力電源化に向けた検討等も踏まえつつ、調達価格・基準価格や入札制度等の検討を行った。

再エネ特措法の規定に基づき、ここに本委員会の意見を取りまとめる。

本意見が再生可能エネルギーの最大限導入の後押しとなることを期待するとともに、電力需要家や関係事業者、国民各層の理解が広く得られたかたちで、事業環境の整備を含めた再生可能エネルギーの導入促進が図られることを望む。

経済産業大臣におかれては、本意見を尊重して、2025 年度以降の交付対象区分等、基準価格等、特定調達対象区分等、調達価格等、入札を実施する交付対象区分等及び特定調達対象区分等、入札実施指針並びに解体等積立基準額の決定を行うことを求める。また、これらについてパブリックコメント等を実施した結果として、本意見の内容と異なる決定をするときは、事前に本委員会の意見を聴くように求める。

本委員会として、どのような考え方で意見集約に至ったかを明らかにすることで、再エネ発電事業者の事業の予見可能性を向上させるため、以下、意見集約に当たって、本委員会として合意した考え方を記す。

Ⅱ.今年度の検討の視点

■ 再生可能エネルギーについては、2050 年におけるカーボンニュートラルの実現を目指すことが掲げられている。2024 年 12 月にパブリックコメントが開始された第７次エネルギー基本計画（案）においても、こうした目標の実現に向けて、エネルギー政策の原則である S＋3E を大前提に、再生可能エネルギーの主力電源化を徹底し、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入を促していくこととされている。

■ この第７次エネルギー基本計画（案）の策定に向けては、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会において、①最近のエネルギー情勢への評価、②今後のエネルギー政策の基本的な方向性、③エネルギーミックスのあり方など、様々な視点から議論が行われた。

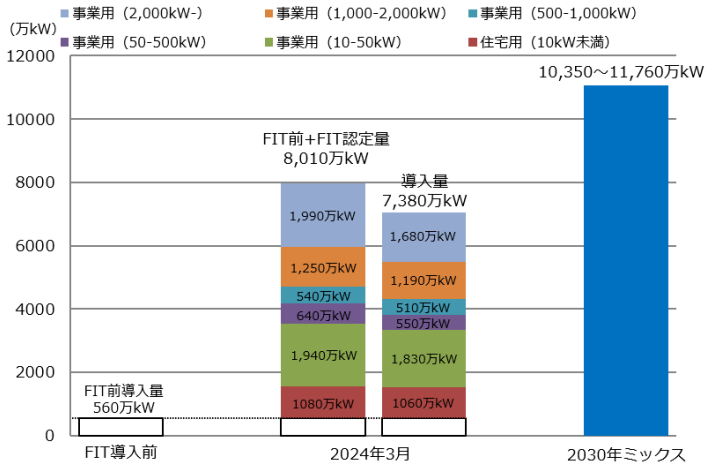
■ 今年度の本委員会では、こうした点も踏まえつつ、国民負担の抑制、電源の特性を踏まえたリスクの評価や分担、電力システムへの影響等も勘案し、中長期的な視点で時間軸を意識しながら、調達価格・基準価格等について、検討を行った。

Ⅲ. 分野別事項

1. 太陽光発電

■ 太陽光発電については、2030 年エネルギーミックス(10,350～11,760 万 kW)の水準に対して、2024 年３月末時点の FIT 前導入量＋FIT・FIP 認定量は 8,010 万 kW、導入量は 7,380 万 kW。10kW～50kW の小規模事業用太陽光案件が多く、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 32%程度となっている（参考１、参考２）。

【参考１】太陽光発電の FIT・FIP 認定量・導入量



※ 失効分（2024年3月末時点）を反映済。

【参考２】事業用太陽光発電の年度別・規模別での FIT・FIP の認定量・導入量

<事業用太陽光発電の認定量：2024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	2,197(92,074)	46(558)	388(2,439)	674(1,899)	543(962)	971(1,075)	3,418(2,171)	6,201(364)	14,438(101,542)
2013年度	5,990(203,200)	27(307)	363(2,139)	989(2,827)	819(1,482)	912(1,059)	5,049(3,340)	8,471(455)	22,620(214,809)
2014年度	3,054(127,106)	16(180)	272(1,638)	566(1,631)	369(664)	322(380)	1,521(1,015)	3,021(177)	9,142(132,791)
2015年度	1,336(52,270)	4(46)	88(527)	218(634)	140(247)	99(117)	429(289)	411(26)	2,725(54,156)
2016年度	1,712(59,204)	2(28)	99(567)	313(889)	169(294)	160(192)	484(341)	999(49)	3,939(61,564)
2017年度	586(24,107)	2(19)	57(326)	212(579)	84(142)	106(126)	310(211)	39(4)	1,395(25,514)
2018年度	2,717(76,759)	4(45)	118(649)	474(1,282)	210(343)	222(263)	782(523)	196(6)	4,723(79,870)
2019年度	1,316(36,704)	1(16)	49(271)	408(973)	1(2)	14(16)	75(43)	105(4)	1,971(38,029)
2020年度	204(5,093)	5(62)	247(1,132)	48(107)	17(27)	46(52)	116(71)	145(8)	827(6,552)
2021年度	197(4,804)	3(36)	254(1,167)	56(132)	49(82)	70(81)	232(147)	118(6)	979(6,455)
2022年度	78(2,451)	3(37)	177(809)	14(34)	13(22)	35(39)	33(22)	130(4)	482(3,418)
2023年度	48(1,579)	3(47)	80(409)	69(172)	7(12)	23(27)	67(44)	105(2)	401(2,292)
	19,435(685,351)	116(1,381)	2,192(12,073)	4,041(11,159)	2,421(4,279)	2,980(3,427)	12,516(8,217)	19,940(1,105)	63,641(726,992)

<事業用太陽光発電導入量：2024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 2013年度	2,414(116,473)	45(535)	380(2,406)	560(1,607)	404(718)	642(709)	1,784(1,153)	539(55)	6,768(123,656)
2014年度	3,579(146,434)	23(270)	261(1,554)	562(1,645)	463(844)	542(624)	1,937(1,300)	1,000(85)	8,367(152,756)
2015年度	2,922(109,805)	13(150)	238(1,427)	561(1,618)	429(777)	441(515)	2,288(1,545)	1,255(91)	8,148(115,928)
2016年度	1,935(68,861)	8(91)	142(840)	356(1,014)	265(477)	250(292)	1,342(898)	1,145(87)	5,443(72,560)
2017年度	1,491(50,574)	4(43)	96(567)	295(848)	182(323)	185(215)	1,049(680)	1,443(96)	4,745(53,346)
2018年度	1,522(52,449)	4(44)	83(473)	267(742)	143(247)	162(189)	882(573)	1,843(100)	4,906(54,817)
2019年度	1,530(46,916)	3(29)	77(430)	288(780)	139(233)	164(192)	742(481)	1,937(104)	4,878(49,165)
2020年度	1,272(31,032)	2(25)	71(393)	317(832)	121(203)	156(183)	789(508)	2,271(129)	4,999(33,305)
2021年度	836(18,904)	4(47)	84(428)	219(563)	80(132)	100(117)	444(289)	1,965(98)	3,731(20,578)
2022年度	525(12,055)	3(45)	117(586)	188(472)	49(81)	96(113)	372(234)	2,194(93)	3,545(13,679)
2023年度	276(6,624)	3(36)	86(423)	109(265)	38(63)	60(69)	255(161)	1,237(48)	2,063(7,689)
	18,303(660,127)	111(1,315)	1,634(9,527)	3,722(10,386)	2,313(4,098)	2,798(3,218)	11,883(7,822)	16,829(986)	57,594(697,479)

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

■ 2024 年度の調達価格・基準価格は、住宅用（10kW 未満）が 16 円/kWh、事業用（50kW 以上 250kW 未満）が 9.2 円/kWh（屋根設置は 12 円/kWh）などである。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 年度からは、250kW 以上の設備は FIP 入札を実施。今年度の入札については、コスト低減の加速を図る観点から、入札対象範囲は可能な限り拡大していくことが望ましい一方で、250kW 以上/未満では資本費に一定の差異が見られることや、入札準備に必要な経費は小規模案件ほど相対的に大きな負担であることも踏まえ、2024 年度の入札については、これまでと同様に、原則 250kW 以上を対象として実施した。

■ 今年度、既に実施している入札（第 20～22 回）の落札容量は、計 183MW（入札容量は 209MW）。また、平均落札価格は 8.17 円/kWh（第 22 回）と相当程度低減（参考３）。

【参考３】太陽光入札の結果（2021～2024 年度）

※第12回以降はFIT入札結果・FIP入札結果を併記

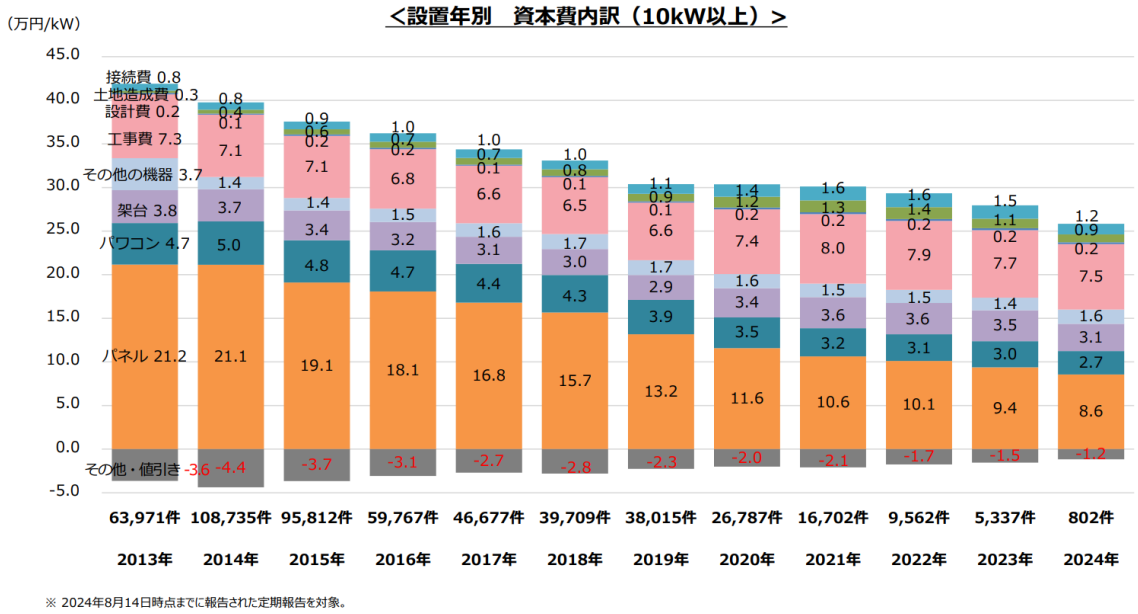
	事業用太陽光													
	第９回	第10回	第11回	第12回	第13回	第14回	第15回	第16回	第17回	第18回	第19回	第20回	第21回	第22回
実施時期	2021年度 第２四半期	2021年度 第３四半期	2021年度 第４四半期	2022年度 第１四半期	2022年度 第２四半期	2022年度 第３四半期	2022年度 第４四半期	2023年度 第１四半期	2023年度 第２四半期	2023年度 第３四半期	2023年度 第４四半期	2024年度 第１四半期	2024年度 第２四半期	2024年度 第３四半期
入札対象	250kW以上			FIT250kW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	224MW	243MW	279MW	50MW-175MW	50MW-175MW	50MW-175MW	50MW-175MW	105MW	110MW	105MW	134MW	93MW	107MW	93MW
上限価格	10.75円/kWh 事前公表	10.50円/kWh 事前公表	10.25円/kWh 事前公表	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
入札容量（件数）	270MW (215件)	333MW (188件)	269MW (273件)	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)
平均入札価格	10.63円 /kWh	10.34円 /kWh	9.99円 /kWh	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
落札容量（件数）	224MW (192件)	243MW (81件)	269MW (273件)	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)
平均落札価格	10.60円 /kWh	10.31円 /kWh	9.99円 /kWh	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
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）													

(1) 事業用太陽光発電のコスト動向

① 事業用太陽光発電の資本費

■ 設置年別に事業用太陽光発電の資本費の構成変化を見ると、パネル費用は低減している（2013 年から 2024 年までに▲60%）。また、工事費は増加・横ばい傾向にあったものの、直近は減少に転じている（参考４）。

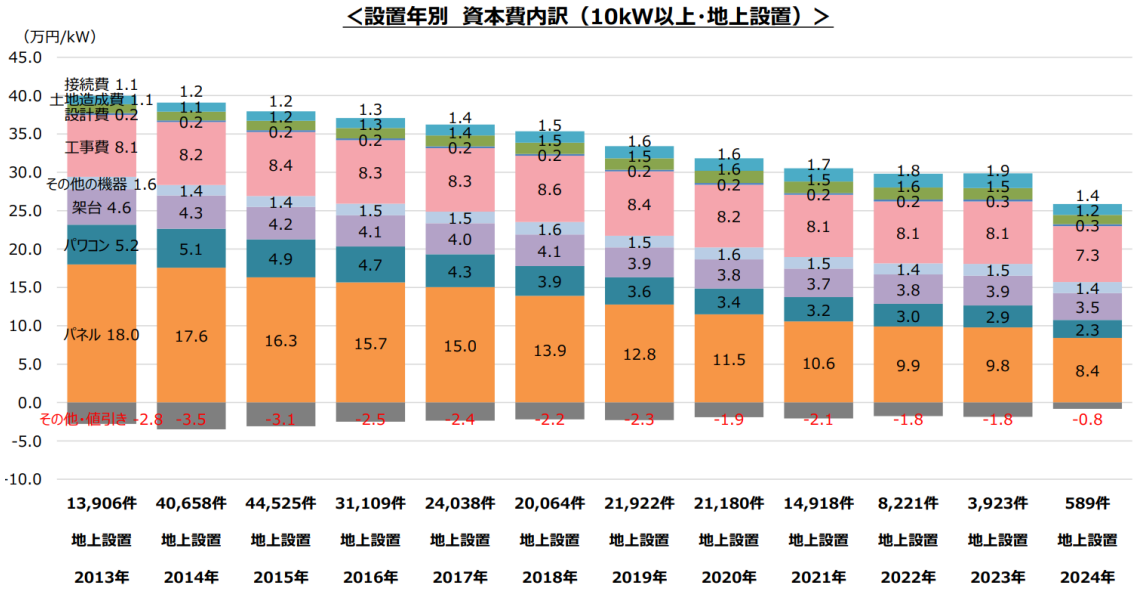
【参考４】事業用太陽光の設置年別の資本費内訳（10kW 以上全体）



※ 2024年8月14日時点までに報告された定期報告を対象。

■　地上設置の事業用太陽光発電について、設置年別に資本費を見ると、全体的に低減する傾向。特にパネル費用や工事費が低減する傾向（2013 年から 2024 年までに、パネル費用は▲53%、工事費は▲10%）（参考５）。

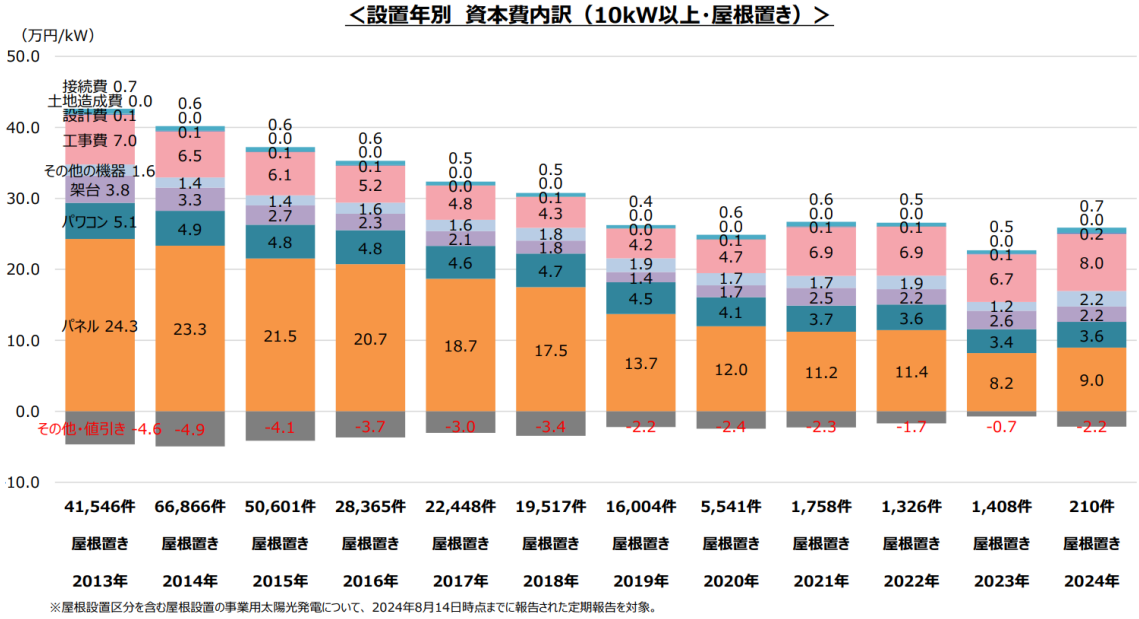
【参考５】事業用太陽光の設置年別の資本費内訳（10kW 以上全体：地上設置）



※2024年8月14日時点までに報告された定期報告を対象。

■　屋根設置の事業用太陽光発電について、設置年別に資本費を見ると、2021 年以降は一定の費用水準で推移しており、2024 年は、パネル費用及び工事費において、2023 年からやや増加している（参考６）。

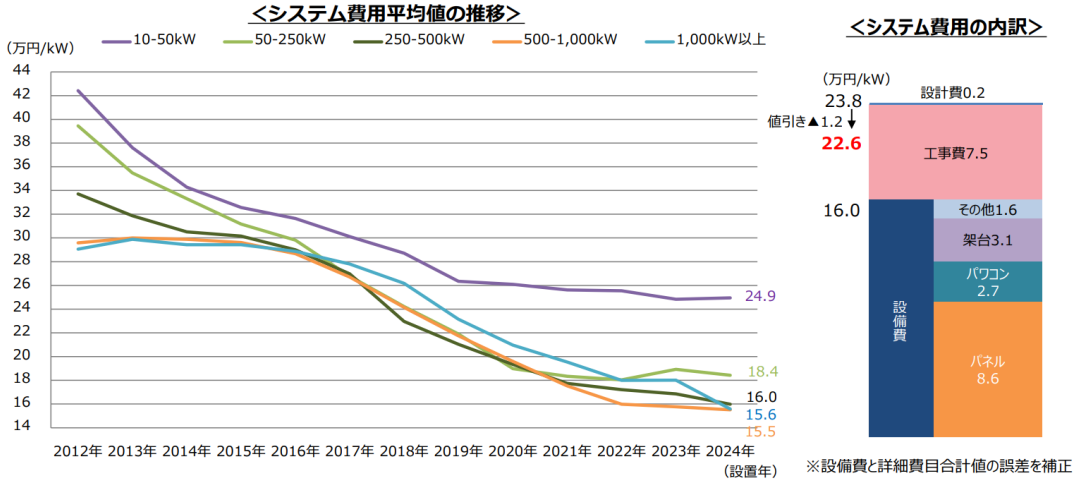
【参考６】事業用太陽光の設置年別の資本費内訳（10kW 以上全体：屋根設置）



※屋根設置区分を含む屋根設置の事業用太陽光発電について、2024年8月14日時点までに報告された定期報告を対象。

■　事業用太陽光発電のシステム費用については、すべての規模で低下傾向にあり、2024 年に設置された 10kW 以上の平均値（単純平均）は 22.6 万円/kW（中央値は 21.5 万円/kW）となり、平均値は前年より 1.2 万円/kW（5.2%）低減した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約 38%、工事費が約 33%を占める（参考７）。

【参考７】事業用太陽光発電のシステム費用の規模別の推移



※2024年8月14日時点までに報告された定期報告を対象。

■　これまでの本委員会においては、費用効率的な事業実施を促していく観点から、運転開始期限が３年間であることを踏まえ、足元のトップランナー水準が、３年後にどの程度の水準に位置するかに着目して、システム費用の想定値を設定してきた。

■ これまでと同様に、３年前の設置案件のコスト水準に着目した場合、地上設置（50kW 以上）のコスト水準においては、2019 年設置の上位 23%水準、2020 年設置の上位 38%水準、2021 年設置の上位 36%水準が、それぞれ 2022 年設置、2023 年設置、2024 年設置の中央値と同程度であることが確認できた（参考８）。

【参考８】事業用太陽光発電（地上設置）のシステム費用のトップランナー分析

万円/kW	地上設置（50kW以上）						地上設置（10kW以上）
%	2024年 1~8月設置 N=185	2023年 1~12月設置 N=628	2022年 1~12月設置 N=938	2021年 1~12月設置 N=1,101	2020年 1~12月設置 N=1,531	2019年 1~12月設置 N=1,354	2024年 1~8月設置 N=589
5%	9.38	10.00	9.35	9.45	10.23	12.20	10.05
10%	9.75	10.99	10.50	10.72	11.49	13.73	11.64
15%	10.94	11.90	11.38	11.37	12.81	14.63	13.32
16%	11.21	12.00	11.46	11.55	13.07	14.90	13.53
20%	11.32	12.63	11.92	11.98	13.70	15.89	14.40
23%	11.67	12.95	12.33	12.47	14.15	16.36	15.16
25%	11.87	13.40	12.60	12.77	14.42	16.61	15.88
30%	12.59	14.18	13.42	13.64	15.23	17.59	17.18
32%	12.84	14.51	13.74	13.94	15.57	17.82	17.58
35%	13.17	14.96	14.05	14.48	16.07	18.33	17.95
36%	13.25	15.08	14.20	14.64	16.26	18.52	18.01
38%	13.49	15.34	14.40	15.05	16.63	18.87	18.28
40%	13.58	15.56	14.76	15.26	17.04	19.18	19.02
45%	13.98	16.10	15.52	16.13	17.93	20.00	20.12
50%	14.64	16.69	16.34	16.81	18.63	20.91	21.41

11.3万円/kW

17.8万円/kW

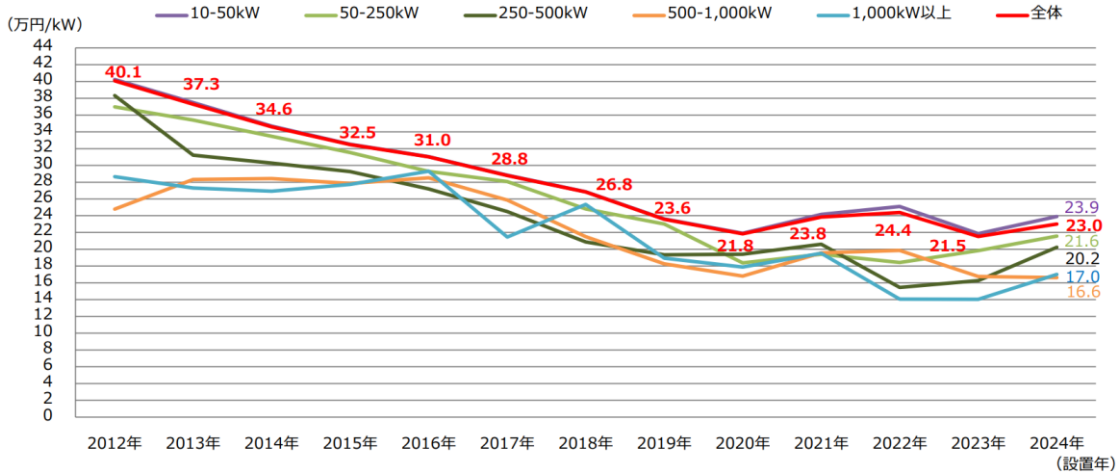
※いずれも、2024年8月14日時点までに報告された定期報告を対象。

■ これらを踏まえると、トップランナー水準は上位 32%水準として、2026 年度の地上設置（50kW 以上）の想定値は、2024 年の地上設置（50kW 以上）の上位 32%水準である 12.8 万円/kW を、2026 年の地上設置（10-50kW）の想定値は、2024 年の地上設置（10kW 以上）の上位 32%水準である 17.6 万円/kW とすることが考えられ、それぞれ、地上設置（50kW 以上）については、2025 年度の想定値（11.3 万円/kW）をやや上回るが、地上設置（10-50kW）については、2025 年度の想定値（17.8 万円/kW）をやや下回る。

■ 効率的な事業実施を促す観点からは、トップランナー水準として設定した想定値の達成は引き続き目指すべきである。国際市況においてはモジュール価格が低下傾向にあることや、直近の第 22 回事業用太陽光入札において平均落札価格が相当程度低下し、8.17 円/kWh となっていることにも留意が必要である。

■ 2024 年度の屋根設置（10kW 以上）のシステム費用については、平均値 22.01 万円/kW、中央値 22.12 万円/kW となっており、2025 年度の想定値（15.0 万円/kW）を上回っている（参考９）。

【参考９】事業用太陽光発電（屋根設置）の規模別システム費用推移（平均値）



■ 他方、FIT/FIP 認定から運転開始までには一定の期間を要する中で、効率的な事業実施を促す観点から、例えば、上位 30%水準を参照すると 18.89 万円/kW、上位 20%水準を参照すると 17.84 万円/kW などとなっており、想定値に近づく。

■ 直近のコスト低減の鈍化傾向は、太陽光パネルの価格上昇等が影響していると考えられるところ、国際市況においては、モジュール価格が低下傾向にある。

■ こうした点やトップランナーによる事業実施の状況を参考としながら、想定値以下の水準に向けて更なるコストダウンを図っていくことが重要である。

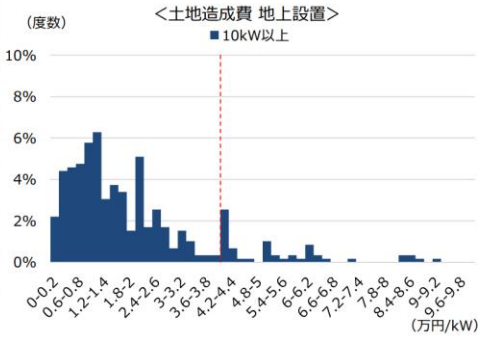
■ システム費用と同様に、土地造成費についても、地上設置/屋根設置の別に、2024 年設置案件の定期報告データを分析すると、地上設置は平均値 1.11 万円/kW、中央値 0.63 万円/kW となり、2025 年度の想定値 0.9 万円/kW と同程度の水準。なお、平均値については、４万円/kW 以上の土地造成費が高い少数の案件により引き上げられており、分布としては、４万円/kW 以下の案件がほとんどである。屋根設置は平均値 0.00 万円/kW、中央値 0.00 万円/kW と土地造成費を要していない（参考 10）。

【参考 10】事業用太陽光発電（地上設置/屋根設置）の土地造成費

		土地造成費（万円/kW）						
		10-50kW	50-250kW	250-500kW	500-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW以上	全体
全体	平均値	0.75 (0.96)	0.67 (0.50)	1.28 (1.13)	1.15 (0.88)	1.15 (1.92)	0.00 (2.68)	0.82 (0.97)
	中央値	0.00 (0.00)	0.12 (0.00)	0.89 (0.97)	0.91 (0.89)	0.81 (1.39)	0.00 (3.02)	0.00 (0.00)
	件数	563	101	57	37	36	1	795
地上設置	平均値	1.05 (1.34)	0.94 (0.91)	1.56 (1.18)	1.37 (1.16)	1.43 (2.02)	0.00 (2.68)	1.11 (1.34)
	中央値	0.36 (0.85)	0.70 (0.43)	1.26 (1.00)	0.95 (0.98)	1.45 (1.47)	0.00 (3.02)	0.63 (0.91)
	件数	402	72	47	31	29	1	582
屋根設置	平均値	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	- (-)	0.00 (0.00)
	中央値	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	- (-)	0.00 (0.00)
	件数	159	29	10	6	6	0	210
2025年度想定値		地上設置：0.9　屋根設置：0						

（ ）内は昨年度の本委員会で検討した2023年設置案件の土地造成費。

※2024年8月14日時点までに報告された定期報告を対象。



■　接続費についても、地上設置/屋根設置の別に、2024 年設置案件の定期報告データを分析すると、地上設置は平均値 1.42 万円/kW、中央値 1.14 万円/kW と、2025 年度の想定値 1.35 万円/kW と同程度の水準。屋根設置も平均値 0.71 万円/kW、中央値 0.35 万円/kW と、2025 年度の想定値 0.3 万円/kW と同程度の水準（参考 11）。

【参考 11】事業用太陽光発電（地上設置/屋根設置）の接続費

		接続費（万円/kW）						
		10-50kW	50-250kW	250-500kW	500-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW以上	全体
全体	平均値	1.39 (1.53)	0.85 (0.51)	0.77 (1.34)	0.66 (1.34)	1.11 (1.68)	2.46 (2.97)	1.23 (1.46)
	中央値	1.15 (1.11)	0.50 (0.24)	0.38 (0.40)	0.21 (0.42)	0.47 (1.19)	2.46 (1.37)	0.91 (1.00)
	件数	563	101	57	37	36	1	795
地上設置	平均値	1.63 (1.95)	0.94 (0.77)	0.87 (1.39)	0.71 (1.42)	1.34 (1.76)	2.46 (2.97)	1.42 (1.85)
	中央値	1.25 (1.45)	0.55 (0.40)	0.40 (0.43)	0.22 (0.47)	0.71 (1.36)	2.46 (1.37)	1.14 (1.37)
	件数	402	72	47	31	29	1	582
屋根設置	平均値	0.78 (0.46)	0.61 (0.19)	0.29 (0.09)	0.40 (1.07)	0.17 (0.20)	- (-)	0.71 (0.43)
	中央値	0.35 (0.32)	0.25 (0.18)	0.13 (0.04)	0.21 (0.06)	0.03 (0.20)	- (-)	0.35 (0.32)
	件数	159	29	10	6	6	0	210
2025年度想定値		地上設置：1.35　屋根設置：0.3						

※2024年8月14日時点までに報告された定期報告を対象。

（ ）内は昨年度の本委員会で検討した2023年設置案件の接続費。

②　事業用太陽光発電の運転維持費

■　運転維持費についても、地上設置/屋根設置の別に、2024 年設置案件の定期報告データを分析すると、地上設置は平均値 0.53 万円/kW/年、中央値 0.42 万円/kW/年、屋根設置は平均値 0.54 万円/kW/年、中央値 0.40 万円/kW/年と、地上設置/屋根設置ともに、中央値に着目すると、昨年度に引き続き、2025 年度の想定値 0.5 万円/kW/年を下回る（参考 12）。

【参考 12】事業用太陽光発電（地上設置/屋根設置）の運転維持費

		運転維持費（万円/kW/年）						
		10-50kW	50-250kW	250-500kW	500-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW以上	全体
全体	平均値	0.53 (0.51)	0.48 (0.49)	0.47 (0.48)	0.58 (0.58)	0.64 (0.62)	0.79 (0.74)	**0.53 (0.52)**
	中央値	0.40 (0.40)	0.37 (0.39)	0.39 (0.41)	0.47 (0.50)	0.57 (0.55)	0.77 (0.71)	**0.42 (0.40)**
	件数	32,937	1,155	1,411	1,187	1,545	256	38,491
地上設置	平均値	0.51 (0.50)	0.57 (0.56)	0.51 (0.52)	0.61 (0.61)	0.66 (0.64)	0.79 (0.75)	**0.53 (0.52)**
	中央値	0.40 (0.40)	0.44 (0.46)	0.43 (0.45)	0.51 (0.53)	0.59 (0.57)	0.77 (0.71)	**0.42 (0.41)**
	件数	23,602	600	1,040	972	1,424	254	27,892
屋根設置	平均値	0.56 (0.54)	0.39 (0.42)	0.35 (0.37)	0.42 (0.42)	0.40 (0.43)	0.29 (0.24)	**0.54 (0.52)**
	中央値	0.44 (0.40)	0.26 (0.30)	0.24 (0.29)	0.28 (0.33)	0.29 (0.33)	0.29 (0.18)	**0.40 (0.37)**
	件数	9,196	539	355	197	111	2	10,400
2025年度想定値		**0.5**						

※2024年8月14日時点までに報告された定期報告を対象。　　（ ）内は昨年度の本委員会で検討した運転維持費。

③ 事業用太陽光発電の設備利用率

■ 2026 年度の想定値については、屋根設置/地上設置それぞれにおいて、昨年度と同様に、直近の設備利用率の地上設置：上位 15%水準、屋根設置：上位 26%水準を参照すると、地上設置（10-50kW）は 21.5%、地上設置（50kW 以上）は 18.4%、屋根設置は 14.3%となり、2025 年度の想定値（地上設置（10-50kW）：21.3%、地上設置（50kW 以上）：18.3%、屋根設置：14.5%）と同水準（参考 13）。

【参考 13】事業用太陽光発電（地上設置/屋根設置）の設備利用率

買取期間	設備利用率（地上設置）：平均値				
	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上	2,000kW以上
2022年6月－2023年5月	16.7%	15.5%	15.6%	15.7%	16.4%
2023年6月－2024年5月	16.6%	15.3%	15.4%	15.4%	16.3%

買取期間	設備利用率（屋根設置）：平均値				
	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上	2,000kW以上
2022年6月－2023年5月	13.1%	12.9%	13.6%	14.2%	14.3%
2023年6月－2024年5月	12.9%	12.7%	13.4%	14.2%	14.3%

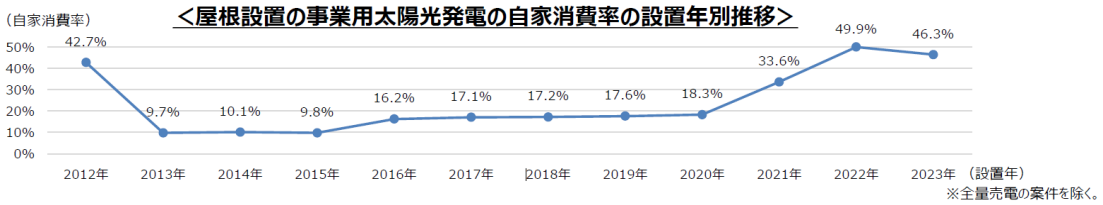
	設備利用率（地上設置）			
%	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上
5%	24.54%	20.65%	20.49%	19.92%
10%	22.82%	19.27%	19.19%	18.86%
14%	21.76%	18.56%	18.50%	18.27%
15%	21.52%	18.42%	18.37%	18.14%
16%	21.28%	18.27%	18.21%	18.01%
20%	20.42%	17.72%	17.69%	17.58%
25%	19.41%	17.17%	17.16%	17.10%
30%	18.51%	16.69%	16.70%	16.71%
35%	17.69%	16.25%	16.28%	16.32%
40%	16.98%	15.84%	15.87%	15.95%
45%	16.35%	15.46%	15.50%	15.61%
50%	15.80%	15.07%	15.13%	15.28%

	設備利用率（屋根設置）			
%	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上
5%	17.16%	17.59%	17.89%	18.75%
10%	15.91%	16.30%	16.80%	17.72%
15%	15.26%	15.54%	16.06%	17.02%
20%	14.80%	14.96%	15.47%	16.18%
25%	14.42%	14.41%	15.02%	15.76%
26%	14.36%	14.32%	14.91%	15.67%
27%	14.29%	14.23%	14.83%	15.60%
30%	14.09%	13.99%	14.57%	15.38%
35%	13.80%	13.65%	14.17%	15.10%
40%	13.53%	13.34%	13.89%	14.75%
45%	13.27%	13.05%	13.59%	14.47%
50%	13.01%	12.78%	13.29%	14.13%

④ 屋根設置太陽光の自家消費分の便益

■ 屋根設置の事業用太陽光発電[1]の自家消費率の実績に着目すると、全設置期間で平均 16.9%、特に直近の設置年の自家消費率は約 46%程度となっており、低圧事業用太陽光発電（10-50kW）に対して 30%超の自家消費を求めていることの効果が見られる（参考 14）。

【参考 14】事業用太陽光発電（屋根設置）の自家消費率の設置年別推移



■ なお、自家消費率の想定値は、地域活用要件で求めている自家消費率を参考に設定している。地域活用要件における自家消費率の設定に際しては、蓄電池コストが高い実態や、住宅用太陽光発電における自家消費率の想定値が参考にされた。

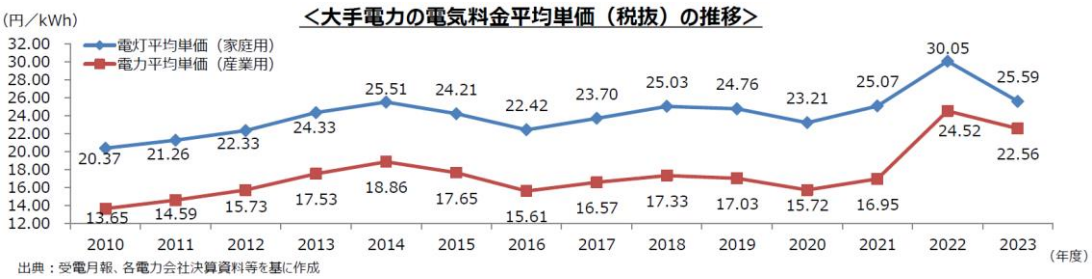
■ 自家消費の便益について、これまでと同様の考え方に基づき、大手電力の直近 10 年間（2014 年度～2023 年度）の産業用電気料金単価[2]の平均値に、現行の消費税率（10%）を加味すると、20.11 円/kWh となる（参考 15）。

---

[1] 全量売電の案件を除く。

[2] なお、電気料金については、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ものの、本頁に記載の電力料金の水準は、2023 年 1 月使用分から開始された電力・ガス料金支援による効果を含めた価格であることを踏まえ、2021 年度と 2022 年度を含む直近 10 年間の電力料金単価の平均値を参照しつつ、引き続き動向を注視していくこととする。

【参考 15】大手電力の電気料金平均単価（税抜）の推移



(2) 事業用太陽光発電（入札対象外）の 2026 年度の調達価格・基準価格

■ 運転年数について、昨年度の本委員会では、以下のとおり、取りまとめた。

- ➢ パネル保証の動向や卒 FIT の再エネ電気に対するニーズを踏まえ、地上設置については 25 年間の運転を想定。
- ➢ 屋根設置については、外壁や屋根の塗り替え等も想定されることから、20 年間の運転を想定。

■ こうした点を踏まえ、2026 年度の運転年数の想定値についても、地上設置は 25 年間、屋根設置は 20 年間とした上で、今後、その利用実態等を踏まえて、想定する運転年数の更なる延長を検討することとした。

■ なお、2026 年度の調達期間終了後の売電価格の想定値について、2021～2022 年度の卸電力取引市場価格は、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 2023 年度のうち、2021 年度と 2022 年度を除いた７年間のシステムプライス平均値の平均を採用し、9.6 円/kWh を想定することとした。但し、今後、卸電力取引市場価格の動向を踏まえ、2021 年度と 2022 年度を外れ値として扱うべきではないと判断されれば、算定の対象として当該年度のデータも用いることとした。

■ 地上設置（10kW 以上 50kW 未満）については、システム費用、土地造成費、接続費等の資本費及び設備利用率においては、2025 年度の想定値と同程度の水準又はやや下回ることから、今後も動向を注視しつつ、2025 年度の想定値を据え置くこととした。運転維持費については、2025 年度の想定値を下回ることから、2026 年度の想定値を 0.42 万円

/kW/年と設定することとした。

- 地上設置（50kW 以上）については、システム費用は、2025 年度の想定値をやや上回るものの、効率的な事業実施を促す観点からは、引き続きトップランナー水準として設定した想定値の達成を目指すべきであることに加えて、2024 年設置案件は、2023 年案件の中央値・平均値をともに下回っていることを踏まえて、2025 年度の想定値を維持することとした。システム費用以外のコストについては、地上設置（10kW 以上 50kW 未満）と同様の考え方に基づき、土地造成費、接続費、設備利用率は、2025 年度の想定値を据え置くこととし、運転維持費については、2026 年度の想定値を 0.42 万円/kW/年と設定することとした。

- 屋根設置（10kW 以上）については、システム費用は、平均値・中央値いずれも 2025 年度の調達価格における想定値を上回る。一方、システム費用の増加については、太陽光パネルの過去の価格上昇等が影響していると考えられるところ、国際市況において、モジュール価格が低下傾向にあることにも留意が必要であることに加え、効率的な事業実施を促す観点からも、引き続き想定値の達成を目指すべきである。また、運転維持費は 2025 年度の想定値を下回り、自家消費率については、想定値を上回る水準となっている。その他、土地造成費、接続費、設備利用率は 2025 年度の想定値と同水準である。以上の点を総合的に勘案して、2026 年度の屋根設置（10kW 以上）における調達価格・基準価格における想定値は、2025 年度の調達価格・基準価格における想定値を維持することとした。

- 前述のコストデータ等を踏まえて、2026 年度の調達価格・基準価格における想定値については、参考 16 の表のとおりとした。

【参考 16】2026 年度の調達価格・基準価格における想定値

		2026年度 地上・50kW以上	2026年度 地上・10-50kW	2026年度 屋根・10kW以上	（参考）2025年度 地上・50kW以上	（参考）2025年度 地上・10-50kW	（参考）2025年度 屋根・10kW以上
資本費	システム費用	据え置き （11.3万円/kW）	据え置き （17.8万円/kW）	据え置き （15.0万円/kW）	11.3万円/kW	17.8万円/kW	15.0万円/kW
	土地造成費	据え置き （0.9万円/kW）	据え置き （0.9万円/kW）	-	0.9万円/kW	0.9万円/kW	-
	接続費用	据え置き （1.35万円/kW）	据え置き （1.35万円/kW）	据え置き （0.3万円/kW）	1.35万円/kW	1.35万円/kW	0.3万円/kW
運転維持費		0.42万円/kW/年	0.42万円/kW/年	据え置き （0.5万円/kW/年）	0.5万円/kW/年	0.5万円/kW/年	0.5万円/kW/年
設備利用率		据え置き（18.3%）	据え置き（21.3%）	据え置き（14.5%）	18.3%	21.3%	14.5%
自家消費率		-	-	据え置き（30%）	-	-	30%
自家消費分の便益		-	-	据え置き （19.56円/kWh）	-	-	19.56円/kWh
運転年数		25年間	25年間	20年間	25年間	25年間	20年間
調達期間終了後の売電価格		9.6円/kWh	9.6円/kWh	-	11.6円/kWh	11.6円/kWh	-

(3) 事業用太陽光発電の 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、想定の廃棄等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。なお、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ている。

■ 引き続き廃棄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、2025 年度と同様の設定方法に基づき設定し、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た（参考 17）。

【参考 17】2026 年度の廃棄等費用の取扱い

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。
※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）

本日、御議論いただきたい事項

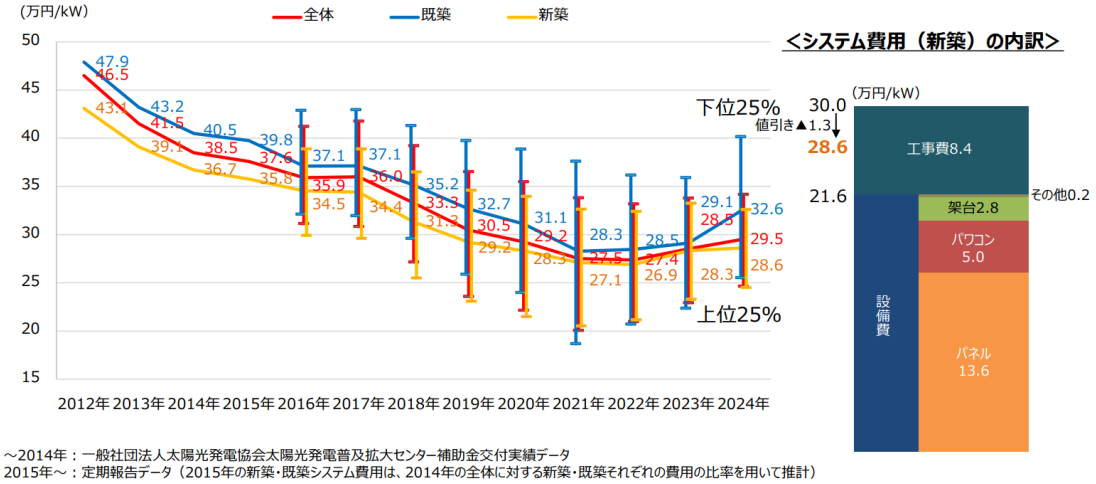
(4) 住宅用太陽光発電のコスト動向

① 住宅用太陽光発電のシステム費用

■ 住宅用太陽光発電のシステム費用は新築案件・既築案件ともにやや上昇傾向にある。

■ 新築案件について、設置年別に見ると、2024 年設置の平均値は 28.6 万円/kW（中央値 28.7 万円/kW）となり、2025 年度の想定値（25.5 万円/kW）を上回り、2023 年設置より 0.3 万円/kW（1.0%）、2022 年設置より 1.7 万円/kW（6.5%）増加した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約 47%、工事費が約 29%を占める（参考 18）。

【参考 18】住宅用太陽光発電のシステム費用の推移とその内訳



② 住宅用太陽光発電の運転維持費

■ 運転維持費について、2024 年設置案件の定期報告データ[3]を分析すると、平均値は、1,061 円/kW/年であり、2025 年度の想定値（3,000 円/kW/年）を下回っている。

③ 住宅用太陽光発電の設備利用率

■ 設備利用率について、2024 年 1 月から 2024 年 8 月の間に収集したシングル発電案件の平均値は 14.5%だった。これまでの本委員会と同様に、過去 4 年間に検討した数値の平均をとると 14.1%となり、想定値

---

[3] なお、定期報告データ（2024 年 1 月~8 月）の 87%が 0 円/kW/年であり、この原因としては、定期報告データに対象年に点検費用や修繕費用が発生していない案件が多く存在する可能性が考えられる。
また、例年通り、一般社団法人太陽光発電協会へのヒアリング調査を実施し、コストデータの収集を行った。ヒアリングの結果、5kW の設備を想定した場合、発電量維持や安全性の確保の観点から 3~5 年ごとに 1 回程度の定期点検が推奨されており、1 回当たりの点検費用の相場は約 4.1 万円程度であること（昨年度のヒアリング調査では約 4.7 万円程度）、パワコンについては、20 年間で一度は交換され、42.3 万円程度が一般的な相場であること（昨年度のヒアリング調査では 34.5 万円程度であり、上昇の要因としては、人件費増等が考えられる。）が分かった。以上を kW あたりの年間運転維持費に換算すると、約 6,300 円/kW/年となり、2025 年度の想定値（3,000 円/kW/年）を上回った。想定値の設定においては、定期報告データを参照しつつ、点検費用やパワコン本体の費用動向について、今後もよく注視することとした。

（13.7%）と同水準又はやや上回る（参考 19）。

■ これらを踏まえ、2026 年度の設備利用率の想定値は、2025 年度の想定値 13.7%を据え置くこととした。

【参考 19】過去４年間に検討した設備利用率

＜過去４年間に検討した設備利用率＞

2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
13.6%	14.0%	14.1%	14.5%
平均値：14.1%			
想定値：13.7%			

⑤ 住宅用太陽光発電の余剰売電比率・自家消費分の便益

■ 余剰売電比率について、2024 年１月から 2024 年８月の間に収集したシングル発電案件を分析すると、平均値 67.3%（中央値 69.1%）であり、想定値（70.0%）と同水準であった。

■ 2025 年度の自家消費分の便益については、大手電力の直近 10 年間（2013 年度～2022 年度）の家庭用電気料金単価に、消費税率（10%）を加味して、27.31 円/kWh と設定されている。

■ 同様の考え方に基づき、大手電力の直近 10 年間（2014 年度～2023 年度）の家庭用電気料金単価の平均値に、現行の消費税率（10%）を加味すると 27.45 円/kWh となる（参考 15）。

⑥ 住宅用太陽光発電の調達期間終了後の売電価格

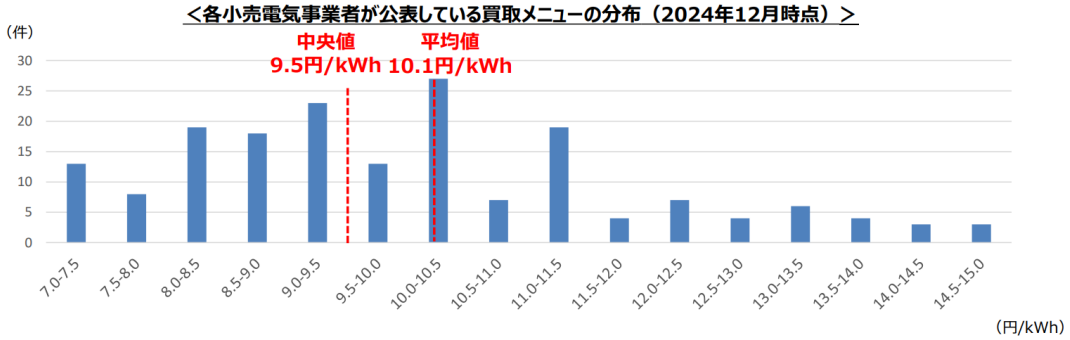
■ 住宅用太陽光発電の調達期間終了後の売電価格については、各小売電気事業者が公表している買取メニューにおける売電価格をもとに、これまで設定してきた。

■ 今回、2024 年 12 月時点で確認できた買取メニューにおける売電価格を確認したところ、その平均値は 10.1 円/kWh、中央値は 9.5 円/kWh であった（2023 年 11 月末時点での確認では中央値は 10.0 円/kWh）。再エネ特措法上、調達価格の設定は「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費用」等を基礎とすることとされており、中央値より効率的な（高価格な）水準を想定することもあり得る。しか

し、10 円/kWh 水準以上のメニューは、当該小売電気事業者による電気供給とのセット販売や、蓄電池併設等の条件付きであることが比較的多いため、状況を注視することが重要（参考 20）。

【参考 20】各小売電気事業者が公表している買取メニューの分布

（2024 年 12 月時点）



※小売電気事業者からの掲載希望登録にもとづいて資源エネルギー庁HP「どうする？ソーラー」に掲載された情報をもとに、各小売電気事業者の公表する調達期間終了後の住宅用太陽光発電を対象とした買取メニューを参照して作成（図中の7.0-7.5円/kWhは7.0円/kWh以上7.5円/kWh未満を意味する。他も同様。）。

(5) 住宅用太陽光発電の 2026 年度の調達価格

■ 前述のコストデータ等を踏まえると、住宅用太陽光発電（10kW 未満）について、自家消費便益は微増となったが、システム費用は新築案件・既築案件ともにやや上昇傾向にあり、2025 年度の想定値を上回る。効率的な事業実施を促す観点から、引き続き想定値の達成を目指すべきであり、2026 年度の住宅用太陽光発電（10kW 未満）における調達価格における想定値は、2025 年度の調達価格における想定値を維持することとしてはどうか。

■ 以上を踏まえて、2026 年度の調達価格における想定値は、以下のとおりとしてはどうか（参考 21）。

【参考 21】2026 年度の調達価格における想定値

		2026年度（10kW未満）	（参考）2025年度（10kW未満）
資本費	システム費用	据え置き （25.5万円/kW）	25.5万円/kW
運転維持費		据え置き （0.30万円/kW/年）	0.30万円/kW/年
設備利用率		据え置き （13.7%）	13.7%
余剰売電比率		据え置き（70%）	70%
自家消費分の便益		据え置き（27.31円/kWh）	27.31円/kWh
調達期間終了後の売電価格		据え置き（10.0円/kWh）	10.0円/kWh

(6) 初期投資支援スキームについて【P】

① 初期投資支援スキームの導入

■ 太陽光発電については、我が国において導入が着実に進展しており、一定程度導入コストの低減が進んだことで、FIT/FIP 制度によらずに事業を実施する形態も生じている。また、自家消費や分散型エネルギーリソースとしての活用も期待される。

■ 一方で、太陽光発電の年間導入量は、地域と共生しながら効率的に事業が実施できる適地の不足等を背景に、FIT 制度導入当初に比べて低下している。こうした中で、今後の太陽光発電の導入を拡大していくためには、まずは、比較的地域共生がしやすく、自家消費型で導入されることで系統負荷の低い屋根設置太陽光発電のポテンシャルを更に積極的に活用していくことが重要である。

■ 屋根設置太陽光発電については、国が率先して公共部門への設置を進めていく（2040 年に設置可能な建築物等の 100%に太陽光発電設備を設置することを目指す）が、量的な導入拡大を図るうえでは、関係省庁の施策と連携しながら、工場・オフィス等の民間部門や住宅部門での取組を強化することが重要となる。具体的には以下のとおり。

- 省エネ法に基づく定期報告の内容に、屋根設置太陽光の設置余地や導入状況に関する事項を追加することで、工場等の屋根への太陽光発電の設置を促進する。
- 2030 年に新築戸建住宅の 6 割への太陽光発電の設置を目標とし、その確実な達成に向けて、建売戸建及び注文戸建住宅に係る住宅トップランナー基準として、一定割合の太陽光発電設備の設置を求め、住宅への太陽光発電設備の設置を促進する。
- 建築物再生可能エネルギー利用促進制度、低炭素建築物の認定制度、建築物の販売・賃貸時のエネルギー消費性能表示制度等を活用し、建築物への太陽光発電設備の設置を促進する。

■ FIT/FIP 制度においては、これまで、事業用太陽光発電において屋根設置区分を設定し、地上設置区分より高い FIT/FIP 価格を設定する（2023 年 10 月～）など、屋根設置太陽光の積極推進を図ってきた。今般、本委員会では、屋根設置太陽光の設置者となる建物所有者について、財務基盤や与信が小さい傾向にあることを踏まえ、早期の投資回

収を可能とする「初期投資支援スキーム」の措置を検討した。

② 制度全体の考え方

■ 第 95 回の本委員会（2024 年 10 月 16 日）では、初期投資支援スキームの導入に対し、廃棄等費用の適切な積立てを担保する必要性や、自家消費の促進・長期安定電源化を阻害しない制度設計の必要性等について指摘があった。

■ また、「初期支援と後期支援の期間を別個に設定し、初期の価格を高く/後期の価格を低くする」という事務局案（階段型の価格設定）の他に、そもそもの支援期間（FIT/FIP 期間）を短縮する方法（支援期間の短縮）もあるのではないか、との指摘があった。

③ 初期投資支援スキームに関する論点

■ 初期投資支援スキームを導入する場合の論点について、「階段型の価格設定」又は「支援期間の短縮」を採用する場合、あるいは、いずれのスキームを採る場合であっても留意する必要のある論点を下表のとおり整理した（参考 22）。

【参考 22】初期投資支援スキームに関する論点

	「階段型の価格設定」	「支援期間の短縮」	
論点１ 投資回収期間	■ **初期投資支援価格次第で変動**。 ※なお、「支援期間の短縮」の場合、FIT/FIP期間終了後における余剰電力について、小売電気事業者による買取額が高い場合には、**「階段型の価格設定」よりも収益性を向上させることが可能**となる。		→ 論点１
論点２ 事業継続・ 適切な廃棄の確保	■ 後期価格が設定されるため、「支援期間の短縮」と比べて相対的に事業継続インセンティブが生じる（**後期価格が低くなりすぎないようにする必要**がある）。	■ 後年度の支援が無くなるため、「階段型の価格設定」と比べて**事業継続インセンティブは相対的に弱い**。	トレードオフの関係
	■ 事業用太陽光の場合、廃棄等費用の積立期間（FIT/FIP期間の後半10年間）に支援額が存在し、**源泉徴収が可能**。	■ 事業用太陽光の場合、廃棄等費用の積立期間に支援が存在せず、**源泉徴収が不可**。	
論点３ 自家消費	■ 需給近接型の太陽光発電のメリットである自家消費に対するディスインセンティブが生じないようにするためには、**FIT/FIP価格を電気料金水準よりも低く設定する**必要がある。		論点２～４
論点４ 国民負担	■ 再エネ賦課金による国民負担を抑制する観点からは、**初期投資支援スキームにより設定されたFIT/FIP価格と、太陽光発電の発電特性を踏まえて加重平均した卸電力取引市場価格の差が、従来の方法で設定されたFIT/FIP価格と加重平均後の卸電力取引市場価格との差よりも、割引現在価値ベースで同等又は小さくなる必要**がある。 ※物価安定目標の水準（２%）や、20年国債の金利水準（2024年12月現在において概ね1.9%）を踏まえて、初期投資支援スキームによる国民負担と、**従来の価格設定の方法による国民負担を比較する際の割引率については２%で算定**してはどうか。		

④ 具体的なスキーム

■ 自家消費の促進（論点３）や国民負担の抑制（論点４[4]）を前提として、これらの論点に関する留意事項の条件が満たされる範囲内で、投資回収期間の早期化（論点１）を最大限図ることとした。

■ なお、事業継続・適切な廃棄の確保（論点２）の観点からは、少なくとも、廃棄等積立制度の対象となっている事業用太陽光に関して、同制度との整合性を図りつつ、適切に廃棄等費用を確保する必要がある。このため、住宅用太陽光は、投資回収期間の早期化の効果を最大化するために「支援期間の短縮」のスキームを採ることを基本とする一方で、事業用太陽光（屋根設置）は、「階段型の価格設定」のスキームを採ることで、事業継続・適切な廃棄の確保を図ることとした。

■ その後、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。

---

[4] 需給近接型太陽光の導入を促進する意義の一つとしては、地上設置太陽光と比較し、系統負荷が小さいため、統合コストの抑制が想定されることが挙げられる。他方、初期投資支援スキーム適用後の調達価格/基準価格の設定水準によっては、国民負担が増加する可能性があるため、加重平均後の卸電力取引市場価格の水準を踏まえた国民負担にも留意しつつ、調達価格/基準価格を設定することとした。

■ 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[5]。

■ 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。

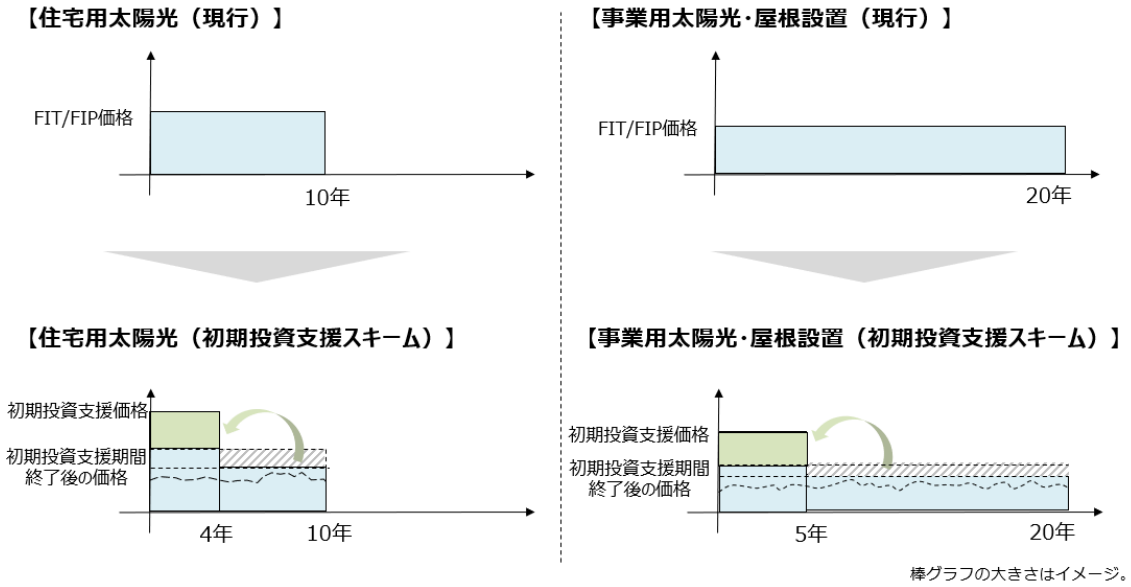
■ 具体的には、住宅用太陽光に適用する初期投資支援スキームとしては、「支援期間の短縮」が適切であるとの原則を踏まえつつ、「階段型の価格設定」について、事業者の予見可能性が担保されるよう、十分な猶予期間を設定する観点から、2026 年度まで適用することとし、その上で、2027 年度[6]以降の取扱いについては、来年度以降の本委員会で議論することとした（参考 23）。

---

[5] 住宅用太陽光に対して適用する初期投資支援スキームについては、「支援期間の短縮」を採用する方向で、本委員会における議論を進めてきたところ。「階段型の価格設定」の採用については、その影響を、パブリックコメントの意見等を通じて精査し、見直しの必要があるのであれば、改めて本委員会の意見を聴くこととした。

[6] 地熱・中小水力以外の全電源については、2027 年度以降、FIP 制度のみ認められる対象を 50kW 以上とすることとされており、2027 年度以降、電力市場への統合が期待されている。

【参考 23】初期投資支援スキームに関する論点



■ また、事業用太陽光（屋根設置）、住宅用太陽光の初期投資の支援を行う期間・価格について、自家消費の促進や国民負担の抑制を前提に、次の前提条件の下で投資回収の早期化の効果を最大化する値を算定した。

- 電気料金の水準について、2025 年度の価格設定に際して想定していた自家消費便益の想定値（産業用電気料金水準：19.56 円/kWh、家庭用電気料金水準：27.31 円/kWh）とし、初期投資支援期間の価格がこれを超えないようにする。
- 加重平均後の卸電力取引市場価格の水準を 8.3 円/kWh と設定したうえで、初期投資支援スキームにより調達価格/基準価格を設定した際の国民負担と、従来の方法で調達価格/基準価格を設定した際の国民負担については、割引現在価値ベース（割引率：２％）で、前者が大きくならないようにする。

■ また、新築建物に太陽光発電設備を設置する際には、設備費用が住宅の建設・購入費用の内数となり、太陽光発電設備自体の投資回収期間が、太陽光発電の導入に対する大きな障壁にならないとの指摘もある。一方で、足元における新築戸建住宅への太陽光発電設備設置率は 31.4％程度であり、2030 年度目標（60％）に向けて取組を強化する必要がある中で、現時点では新築建物への設置を支援の対象外とせず、

今後の新築建物への太陽光発電設備の導入率や、本措置が設置者の自家消費の動向に与える影響等についてモニタリングするとともに、関係施策の動向を注視することとした。

■ また、太陽光発電設備が設置された建物において、蓄電池やヒートポンプ給湯器等による、発電した再エネ電気の消費時間帯のシフトについて検討する場合、電気料金単価の水準が、売電単価（調達価格・基準価格）の水準より高いか否かが問題となる。

■ 旧一電 10 社＋新電力小売電気事業者 100 社のうち、2025 年 1 月時点で確認できた電力料金プランによると、夜間電力料金プランを提供している事業者数は 122 件（27 社）であり、その平均値は 23.4 円/kWh、中央値は 24.2 円/kWh であった。一方、夜間電力料金プランのうち、加入できる者を限定している電力料金プラン[7]も一定程度見られた。

■ 初期投資支援スキームにおいては、投資回収期間と自家消費その他の論点との間にはトレードオフの関係があるものの、家庭用電気料金水準を参考に、自家消費へのディスインセンティブを最大限抑える価格設定を行うこととしている。

⑤ 法制上の整理

a） 調達期間の考え方

■ 今般の初期投資支援スキームのうち、「支援期間の短縮」が適切であるとの議論がなされた住宅用太陽光は、「支援期間の短縮」が適用される際には、調達期間（現行：10 年間）が短縮されることとなる。

■ 調達期間は、再エネ特措法において「再エネ発電設備の重要な部分の更新の時までの標準的な期間」が勘案要素とされており（第３条第６項）、再エネ特措法の趣旨の範囲内で、経済産業大臣に具体的期間の設定が委任されている。

■ こうした考え方の下、平成 24 年度の本委員会では、「法定耐用年数を基礎」としつつ、「分野ごとに、合理的な事情が認められる場合には、その年数の延長又は短縮を行う」という考え方を整理したうえで、こ

[7] 組合員や自社戸建て住宅の居住者等に限定したプランを提供する事業者が 4 社。蓄熱式機器の所持者に限定したプランを提供する事業者は加入者限定と取り扱っていない。

れに基づき、住宅用太陽光の法定耐用年数は 17 年であるが、個人住宅の外壁や屋根の塗り替えが 10～15 年程度で実施されること等を考慮し、調達期間を 10 年間と設定している。

■ 今般の措置に関して、住宅用太陽光の法定耐用年数（17 年間）についての事情変更は無いが、初期投資の早期化という政策的考慮を踏まえ、調達期間を短縮するものであることを確認した。

b) 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。

■ 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には、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た。

- 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と解されている。

- 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。

- こうした考え方に基づく規程の適用については、厳格に解すること

が必要であるが、

・ 今般の初期投資支援スキームは、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。

➢ 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、初期投資支援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）とすることとした。

(7) 太陽光発電の2025年度以降にFIP制度のみ認められる対象

■ 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、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（参考 24）。

【参考 24】太陽光発電における FIP 新規認定・移行認定の状況

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つつ、事業の予見性に配慮し、FIP 制度のみ認められる対象については、2025 年度は 250kW 以上とし、2026 年度は 50kW 以上とすることとした。

(8) 新たな発電設備区分の創設に関する検討

■ 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、社会実装が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。

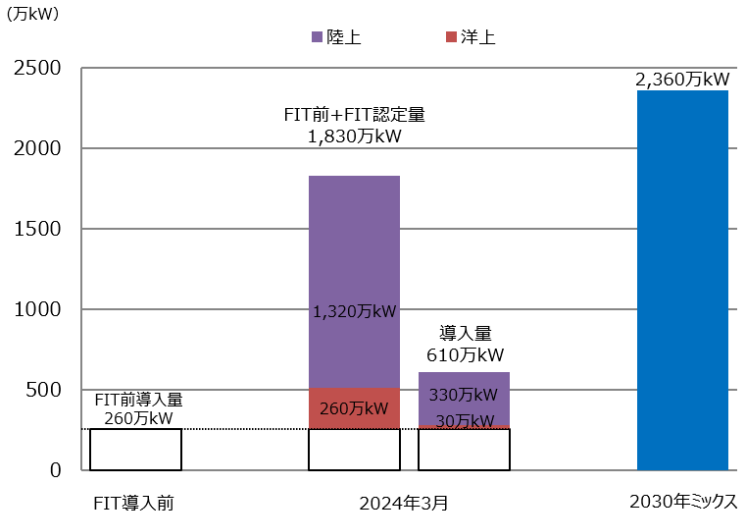
- 一方、FIT/FIP 制度は、再エネを広く普及拡大するための強力な支援制度であるところ、電気の需要家による国民負担に支えられており、支援を行う電源は、国民負担の抑制や、将来的に自立化する見込みがあることを前提とする必要がある。

- 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。

2. 風力発電

■ 風力発電については、2030 年エネルギーミックス（2,360 万 kW）の水準に対して、2024 年３月末時点の FIT 前導入量＋FIT・FIP 認定量は 1,830 万 kW、導入量は 610 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（参考 25～参考 27）。

【参考 25】風力発電の FIT・FIP 認定量・導入量



※ 失効分（2024年3月末時点）を反映済。
※ リプレースは除く。

【参考 26】陸上風力発電（新設）の年度別・規模別の FIT・FIP 認定量・導入量

<FIT・FIP認定量> 単位：MW（件）

認定（新設）	-20kW	20 -50kW	50 -250kW	250 -1000kW	1,000-7,500kW	7,500-10,000kW	10,000-30,000kW	30,000-37,500kW	37,500-50,000kW	50,000kW-	全体合計
2012年度	0(3)	0(0)	0(0)	0(0)	124(31)	18(2)	371(20)	103(3)	133(3)	51(1)	800(63)
2013年度	0(4)	0(0)	0(0)	0(0)	78(23)	8(1)	0(0)	34(1)	38(1)	51(1)	209(31)
2014年度	0(30)	0(0)	0(0)	0(0)	133(28)	0(0)	326(16)	196(6)	42(1)	278(3)	975(84)
2015年度	3(186)	0(0)	0(0)	0(0)	74(17)	0(0)	100(5)	35(1)	86(2)	182(3)	480(214)
2016年度	43(2,220)	0(0)	0(0)	0(0)	282(58)	0(0)	315(16)	232(7)	425(10)	1629(20)	2,926(2,331)
2017年度	44(2,281)	0(0)	0(0)	0(0)	61(13)	0(0)	63(3)	64(2)	88(2)	707(9)	1,027(2,310)
2018年度	15(798)	3(53)	0(0)	0(0)	65(12)	0(0)	86(4)	34(1)	120(3)	578(7)	901(878)
2019年度	0(16)	3(71)	0(0)	1(2)	59(14)	9(1)	170(8)	96(3)	92(2)	802(9)	1,231(126)
2020年度	0(2)	1(23)	0(0)	1(1)	49(11)	0(0)	161(8)	201(6)	394(9)	1704(25)	2,511(85)
2021年度	0(1)	1(18)	0(0)	1(2)	54(13)	0(0)	29(1)	67(2)	92(2)	677(9)	921(48)
2022年度	0(0)	0(0)	0(0)	2(5)	4(2)	8(1)	101(4)	101(3)	231(5)	765(9)	1,213(29)
2023年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
	106(5,541)	8(165)	0(0)	4(10)	983(222)	43(5)	1,722(85)	1,164(35)	1,739(40)	7,424(96)	13,193(6,199)

<FIT・FIP導入量> 単位：MW（件）

導入（新設）	-20kW	20 -50kW	50 -250kW	250 -1000kW	1,000-7,500kW	7,500-10,000kW	10,000-30,000kW	30,000-37,500kW	37,500-50,000kW	50,000kW-	全体合計
2012年度 2013年度	0(4)	0(0)	0(0)	0(0)	22(11)	18(2)	144(8)	0(0)	0(0)	0(0)	184(25)
2014年度	0(6)	0(0)	0(0)	0(0)	43(8)	0(0)	182(10)	0(0)	0(0)	0(0)	225(24)
2015年度	0(40)	0(0)	0(0)	0(0)	44(13)	0(0)	17(1)	36(1)	0(0)	51(1)	148(56)
2016年度	2(130)	0(0)	0(0)	0(0)	34(8)	8(1)	137(7)	34(1)	92(2)	0(0)	308(149)
2017年度	6(299)	0(0)	0(0)	0(0)	51(13)	0(0)	47(2)	65(2)	0(0)	0(0)	169(316)
2018年度	8(443)	0(0)	0(0)	0(0)	20(5)	0(0)	66(3)	30(1)	42(1)	0(0)	166(453)
2019年度	5(271)	0(0)	0(0)	0(0)	68(18)	0(0)	133(7)	69(2)	122(3)	51(1)	449(302)
2020年度	5(250)	0(1)	0(0)	1(1)	42(10)	0(0)	16(1)	0(0)	45(1)	252(3)	360(267)
2021年度	4(221)	0(0)	0(0)	0(0)	83(14)	0(0)	95(4)	31(1)	48(1)	0(0)	261(241)
2022年度	5(285)	0(4)	0(0)	0(0)	32(6)	0(0)	0(0)	107(3)	44(1)	0(0)	188(299)
2023年度	4(211)	0(0)	0(0)	0(1)	39(9)	0(0)	105(6)	62(2)	128(3)	508(7)	846(239)
	41(2,160)	0(5)	0(0)	1(2)	478(115)	26(3)	942(49)	433(13)	521(12)	862(12)	3,304(2,371)

※ 2024年3月末時点 ※入札対象は、認定日の属する年度ではなく入札に参加した年度で集計 ※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

【参考 27】陸上風力発電（リプレース）の年度別・規模別の FIT 認定量・導入量

<FIT・FIP認定量> 単位：MW（件）

認定（リプレース）	-20kW	20 -50kW	50 -250kW	250 -1000kW	1,000-7,500kW	7,500-10,000kW	10,000-30,000kW	30,000-37,500kW	37,500-50,000kW	50,000kW-	全体合計
2017年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	8(3)	8(1)	20(1)	0(0)	0(0)	0(0)	36(5)
2018年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	19(5)	0(0)	35(2)	31(1)	0(0)	0(0)	85(8)
2019年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2020年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(1)	22(8)	0(0)	174(9)	96(3)	43(1)	0(0)	335(22)
2021年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	27(2)	33(1)	0(0)	0(0)	60(3)
2022年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	10(1)	0(0)	0(0)	0(0)	57(1)	67(2)
2023年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	13(1)	0(0)	50(1)	0(0)	63(2)
	0(0)	0(0)	0(0)	0(1)	49(16)	17(2)	270(15)	159(5)	93(2)	57(1)	645(42)

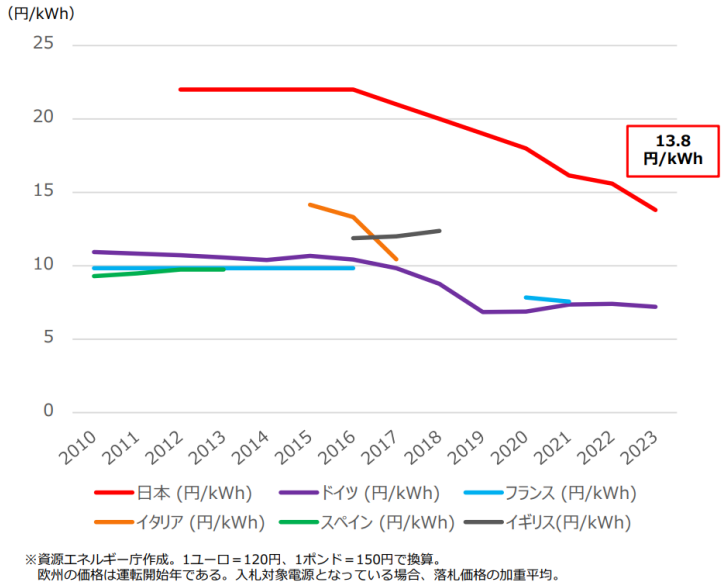
<FIT・FIP導入量> 単位：MW（件）

導入（リプレース）	-20kW	20 -50kW	50 -250kW	250 -1000kW	1,000-7,500kW	7,500-10,000kW	10,000-30,000kW	30,000-37,500kW	37,500-50,000kW	50,000kW-	全体合計
2017年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2018年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2019年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2020年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	2(1)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	2(1)
2021年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	3(1)	0(0)	34(2)	0(0)	0(0)	0(0)	37(3)
2022年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	19(5)	0(0)	21(1)	0(0)	0(0)	0(0)	40(6)
2023年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	2(1)	0(0)	40(2)	31(1)	0(0)	0(0)	73(4)
	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	27(8)	0(0)	95(5)	31(1)	0(0)	0(0)	152(14)

※ 2024年3月末時点
※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

■ 調達価格・基準価格は、陸上風力発電が 14 円/kWh（2024 年度入札における上限価格）、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）などであるが、海外の買取価格と比べて高い（参考 28）。

【参考 28】風力発電（20,000kW）の各国の買取価格等



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

■ 陸上風力発電については、2021 年度から入札制に移行（対象：第１回 250kW 以上、第２・３・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 として実施した。その結果、第３回では、落札容量 1,000MW（落札件数 20 件）で全量落札となり、また、応札容量が 1,300MW を上回ったため、指針に基づき、追加入札を実施した。追加入札における上限価格は 14.08 円/kWh、募集容量は 166MW となった。また、第４回では、応札容量 885MW（応札件数 17 件）と募集容量を下回り、応札分は全件落札された。

■ 一方で、平均落札価格は第３回が 14.08 円/kWh、追加が 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。

(1) 陸上風力発電のコスト動向

① 陸上風力発電（新設）の資本費

■ 陸上風力発電の想定値を算定するためのコスト分析（資本費、接続

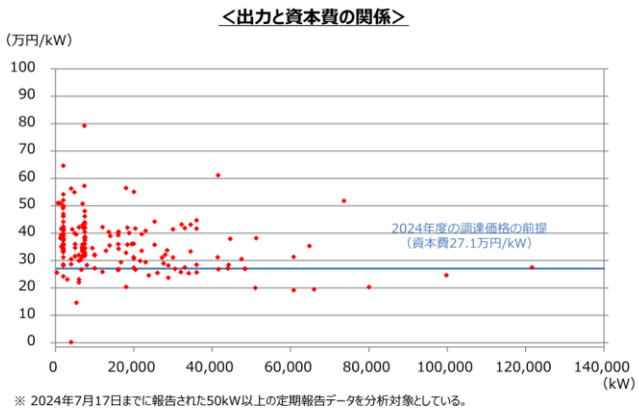
費、運転維持費、設備利用率）は、50kW 以上を対象に実施した。

■ 資本費の定期報告データは 188 件。2024 年度及び 2025 年度の調達価格等における資本費の想定値 27.1 万円/kW に対して、定期報告全体での中央値は 35.2 万円/kW。ただし、

- 7,500kW 以上（旧環境影響評価制度の第２種事業の対象）では 31.6 万円/kW
- より大規模な 30,000kW 以上では 28.4 万円/kW
- さらに大規模な 37,500kW 以上（現行の環境影響評価制度の第２種事業の対象）では 27.5 万円/kW

となっており、大規模案件ほど低い資本費で事業を実施できている傾向にある（参考 29）。

【参考 29】陸上風力発電の規模別の資本費



※ 2024年7月17日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

<規模帯と資本費が低い事業の割合>

（各規模での資本費（実績）において、2024年度の想定値27.1万円/kWより低い事業者の割合（件数ベース））

規模	2024年度の想定値より資本費が低い事業の割合（件数ベース）
50kW以上（188件）	15%（35.9／35.2）
7,500kW以上（82件）	26%（33.3／31.6）
30,000kW以上（33件）	39%（32.3／28.4）
37,500kW以上（19件）	47%（30.8／27.5）

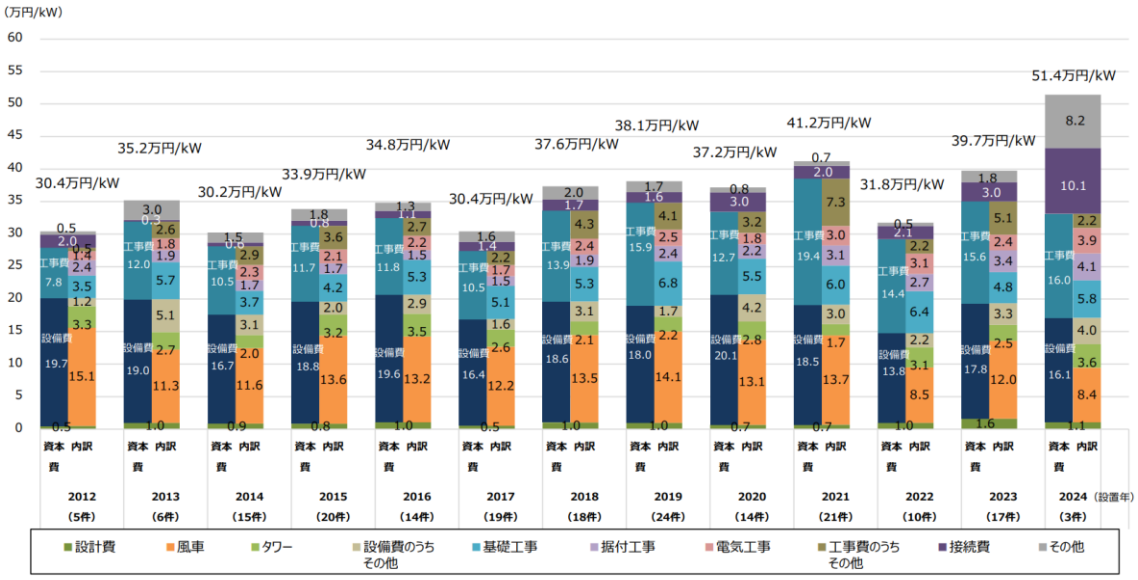
※括弧内は資本費の平均値／中央値

■ 陸上風力発電の資本費を設置年別に分析すると、2022 年に大きく低下し、その後は増加傾向となっているが、各設置年の件数が少なく、各費目において設置年ごとのばらつきが大きいことに留意する必要がある[8]（参考 30）。

---

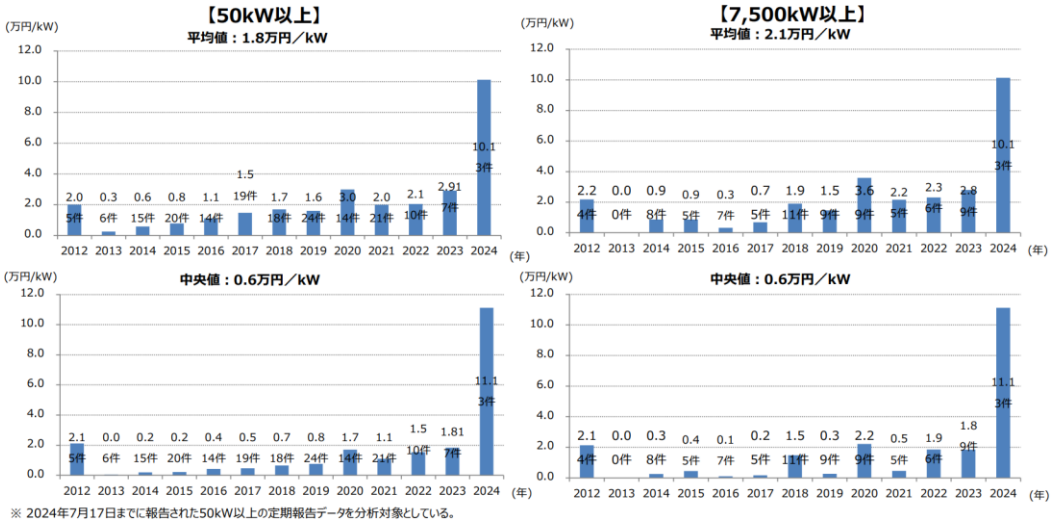
[8] なお、2024 年度設置案件は３件のみであり、接続費が約 11 万円/kW の案件（設備容量約 70,000kW）が１件、約 19 万円/kW の案件（設備容量約 40,000kW）が１件あったことによって平均値が大幅に引き上がっている。また、そのいずれの案件も系統接続距離が約 45km と非常に長い一方、資本費データの全設置年分において 40km 以上の案件は３件のみ。また、開発権利代等によりその他の費目が 10 万円/kW を超える案件が２件あり、平均値を引き上げている。

【参考 30】陸上風力発電の資本費及びその構成の設置年別推移



■ 定期報告データにより、接続費（資本費の内数）を設置年別に分析すると、平均値は 1.8 万円/kW、中央値は 0.6 万円/kW となっており、高額な案件が全体の平均値を引き上げていることを勘案して中央値を参照すると、想定値（1.0 万円/kW）を下回った。なお、7,500kW 以上の比較的大規模な案件に限定して分析しても、同様の傾向がみられた（参考 31）。

【参考 31】陸上風力発電の接続費の推移



② 陸上風力発電の運転維持費

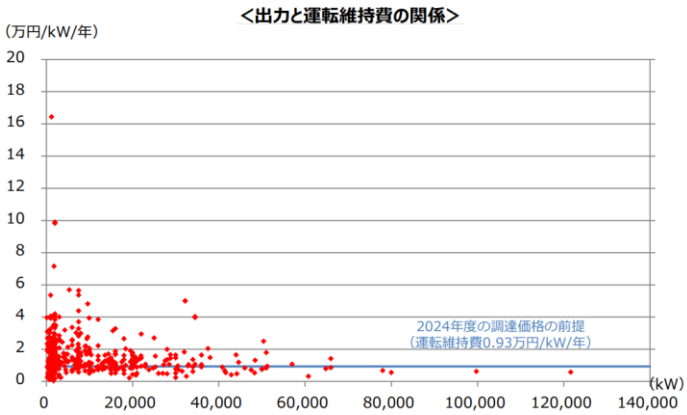
■ 運転維持費の定期報告データは 499 件であった。2021～2024 年度の調

達価格等における想定値 0.93 万円/kW/年に対して、定期報告データ全体での中央値は 1.27 万円/kW/年となっている。ただし、

- 7,500kW 以上（旧環境影響評価制度の第２種事業の対象）では 1.07 万円/kW/年
- より大規模な 30,000kW 以上では 0.90 万円/kW/年
- さらに大規模な 37,500kW 以上（現行の環境影響評価制度の第２種事業の対象）では 0.81 万円/kW/年

となっており、大規模案件ほど低い運転維持費で事業を実施できている傾向にある（参考 32）。

【参考 32】陸上風力発電の規模別の運転維持費



※ 2024年7月17日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。

<規模帯と運転維持費が低い事業の割合>

規模	2024年度の想定値より運転維持費が低い事業の割合（件数ベース）
50kW以上（499件）	29%（1.57／1.27）
7,500kW以上（190件）	37%（1.30／1.07）
30,000kW-（51件）	53%（1.25／0.90）
37,500kW-（28件）	64%（0.97／0.81）

※括弧内は運転維持費の平均値／中央値

③ 陸上風力発電の設備利用率

■ 設備利用率について設置年別・期間別に見ると、期間ごとの設備利用率は、その年々の風況等により、ばらつきがあるものの、設置年ごとの設備利用率については、全体的に、設置年が近年になればなるほど、大きくなる傾向にある。例えば、風車の大型化等によって、より高効率で発電できる風車が増加していると考えられ、2025 年度の想定値 29.1%を超えるデータもいくつか見られる（参考 33）。

■ これまでの本委員会では、直近３年の各年に設置された案件の中央値を平均した値に着目してきた。設置年別に直近３年間の設備利用率データの平均値・中央値に着目すると、2021 年から 2023 年までのそれぞれの年における設置案件の平均値を平均した値は 28.8%、中央値を平均した値は 29.0%と、2025 年度の想定値とほぼ同水準である。

【参考 33】陸上風力発電の設置年別の設備利用率

50kW以上全体		設備利用率（平均値）			
		2023年6月～2024年5月のデータ	2022年6月～2023年5月のデータ	2021年6月～2022年5月のデータ	左記３年間での各年データ平均
設置年	2023年	30.6%（6）			30.6%（6）
	2022年	26.9%(12)	24.5%（4）		26.3%(16)
	2021年	27.4%（9）	28.9%（7）	35.8%（3）	29.3%(19)
	2020年	25.9%(19)	26.9%(15)	27.5%(12)	26.6%(46)
	2019年	24.5%(23)	25.7%(22)	25.7%(23)	25.3%(68)
	2018年	25.6%（7）	25.5%（8）	24.7%（8）	25.2%(23)
	2017年	25.4%(22)	23.7%(19)	24.8%(19)	24.7%(60)
	2016年	23.7%(19)	24.9%(16)	26.1%(17)	24.8%(52)
	2015年	23.9%(21)	26.2%(22)	26.6%(23)	25.6%(66)
	2014年	23.5%(20)	23.8%(18)	25.1%(22)	24.2%(60)

平均 28.8%

※括弧内は件数

50kW以上全体		設備利用率（中央値）			
		2023年6月～2024年5月のデータ	2022年6月～2023年5月のデータ	2021年6月～2022年5月のデータ	左記３年間での各年データ平均
設置年	2023年	31.1%			31.1%
	2022年	25.1%	24.6%		24.8%
	2021年	28.6%	30.7%	34.1%	31.1%
	2020年	24.2%	26.7%	26.6%	25.8%
	2019年	25.4%	25.9%	25.1%	25.5%
	2018年	25.3%	26.6%	25.4%	25.7%
	2017年	24.9%	22.8%	25.0%	24.2%
	2016年	23.8%	26.0%	26.5%	25.4%
	2015年	25.9%	27.2%	28.1%	27.1%
	2014年	23.3%	25.4%	25.8%	24.8%

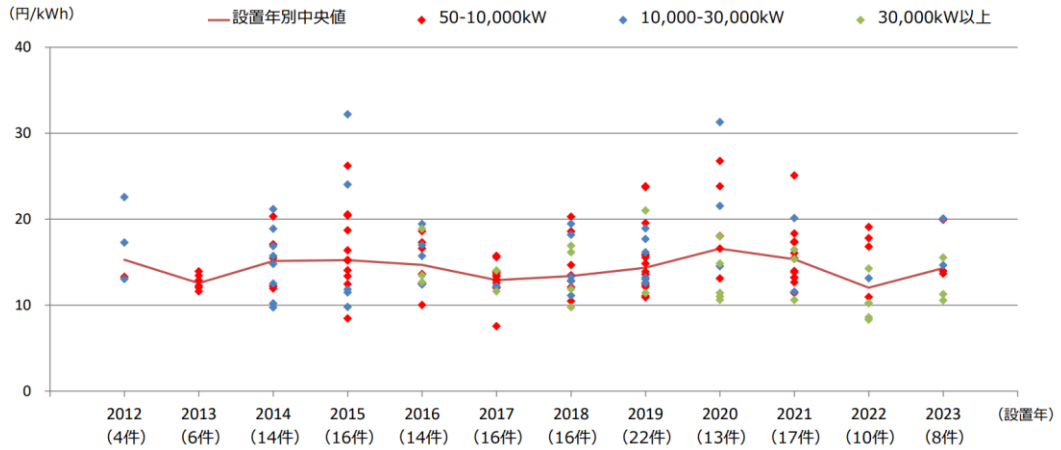
平均 29.0%

④ 陸上風力発電の kWh 当たり発電コスト

■ 陸上風力発電について案件ごとの kWh 当たりコストを分析すると、各設置年別の中央値は、10 円台で推移していることが分かった。

■ また、各案件の kWh 当たりのコストをプロットすると、案件ごとのばらつきは大きいものの、従来設定していた価格目標（８～９円/kWh）付近のコストで事業を実施できている案件もある（参考 34）。

【参考 34】陸上風力発電の設置年別の kWh 当たりの発電コスト



※ 2024年7月17日までに報告された50kW以上の定期報告データを分析対象としている。
※（資本費＋運転維持費）／発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。割引率は3%と仮定。最新の調達価格等の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機械的・簡易的に計算した。

⑤ 陸上風力発電（リプレース）のコスト動向

■ リプレース区分における資本費データ（14 件）の平均値は 36.3 万円/kW、中央値は 36.2 万円/kW であり、2024 年度の想定値（26.1 万円

/kW）[9]を上回った。なお、7,500kW 以上（６件）では、平均値は 30.8 万円/kW、中央値は 31.0 万円/kW であり、より大規模な 30,000kW 以上（１件）では、27.8 万円/kW と、新設同様に大規模案件ほど低い資本費で事業を実施できている傾向があった。一方で、件数が限定されているため、リプレース区分の資本費の検討にあたっては、引き続き実態把握が必要。

■ 運転維持費の定期報告データは 10 件で、平均値は 2.0 万円/kW/年、中央値は 1.7 万円/kW/年であり、想定値（0.93 万円/kW/年）を上回った。なお、7,500kW 以上（２件）では、1.3 万円/kW/年であり、件数が少ないことに留意が必要であるが、新設同様に大規模案件ほど低い運転維持費で事業を実施できている傾向があった。

■ 設備利用率のデータは６件で、平均値は 27.8%、中央値は 27.9%であり、想定値（28.0%）と同水準であった。

(2) 陸上風力発電（新設）の 2027 年度の入札上限価格及び調達価格等

① 2027 年度の入札上限価格の設定方法

■ 上限価格の設定にあたっては、以下の点に留意しつつ、検討を行った。

- ➢ 価格の設定に当たっては、コストデータに加えて自立化に向けた道筋も見据える必要があること。
- ➢ 今年度入札における平均落札価格は 12.73 円/kWh と、上限価格 14.00 円/kWh より一定程度下回っており、こうした落札案件においては、効率的な費用水準が想定されること。
- ➢ 20 年間を超えて運転を継続する風車も出てきており、調達期間終了後も長期に安定して稼働する電源となるよう、引き続き動向を把握する必要があること。

■ 資本費については、昨年度と同様に、37,500kW 以上の中央値に着目す

---

[9] 資本費は、電源線等の系統設備は基本的に全て流用可能であることから、同年度の陸上風力発電（新設）の想定値から接続費を差し引いた値を採用しており、運転維持費・設備利用率は、新設の場合と特段別異に取り扱う理由がないことから、同年度の陸上風力発電（新設）の想定値と同じ値を採用している。

ると 27.5 万円/kW であり、2025 年度の想定値 27.1 万円/kW と概ね同水準であることから、2027 年度の想定値は、2025 年度の想定値を据え置くこととした。

■ 運転維持費については、同様に 37,500kW 以上の中央値に着目すると 0.81 万円/kW/年と、2025 年度の想定値 0.85 万円/kW/年と概ね同水準であることから、2027 年度の想定値は、2025 年度の想定値を据え置くこととした。

■ 設備利用率については、昨年度と同様、設置年別に直近３年間（2021,2022,2023 年）の設備利用率データの平均値・中央値に着目すると、2021～2023 年設置案件のそれぞれの平均値を平均した値は 28.8%、中央値を平均した値は 29.0%と、2025 年度の想定値 29.1%とほぼ同水準。こうした分布もふまえ、2027 年度の想定値は、2025 年度の想定値を据え置くこととした。なお、資本費や運転維持費同様、37,500kW 以上の中央値に着目すると、2021 年設置分が０件であるため、直近２年間でしか算定ができず単純比較はできないが、2022～2023 年設置それぞれの中央値を平均した値は 30.8%であった。風車の大型化・効率化についても考慮しつつ、引き続き実態把握を進める必要がある。

■ 定期報告データに着目すると、コストの低減傾向は注視が必要な状況であるものの、引き続き自立化に向けて、より一層のコスト低減を促していく必要がある。実際、入札における平均落札価格は低減していること（低減率[10]：第２回▲3.5%、 第３回▲10%、第４回▲10%）や、発電コスト検証ワーキンググループにおいても、建設費について、IEA「World Energy Outlook」(2023) のデータによる算出により、2023 年から 2040 年への低減率が７－９％とされていること等を踏まえると、より低い価格で事業実施を行う余地はあると考えられる。

■ また、陸上風力発電の運転年数については、風車の設計寿命が 20 年以上であり、多くの事業計画でも 20 年間の使用を念頭に置いている実態を踏まえ、これまで 20 年間を想定していた。しかし、昨年度、RPS 移行案件を対象にヒアリングを行ったところ、定期的なメンテナンス等

[10] 第３回入札は応札容量が 1,300MW を上回ったため、指針に基づき、第３回入札の平均落札価格 14.08 円/kW を上限に追加入札を実施し、平均落札価格 12.42 円/kW。第４回▲10%は、第３回入札と第４回入札を比較した低減率。

の取組により、実際に20年間以上運転を継続している事業者も一定数見られており、今年度の本委員会でも、事業者団体から、設計耐用年数25年間の認証を取得した風車の採用によりコスト低減を進めることが可能との説明があった。発電コスト検証ワーキンググループにおけるコスト試算においても、陸上風力は運転年数25年を基本ケースとしている。

■ こうした動向等も踏まえ、自立化に向けて、調達期間終了後も長期安定的な稼働を継続するよう促していく観点から、想定する運転年数については25年と設定した[11]。

■ 陸上風力発電のIRRについては、FIT制度当初の利潤配慮期間の終了以降、2014年度の本委員会において、「供給量勘案上乗せ措置」として、利潤配慮期間に上乗せされてきたIRR１～２％分に相当する分を上乗せした[12]。

■ こうした中で、2020年度の本委員会では、資金調達コストの低減の一部を反映させ、2021～2023年度の陸上風力発電のIRRの想定値を１％低減させ、また、2021年度の本委員会では、直近の認定・入札結果[13]や事業環境変化等も踏まえて、2024年度のIRRの想定値を、さらに１％低減させて、新設区分は６％、リプレース区分は４％とした。

2027年度のIRRの想定値については、民間機関の調査によれば、日本の陸上風力発電の資金調達コストは、供給量勘案上乗せ措置を導入することとした2014年下半期と比較して、３％程度低減していること（2023年下半期）や、2027年度まで向こう２年間の期間があることを踏まえて、さらに１％低減させて、新設区分は５％とした。

---

[11] 事業用太陽光と同様に、2027年度の調達期間/交付期間終了後の売電価格の想定値については、2016年度（電力小売全面自由化）から2023年度までのシステムプライス平均値の平均（但し、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2021～2022年度を除く）を採用し、9.64円/kWhを想定。

[12] 2014年度の算定委においては、2015年度のIRRを８％と設定した。

[13] 入札制に移行した2021年度以降も平均落札価格は下降傾向で、直近回は平均落札価格12.73円/kWhと、上限価格14.00円/kWhより一定程度下回っている。事業者へのヒアリングによると、コスト効率化に加えて、PPAによる収益等も安価なFIP価格による事業実施に寄与していることが確認されている。

② 2027 年度の入札対象範囲外の調達価格の設定方法

■ 2027 年度の入札対象範囲外の調達価格については、2022～2026 年度と同様、入札上限価格と整合的になるように設定することが適切であるため、入札区分における上限価格と同様の考え方に基づき設定することとした。

(3) 陸上風力発電（リプレース）の 2025 年度の調達価格/基準価格

■ これまで、リプレース区分については、FIT 認定の件数・容量が限定的であり、入札がもたらす競争・価格低減のメカニズムが期待しにくいことから、入札制の対象としないこととしてきた。引き続き、同様の傾向にあることから、2025 年度についても、入札制の対象としないこととした。

■ その上で、調達価格については、新設区分とは資本費と IRR のみ異なるという考え方に基づき想定値を設定してきた。

■ 資本費については、現時点までに得られている定期報告データは 14 件のみであるところ、引き続き実態把握に努めることとし、2025 年度のリプレース区分の資本費の想定値については、2024 年度までと同様、2025 年度の入札対象範囲外の調達価格における資本費の想定値から接続費（1.0 万円/kW）を差し引く考え方にもとづき設定した（参考 35）。

■ IRR については、2025 年度の新設区分において 2024 年度の想定値を維持していることから、リプレース区分についても、2024 年度の想定値を維持することとした（参考 35）。

【参考 35】陸上風力発電（新設・リプレース）の想定値

年度	2024年度		2025年度		2026年度		2027年度	
区分	新設	リプレース	新設	リプレース	新設 ※	リプレース	新設 ※	リプレース
資本費［万円/kW］	27.1	26.1	27.1	26.1	-	-	27.1	-
運転維持費［万円/kW/年］	0.93	0.93	0.85	0.85	-	-	0.85	-
設備利用率［%］	28.0	28.0	29.1	29.1	-	-	29.1	-
IRR［%］	6	4	6	4	-	-	5	-

※2026年度価格は価格目標の達成に向けた道筋が見えるかたちで、上限価格を設定。
※2027年度価格は、運転年数25年を前提に上限価格を設定。

(4) 陸上風力発電の 2026 年度に FIP 制度のみ認められる対象

■ 昨年度の本委員会で、陸上風力発電については、入札結果や他の電源の FIP 対象等を踏まえ、50kW 以上を 2025 年度に FIP 制度のみ認められ

る対象として設定した。

■ 2026 年度についても、同様に陸上風力発電の電力市場への統合を促していく観点から、50kW 以上を FIP 制度のみ認められる対象とした。

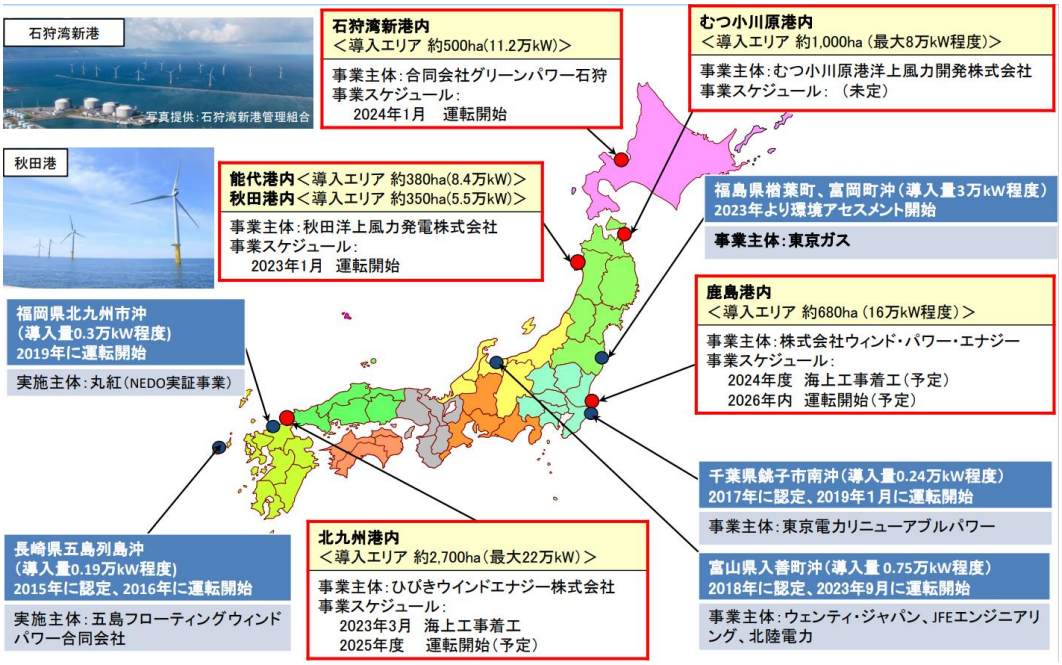
■ なお、陸上風力については、2024 年 11 月時点で計 48 件・約 1,337MW の FIP 認定、計 37 件・約 1,187MW の認定申請が確認できている。

■ また、リプレース区分については、他の電源のリプレース区分等を踏まえ、2025 年度は 1,000kW 以上を FIP 制度のみ認められる対象とした。2026 年度も同様とし、FIP 制度の動向等に注視することとした。

(5) 着床式/浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の取扱い

■ 洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）においては、条例や港湾法に基づき海域占有許可を得た上で、小規模な洋上風力発電の導入が進んでいる（参考 36）。

【参考 36】港湾法・都道府県条例に基づく海域占用許可



■ 洋上風力発電について、以下のとおり、資本費、運転維持費の定期報告データおよび設備利用率のデータが得られた。ただし、一部実証機によるものが含まれている点に留意が必要である。

➢ 資本費の定期報告データは６件得られた。そのうち実証機２件の平

均値は 205.6 万円/kW であり、想定値（56.5 万円/kW）を上回った。商用機４件の平均値は 77.9 万円/kW であり、想定値を上回ったものの、実証機の平均値を大きく下回った。

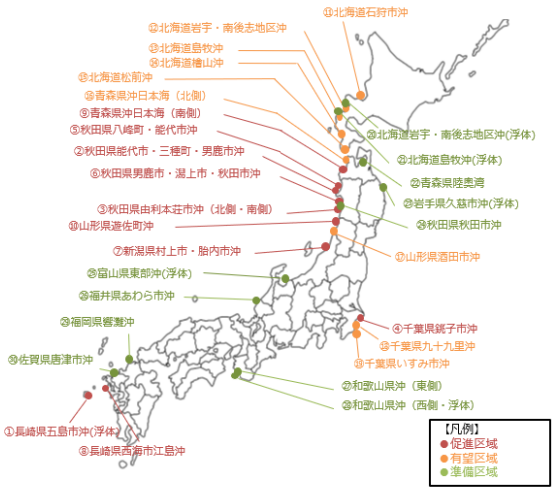
- 運転維持費の定期報告データは３件得られた。そのうち実証機は１件で 5.1 万円/kW/年であり、想定値（2.25 万円/kW/年）を上回った。商用機２件の平均値は 2.8 万円/kW/年であり、想定値（2.25 万円/kW/年）をやや上回った。

- また、設備利用率のデータは４件で、平均値は 28.3%であり、想定値（30.0%）をやや下回った。

■ また、洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）については、参考 37 にあるとおり、再エネ海域利用法に基づき、各区域における協議会の進捗、促進区域指定基準への適合状況や都道府県からの情報提供を踏まえ、促進区域の指定や公募の実施、事業者選定等を進めている。

【参考 37】再エネ海域利用法の施行等の状況

区域名			万kW
促進区域	事業実施区域	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	49.4
		③秋田県由利本荘市沖	84.5
		④千葉県銚子市沖	40.3
		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
		⑨青森県沖日本海(南側)	61.5
		⑩山形県遊佐町沖	45.0
有望区域		⑪北海道石狩市沖	91～114
		⑫北海道岩宇・南後志地区沖	56～71
		⑬北海道島牧沖	44～56
		⑭北海道檜山沖	91～114
		⑮北海道松前沖	25～32
		⑯青森県沖日本海（北側）	30
		⑰山形県酒田市沖	50
		⑱千葉県九十九里沖	40
		⑲千葉県いすみ市沖	41
準備区域		⑳北海道岩宇・南後志地区沖(浮体)	㉖福井県あわら沖
		㉑北海道島牧沖(浮体)	㉗和歌山県沖（東側）
		㉒青森県陸奥湾	㉘和歌山県沖（西側・浮体）
		㉓岩手県久慈市沖(浮体)	㉙福岡県響灘沖
		㉔秋田県秋田市沖	㉚佐賀県唐津市沖
		㉕富山県東部沖(浮体)	



※ 浮体式の公募では売電価格は固定価格とし、事業性評価のみで選定。

① 2026 年度の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の取扱い

■ 昨年度の本委員会では、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）における複数事業者の参加状況や評価結果を踏まえ、再エネ海域利用法適用外を含め、国内の着床式洋上風力発電において、一定程度の競争効果が見込まれることから、2025 年度については、入札制を適用することとした。

■ 国内における洋上風力発電の FIT 認定件数・認定容量は 14 件・

2,513MW（2024年11月時点）、うち再エネ海域利用法適用外は11件・771MWと、一定の実績があることや、2022年12月に開始した着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）公募では、対象区域全てにおいて複数事業者から公募占用計画の提出があるなど、国内の着床式洋上風力発電が競争的であることは変わらない。このため、2026年度の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）についても入札制を採用することとした。

■ ただし、単年度ベースで見た場合には、これまでには認定案件のない年度や入札における事業者の応札がない年度が存在したことも踏まえ、上限価格を事前非公表とすることで上限価格を意識した競争を促すこととした。

② 2027年度の浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の調達価格/基準価格

■ 国内における浮体式洋上風力発電のFIT認定量は２件・31MW、導入量は１件・２MWとなっており、導入済みの発電事業は、実証事業として導入され、実証事業終了後から現在まで、運転を継続しているものである。国内外において、現時点では大規模な商用発電所の運転開始に至っていない。

■ また、長崎県五島市沖における浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）の公募の選定事業者の供給価格は、2026年度までの浮体式洋上風力発電の調達価格/基準価格と同じ36円/kWhである。

■ 浮体式洋上風力発電については、上述の動向を踏まえ、将来的な浮体式洋上風力発電の普及拡大を見据えつつ、事業者の予見可能性を高めることが重要であることから、引き続き、2026年度の想定値を維持することとした。

■ その上で、今後の浮体式洋上風力発電の取り扱いについては、技術開発の支援や人材育成へ向けた取組、EEZへの導入拡大へ向けた具体的制度の検討が進んでおり、導入の拡大及びコストの低減が期待できることを踏まえ、将来的な調達価格/基準価格の引き下げについても、支援のあり方と併せて検討を進めることとした。

(6) 洋上風力発電の2027年度にFIP制度のみ認められる対象

■ 昨年度の本委員会で、2026年度の着床式洋上風力発電については、再

エネ海域利用法適用対象の公募における複数事業者の参加状況・評価結果や将来的なアジア市場等への展開を見据えた国内の環境整備等を踏まえて、FIP 制度のみ認められる対象とした。

■ 一方で、浮体式洋上風力発電については、国内外においても、現時点では大規模な商用発電所の運転開始に至っていないことを踏まえて、2026 年度も FIP 制度のみ認められる対象を設けないこととした。

■ 足元においても、こうした状況は変わらないことから、2027 年度においても、洋上風力発電の FIP 制度のみ認められる対象は 2026 年度と同様とした。

(7) 大規模な洋上風力発電に係る電源投資を確実に完遂させるための制度のあり方について

① 洋上風力発電に係る電源投資を確実に完遂させるための制度のあり方

■ 政府全体の GX に向けた議論では、2050 年カーボンニュートラルの実現、GX の加速に向けて、投資回収の予見性が立てづらい脱炭素電源投資を促進することの重要性が指摘されている。特に、昨年８月 27 日に開催された第 12 回 GX 実行会議においては、大型電源については投資額が大きく、総事業期間も長期間となるため、収入・費用の変動リスクが大きくなる中で、事業者の予見可能性を高めるためには、このようなリスクに対応するための事業環境整備を進める必要がある点が指摘されているところ。

■ こうした点を踏まえ、昨年９月 11 日に開催された第 68 回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においては、大規模な再エネ電源投資を確実に完遂するための制度のあり方が検討され、大規模な洋上風力発電への電源投資が確実に完遂されるようにするため、収入・費用の変動に対して強靭な事業組成を促進することを通じて、事業実施の確実性を高めていく方向性が示されている。

■ それを受けて、洋上風力促進 WG・洋上風力促進小委員会合同会議では、世界的にサプライチェーンの逼迫やインフレ等の事業環境変化が起きている中で、国民負担に中立的な形で、洋上風力発電に係る電源投資を確実に完遂させるための制度のあり方（事業実施の確実性を高めるための規律強化・環境整備）について、再エネ海域利用法の制度

見直しの方向が取りまとめられた。

■ この制度見直しには、再エネ海域利用法の公募占用指針に記載する際に調達価格等算定委員会への意見聴取事項となる、①保証金に関する事項（撤退や遅延を抑止する保証金制度の見直し）や、②基準価格/調達価格に関する事項（電源投資を確実に完遂させるための価格調整スキームの導入）が含まれている。

■ 再エネ海域利用法に関する制度見直しについては、再エネ海域利用法全体の基本的な運用指針を定める「一般海域における占用公募制度の運用指針」（以下「運用指針」という。）の改訂が進められていたところ、今後、個別の公募の実施の際には、再エネ海域利用法の規定に基づき、改訂後の運用指針に基づき策定した各海域の公募占用指針の規定事項案について、本委員会で検討されることとなるが、運用指針の原案が固まったため、関係審議会からの要請も踏まえ、その改訂の方向性について、本委員会で検討することとした。[14]

② 保証金に関する事項（保証金の額・遅延金）

■ 保証金は、落札者の確実な事業実施を担保する観点から、2020 年２月に調達価格等算定委員会での議論を経て設定。[15]

■ 洋上風力促進 WG・洋上風力促進小委員会において、ウクライナ危機によるサプライチェーンの逼迫やインフレ等の影響により、世界では洋上風力発電プロジェクトが中断・撤退する事例が複数発生していることから、こうした事業環境下であっても事業実施を担保させる効果を及ぼす保証金については、諸外国（ドイツやデンマーク、オランダ）の最新の保証金制度を参考に考え方を整理してはどうかとの意見が取

---

[14] 再エネ海域利用法においては、経済産業大臣・国土交通大臣が促進区域を指定したときは、当該区域内で再エネ発電事業を行うべき者を公募により選定するため、公募占用指針を定めなければならないこととされており、その公募占用指針のうち、供給価格上限額等に関する事項（再エネ海域利用法第 13 条第 2 項第 1 号・第 4 号～第 10 号に係る事項）については、法律上、調達価格等算定委員会の意見を尊重して決定することとされている。

[15] 現行の保証金については、第１次保証金（500 円/kW）及び第２次保証金（5,000 円/kW）の額については、FIT 制度の保証金額を踏襲し、第３次保証金（13,000 円/kW）の額については、再エネ海域利用法と類似のルールを運用するオランダやデンマーク、ドイツの例を参考に設定。

りまとめられている。

■ 上記の関係審議会において示された方向性に基づき、具体的には、保証金の額について、諸外国（デンマーク、オランダ、ドイツ）における最新の保証金額の平均を日本の第３次保証金額として設定し、第２次保証金額も併せて変更することとした。また、併せて、大きな遅延を抑止する観点から、迅速性評価の点数が下がる半年毎に順次保証金を没収し、２年以上の遅延で全額没収することとした（参考 38）。

【参考 38】撤退や遅延を抑止する保証金制度の見直し

		デンマーク (プロジェクト名：Thor)	オランダ (プロジェクト名：IJmuiden Ver)	ドイツ (プロジェクト名：N-9.1-9.3, N-11.2,11.3)	日本（現行）	日本（見直し案）
保証金	第１次保証金（不当な入札の防止）	－	－	(セントラル) 50ユーロ(8,073円)/kW	500円/kW	500円/kW
	第2次保証金等（確実な事業実施の担保①）	－	－	－	5,000円/kW	10,000円/kW
	第3次保証金等（確実な事業実施の担保②）	1,100ﾃﾞﾝﾏｰｸ･ｸﾛｰﾈ (23,702円)/kW ※11億ﾃﾞﾝﾏｰｸ･ｸﾛｰﾈ/PJをkW単位に換算	100ユーロ (16,146円)/kW ※2億ユーロ/PJをkW単位に換算	(セントラル) 200ユーロ(32,292円)/kW	13,000円/kW	24,000円/kW
運開遅延金		2億8000万ﾃﾞﾝﾏｰｸ･ｸﾛｰﾈ (60億3300万円) /6ヶ月遅延毎	1･2ヶ月：1000万ユーロ (16億1500万円)/月 3ヶ月以降：2000万ユーロ (32億2900万円)/月 ※以後、保証金2億ユーロに達するまで2000万ユーロ/月を没収	・施工完了予定日までに最低１基の運転開始準備ができていない場合：残る保証金の12分の１を毎月没収 ・施工完了予定日から６ヶ月以内に、計画容量の95%以上が運転開始に至っていない場合：計画容量に対する運転開始がなされていない容量の割合を残る保証金に掛けた金額を没収	保証金の全額没収 （評価点が下がる場合のみ）	～６カ月　4,000円/kW ６～12か月　8,000円/kW 12～18カ月　16,000円/kW 18～24か月　20,000円/kW 24か月～　24,000円/kW
撤退違約金		全額没収	全額没収	全額没収	全額没収	全額没収

注：レートは2023年９月～2024年８月の月中平均TTBレートの単純平均で換算(21.55円/ﾃﾞﾝﾏｰｸ･ｸﾛｰﾈ、161.46円/ユーロ)

③ 価格調整スキームによる官民のリスク分担のあり方

■ 第 68 回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において、大規模な洋上風力発電については、①投資額が大きく総事業期間も長期間となることや、②サプライチェーンの混乱、インフレによる開発費用の増大等により、海外において大規模な洋上風力プロジェクトからの撤退事例が複数生じていること、③我が国の電力供給の一定割合を占めることが見込まれること等、電源投資を確実に完遂していく必要性が大きいことから、収入・費用の変動リスクへの対応を検討していくこととされた。

■ それを受けて、洋上風力促進 WG・洋上風力促進小委員会において、撤退や遅延を抑止する保証金制度の見直し（保証金の増額）等と併せて、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ことにより、物価変動率の変動

を基準価格に連動させる「価格調整スキーム」を適用する方向性が示されたところ。具体的には、洋上風力発電は事業費の大半を資本費が占めており、資材価格等の変動は事業撤退リスクに直結し得ることを踏まえ、「落札後１度のみ調整を行う方式（１回調整方式）」を採用し、建設期間における資材価格等の変動を基準価格に連動させてはどうかとの意見が取りまとめられた。

■ 上記の関係審議会において示された方向性に基づき、例外的に、大規模な洋上風力発電に限り、価格調整スキームを適用し、落札後１度のみ資材価格等の変動に応じた調整を行うこととした。

■ その際に、以下の論点について整理を行った。

- 価格調整スキームの式について、どのように考えるべきか。特に、基準価格に連動させる物価変動率について、着目する指標やその割合について、措置適用の趣旨を踏まえ、どのように設定すべきか。
- 物価変動率の算出時に参照する物価指数の考え方について、措置適用の趣旨を踏まえ、どのように整理すべきか。
- 価格調整スキームを適用する物価変動率の上下限や、事業者が必要なリスクプレミアムの低下に応じた IRR の設定について、官民のリスク分担のあり方や国民負担の抑制といった観点を踏まえ、どのように考えることが適切か。

a） 価格調整スキームの式

■ 再エネ海域利用法に基づく第１～３ラウンド公募の自然条件を基に、最新の NEDO 着床式洋上風力コストモデルを活用して着床式洋上風力発電のコスト構成を試算すると、資本費と運転維持費の比率は７：３であった[16]。事業費の大半を資本費が占めることから、 資材価格等の変動が事業撤退リスクに直結し得ることを踏まえ、関係審議会における議論に基づき、物価変動率は、資本費部分に相当する基準価格の７/10 に連動させることとした。また、インフレの場合と同じ方式により、デフレの場

[16] 15MW 風車を用いた、500MW のウィンドファーム（第１～３ラウンドの平均）を想定。資本費と運転維持費の比を算出するに当たっては、コスト検証 WG を参考に、割引率３％で運転維持費を割り引いて現在価値を算出。

合にも基準価格を物価変動に連動させることとした。

■ また、物価変動率の算定にあたり、参照する物価指数や係数の設定については、関係審議会において、洋上風力発電における資本費に占める割合の大きい風車、施工、基礎、ケーブル費用に関する物価指数を考慮し、同資本費に占める割合を係数として設定することが議論されたことも踏まえ、下記の物価指数で設定し、割合については、第１～３ラウンド公募の自然条件を基に、最新の NEDO 着床式洋上風力コストモデルを活用して試算した下表の値を設定することとした（参考 39）。

【参考 39】着床式洋上風力の資本費の構成

費目	費用 [万円/kW]	割合	参照する物価指数	備考
風車	22.84	55%	・【日銀】国内企業物価指数(鉄鋼) ・【厚労省】毎月勤労統計調査 現金給与総額 季節調整済指数及び増減率－就業形態計(５人以上)(製造業) ・【日銀】国内企業物価指数(産業用電気機器) ・【日銀】国内企業物価指数(A重油/B重油・C重油)	・風車の費用としては、材料費、労務費、その他製造にかかる費用(製造費、燃料費)に大別でき、これらのコストを**1：1：1：1**と捉える。 ・風車の素材の大半は鉄鋼であるため、材料費は**鉄鋼価格**の指数を、労務費は製造業の**人件費**の指数を、その他製造にかかる費用は製造費や輸送費であるため、**産業用電気機器**と船舶燃料である**重油**の価格指数を使用する。重油について、洋上施工等で使用する船舶の燃料には、A重油もC重油も使用されうるため、**「A重油」及び「B重油・C重油」の平均**を使用する。
施工	13.24	32%	・【国交省】建設工事費デフレーター(港湾・漁港) ・【国交省】建設工事費デフレーター(電力)	・施工の費用としては、洋上施工、陸上施工にかかる費用に大別でき、これらのコストを**5：3**と捉える。 ・建設工事費デフレーターの工事種類の項目として、住宅、道路、鉄道、空港港湾・漁港、電力等があるが、洋上施工については、洋上施工費に一番近しい**港湾・漁港での建設工事費の指数**を使用する。 ・陸上施工については、陸上施工費に一番近しい**電力に関する建設工事費の指数**を使用する。
基礎	2.39	6%	・【日銀】国内企業物価指数(鉄鋼)	・基礎の費用は鋼材価格をベースに算出されており、基礎の素材の大半は鉄鋼であるため、**鉄鋼価格**の指数を使用する。
アレイケーブル・エクスポートケーブル	1.97	5%	・【日銀】国内企業物価指数(電力・通信用メタルケーブル)	・現状、洋上用電力ケーブルのみを参照する指数はないため、電力ケーブルを含んだ**電力・通信用メタルケーブル**価格の指数を使用する。
変電所	0.69	2%	－	－
港湾	0.05	0%	－	－

※風車については、為替の変動を考慮し、円/ユーロの為替レート（外国為替及び外国貿易法に基づく外国為替相場）を物価指数に乗じる。但し、為替の影響が既に織り込まれている燃料費については、為替を考慮しない。

b） 物価変動率の算出時に参照する物価指数

■ 再エネ海域利用法に基づく公募の参加者は、見積りにより公募占用計画に記載する供給価格を決定しているが、見積り時点（公募参加時点）において、洋上風力発電設備の調達・施工に要する費用が確定しているものではなく、一般的には、洋上工事開始前に、主な調達・施工に必要な契約が締結され、その時点で調達・施工に要する費用が概ね確定するため、見積りから洋上工事開始前までの物価変動が、調達・施工に要する費用に大きく影響する。

■ こうした状況を踏まえ、基準価格に連動させる物価変動率の算定に必要な変動前物価指数と変動後物価指数は、関係審議会における議論を踏まえ、以下の期間における物価指数とその割合（参考 39 参照）の加重平均を用いて設定することとした。

➢ 変動前物価指数として、公募開始日の属する月の直前の１年間にお

ける物価水準を参照。

- 変動後物価指数として、公募占用計画に記載された洋上工事に係る（電事法第 48 条に規定する）工事計画の届出予定日[17]の属する月の直前の 1 年間における物価水準を参照。

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。

- 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までの間である場合、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。

■ 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

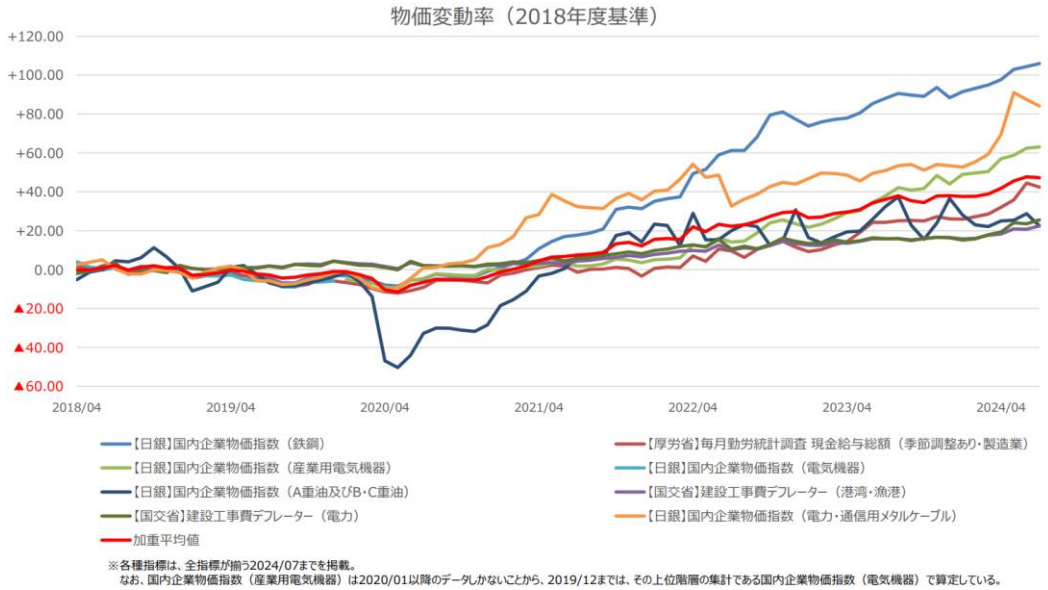
[17] 公募占用計画に記載された届出予定日を基準日とすることから、契約締結や売電開始のタイミングを基準日として価格調整を行うこととした場合と異なり、公募後に、価格調整の基準日が恣意的に調整されることはない。

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た。

- 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（参考 40）。

【参考 40】2018 年度を基準とした物価指数の推移[18]



- 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た。

---

[18] 2018 年度を基準として、洋上風力発電設備の資本費における各費目の構成比で加重平均した物価指数の推移を赤線で示している。

- 但し、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[19]も確認されている。

- 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、上記観点を踏まえ、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た。

■ 下限と IRR に関して、

- 下限については、関係審議会において、IRR 設定に際して資金調達コストに上乗せして考慮するリスクプレミアムや、洋上風力発電事業の実態等を勘案することが議論され、具体的な割合は、IRR の設

[19] 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

定と併せて、本委員会で議論することとされた。

- IRR については、今回、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価格調整スキームを、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で導入することにより、事業者が必要なリスクプレミアムが低下することから、現在の IRR 設定については見直す必要がある。

- 直近の民間調査のデータを踏まえると、足元の洋上風力発電の資金調達コストは概ね４％、最大でも５％未満[20]である。洋上風力発電については、我が国における供給量の状況を踏まえ、陸上風力発電について措置された供給量勘案上乗せ措置に倣い、IRR を適正水準から１～２％上乗せし、５～６％とすることとした（参考 41）。

【参考 41】IRR の水準について（2024 年 11 月 13 日時点）

	（2014年 2Hの実績）	（2023年 2Hの実績）
他人資本（Debt）の割合 自己資本（Equity）の割合	75% 25%	70～75% 25～30%
融資分の資金調達コスト （Cost of Debt）	5.27%	2.50～4.00%
自己資本分の資金調達コスト （Cost of Equity）	8％	4～7%
資金調達コスト	**5.95%**	**2.88～4.90%**

出典：Bloomberg NEFデータより資源エネルギー

- 下限については、官民の適正なリスク分担を実現し、オフテイカーとの交渉において PPA 価格に物価変動率を織り込む等の民間側の適切な努力を促していくもの。民間側が引き受けたリスクに値する費用の増減を民間側に帰属させる観点から、上限と同様に、物価変動

[20] 洋上風力発電の調達区分を設定した 2014 年当時の日本の洋上風力発電の資金調達コストは約６％であったところ、同様のデータで最新（2023 年下半期）の資金調達コストを分析すると、洋上風力発電 の導入拡大による事業リスクの低下等により、最大でも約５％未満まで低減している。

率の正負に関わらず対称に下限を設定することとした。

- 民間側が引き受けるべきリスク水準として下限を設定するにあたっては、①FIP 制度においては、PPA を締結している場合、オフテイカーへの価格転嫁も理論上可能と考えられること、②資本費に占める割合の大きい風車について、風車メーカーとの価格交渉も理論上可能と考えられること、③金融機関や監査法人等へのヒアリングによると、国内の洋上風力発電事業への融資に際しては、元利金の 1.3 倍程度のフリーキャッシュフローが見込まれると確認されていること、を踏まえる必要があると考えられる。

- 他方で、事業者へのヒアリングによると、PPA 契約に物価調整の条項が入っていない実態[21]や、風車メーカーとの契約において、インフレ下でも、取引価格を変更しないといった契約は一部に限られているといった実態も確認されている。こうした足元における洋上風力発電事業の実態等を踏まえつつ、洋上風力発電に価格調整スキームを導入している国としては初の試みとして下限を導入し、民間側での適切なリスク分担を段階的に促していく観点から、設定する下限については、１％から開始することとした。[22]

- その上で、今後も、契約や調達などにおいて、洋上風力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は、設定する下限については、早期に引き上げることを目指すなど、今後不断の見直しを実施していくことが重要である。例えば、日本における洋上風力事業者の資金調達コスト（中間は概ね４％、最大値は概ね５％）と今回設定した IRR（５～６％）の差（１％）を IRR 設定に際して資金調達コストに上乗せして考慮するリスクプレミアムとして想定し、当該リスクプレミアムに対し、価格調整が

---

[21] 民間側がインフレのリスクを一部引き受ける方法に関しては、PPA 契約に物価調整の条項を入れなくても、PPA 価格の設定において、予想される物価変動率 を一定程度勘案するといった方法も存在しており、PPA 契約に物価調整の条項が入っていないことをもって、民間側が物価変動リスクを引き受けることが 困難とは評価できないことに留意が必要。

[22] 民間側がインフレのリスクを一部引き受ける方法に関しては、PPA 契約に物価調整の条項を入れなくても、PPA 価格の設定において、予想される物価変動率を一定程度勘案するといった方法も存在しており、PPA 契約に物価調整の条項が入っていないことをもって、民間側が物価変動リスクを引き受けることが困難とは評価できないことに留意が必要。

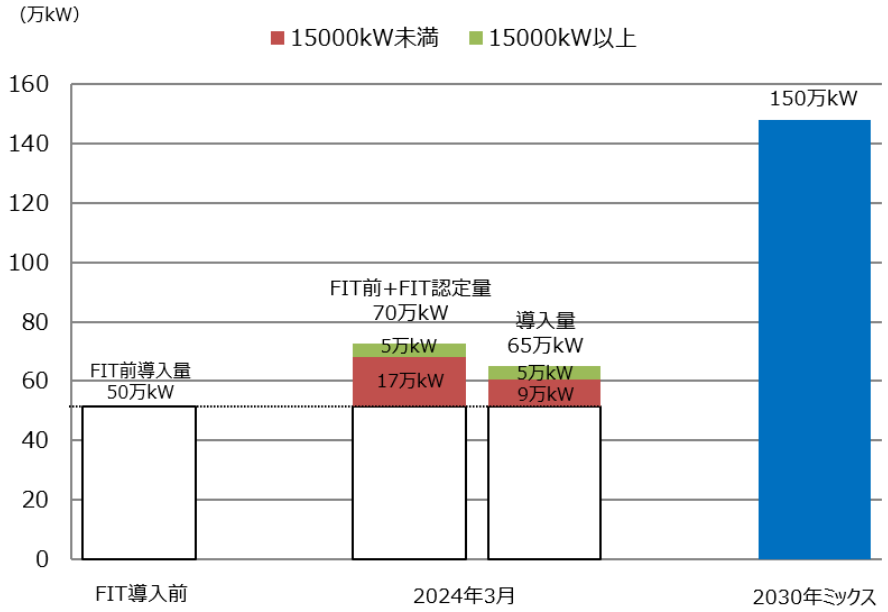
必要な期間（公募から洋上工事開始までの５年間程度）を乗じた５％を、下限の水準として目指していくことが考えられる。一方、短期間で下限の水準を急激に引き上げることは事業性への影響が大きい可能性があることを踏まえ、来年度の本委員会においては、国内の１年間における物価安定目標の水準や IMF による日本の物価変動率見通しも参考に、下限の水準を２％に引き上げることについて、議論することとした。

- なお、下限の水準を議論するにあたっては、下限の水準を高くしすぎると、価格調整スキームによる物価変動リスクの低減効果が弱まるという点も踏まえて、下限の水準をどこまで引き上げるのか議論することとした。

3. 地熱発電

■ 地熱発電については、2030 年エネルギーミックス（150 万 kW）の水準に対して、2024 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 である（参考 42、参考 43）。

【参考 42】地熱発電の FIT・FIP 認定量・導入量



※ 失効分（2024年3月末時点）を反映済。

【参考 43】地熱発電の年度別・規模別の FIT・FIP 認定量・導入量

<地熱発電（新設）のFIT･FIP認定量> 単位：kW（件）

認定（新設）	100kW未満	100kW以上 500kW未満	500以上 1,000kW未満	1,000kW以上 2,000kW未満	2,000以上 7,500kW未満	7,500以上 15,000kW未満	15,000kW以上	合計
2012年度認定	97(2件)	225(2件)	0(0件)	3,405(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,727(6件)
2013年度認定	70(2件)	440(1件)	500(1件)	0(0件)	9,330(2件)	0(0件)	0(0件)	10,340(6件)
2014年度認定	342(9件)	115(1件)	0(0件)	0(0件)	12,049(2件)	0(0件)	46,199(1件)	58,705(13件)
2015年度認定	203(5件)	3,085(17件)	1,100(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	4,388(24件)
2016年度認定	463(8件)	2,332(11件)	550(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,345(20件)
2017年度認定	99(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	99(2件)
2018年度認定	320(7件)	480(1件)	720(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1,520(9件)
2019年度認定	50(1件)	250(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	14,900(1件)	0(0件)	15,200(3件)
2020年度認定	278(6件)	280(1件)	625(1件)	1,998(1件)	10,668(3件)	14,990(1件)	0(0件)	28,839(13件)
2021年度認定	184(4件)	1,435(5件)	1,745(3件)	0(0件)	14,985(3件)	14,999(1件)	0(0件)	33,348(16件)
2022年度認定	0(0件)	280(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	280(1件)
2023年度認定	0(0件)	125(1件)	0(0件)	0(0件)	7,390(2件)	0(0件)	0(0件)	7,515(3件)
合計	2,107(46件)	9,047(42件)	5,240(9件)	5,403(3件)	54,422(12件)	44,889(3件)	46,199(1件)	167,307(116件)

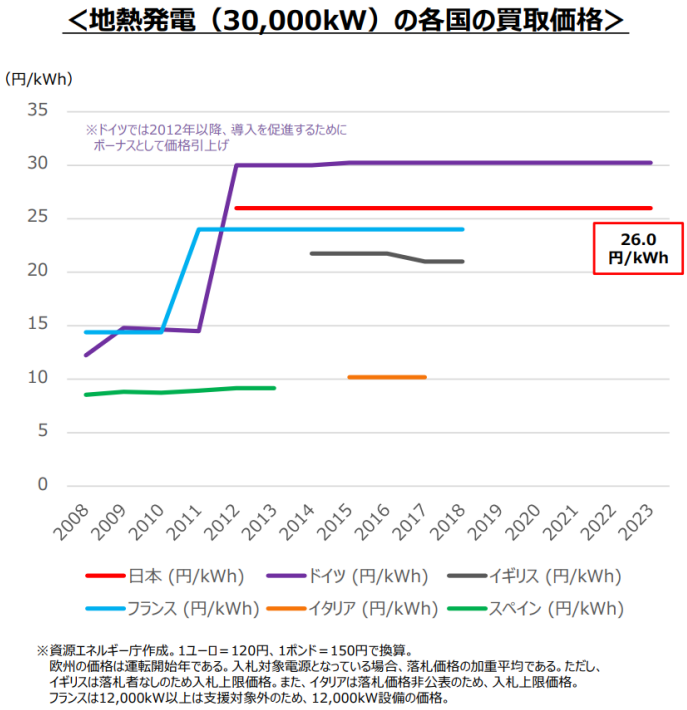
<地熱発電（新設）のFIT ･FIP導入量> 単位：kW（件）

導入（新設）	100kW未満	100kW以上 500kW未満	500以上 1,000kW未満	1,000kW以上 2,000kW未満	2,000以上 7,500kW未満	7,500以上 15,000kW未満	15,000kW以上	合計
2012年度認定	97(2件)	225(2件)	0(0件)	3,405(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,727(6件)
2013年度認定	70(2件)	440(1件)	500(1件)	0(0件)	9,330(2件)	0(0件)	0(0件)	10,340(6件)
2014年度認定	342(9件)	115(1件)	0(0件)	0(0件)	12,049(2件)	0(0件)	46,199(1件)	58,705(13件)
2015年度認定	134(4件)	3,085(17件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,219(21件)
2016年度認定	414(7件)	1,417(8件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1,831(15件)
2017年度認定	99(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	99(2件)
2018年度認定	274(6件)	480(1件)	720(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1,474(8件)
2019年度認定	50(1件)	250(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	14,900(1件)	0(0件)	15,200(3件)
2020年度認定	229(5件)	280(1件)	625(1件)	1,998(1件)	4,168(2件)	0(0件)	0(0件)	7,300(10件)
2021年度認定	0(0件)	655(2件)	0(0件)	0(0件)	4,990(1件)	0(0件)	0(0件)	5,645(3件)
2022年度認定	0(0件)	280(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	280(1件)
2023年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	1,708(38件)	7,227(35件)	1,845(3件)	5,403(3件)	30,537(7件)	14,900(1件)	46,199(1件)	107,819(88件)

※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。
※リプレース区分については、全設備更新で16,600kW（2件）の認定（導入は14,900kW（1件）のみ）、地下設備流用で28,185kW（2件）の認定･導入（導入は13,195kW（1件）のみ）がある。

■ 2024 年度の調達価格・基準価格は、15,000kW 以上で 26 円/kWh、15,000kW 未満で 40 円/kWh である（参考 44）。

【参考 44】地熱発電（30,000kW）の各国の買取価格



(1) 地熱発電のコスト動向

① 地熱発電の資本費・運転維持費

■ 15,000kW 未満の資本費の定期報告データは 66 件、運転維持費の定期報告データは 39 件。

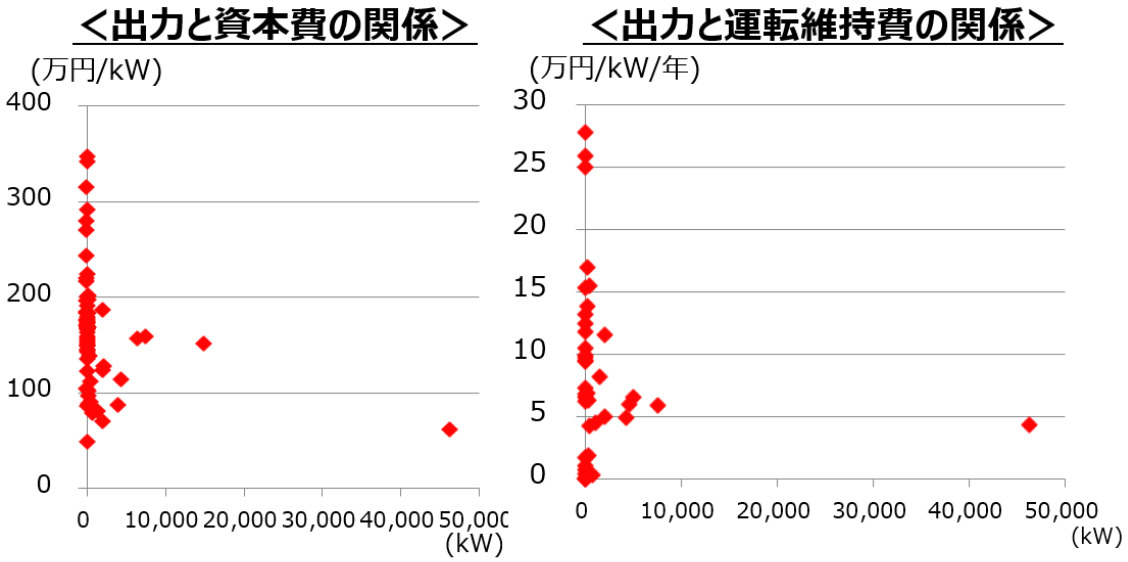
- ➢ 資本費の平均値は 167 万円/kW、中央値は 167 万円/kW となり、想定値（123 万円/kW）を上回った。また、運転維持費の平均値は 8.5 万円/kW/年、中央値は 6.8 万円/kW/年となり、小規模地熱発電の想定値（4.8 万円/kW/年）を上回った。
- ➢ 一方で、導入件数は少ないものの、1,000－15,000kW 案件において、資本費の平均値は 126 万円/kW と小規模地熱発電の想定値（123 万円/kW）と同水準であり、効率的に設置ができていることが確認された。

■ 15,000kW 以上の資本費及び運転維持費の定期報告データは 1 件。資本費は 61 万円/kW となり、大規模地熱発電の想定値（79 万円/kW）を下回った。また、運転維持費は 4.4 万円/kW/年となり、大規模地熱発電

の想定値（3.3 万円/kW/年）を上回った。

■ リプレース区分の資本費の定期報告データは２件、運転維持費の定期報告データは２件（15,000kW 未満）。資本費の平均値は 107 万円/kW となり、小規模地熱発電（リプレース）の想定値（77 万円/kW）を上回った。また、運転維持費は 4.2 万円/kW/年となり、小規模地熱発電（リプレース）の想定値（4.8 万円/kW/年）を下回った（参考 45）。

【参考 45】地熱発電の出力と資本費・運転維持費の関係



※資本費・運転維持費については、2024年7月17日時点までに報告された定期報告を分析対象としている。

■ さらに詳細に資本費・運転維持費の規模別内訳を分析すると、

- 資本費について、100kW 未満は平均値 192 万円/kW、100-1,000kW は平均値 149 万円/kW となっている一方、データが少ない点に留意が必要であるが、1,000-15,000kW は平均値 126 万円/kW、15,000kW 以上は 61 万円/kW となっており、規模が大きくなるほどコストが低減し、1,000kW を超えると特に低コストでの設置が可能となる。

- 運転維持費についても、得られたデータが少ない点に留意が必要ではあるが、大規模になるほどコストが低減する傾向が見られた（参考 46）。

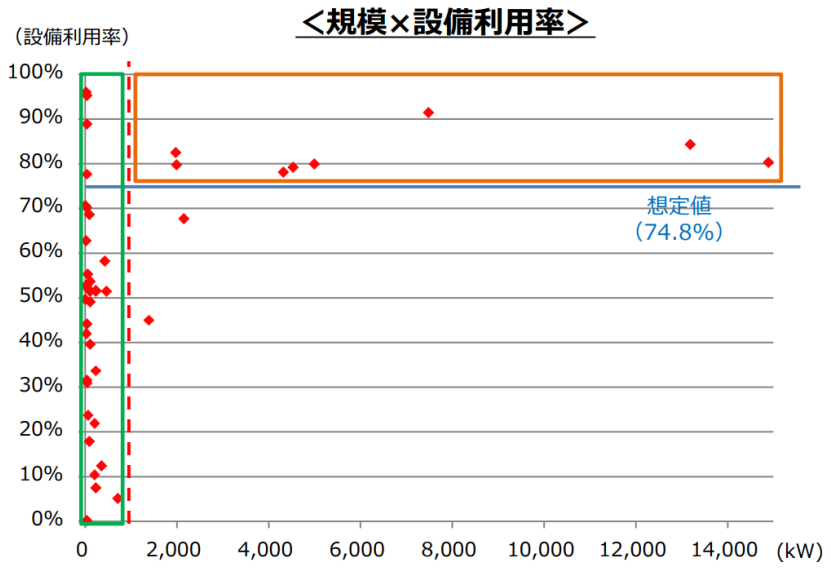
【参考 46】地熱発電の規模別のコスト動向

	-100kW	100-1,000kW	1,000-15,000kW	15,000kW-
認定件数 導入件数 （新設）	46件 38件	51件 38件	18件 11件	1件 1件
資本費 平均値 (万円/kW)	192	149	126	61
運転維持費 平均値 (万円/kW/年)	9.2	7.9	6.9	4.4

② 地熱発電の設備利用率

■ 15,000kW 未満の設備利用率データは、ばらつきが大きいものの平均値は 53.3%、中央値は 52.3%となっており、小規模地熱発電の想定値（74.8%）を下回った。一方で、1,000kW 以上 15,000kW 未満に着目すると、その設備利用率データの平均値は 76.8%、中央値は 79.8%となっており、小規模地熱発電の想定値を上回った。15,000kW 以上の設備利用率データは 0 件であった（参考 47）。

【参考 47】地熱発電の出力と設備利用率の関係



※2023年６月－2024年５月までのデータを対象。

■ なお、運転開始後の設備利用率の低下状況を確認するため、運転開始後経過年数と設備利用率の関係を分析すると、運転開始年数の経過に

つれて、全体として、概ね横ばいの傾向があった。

(2) 地熱発電（新設）の 2027 年度の調達価格・基準価格

■ 地熱発電については、地元調整、関係法令の手続き等を勘案し、これまで向こう３年間の複数年度の調達価格を取りまとめてきたことを踏まえ、引き続き向こう３年間の取扱いについて議論することとした。

① 地熱発電の資本費・運転維持費・設備利用率について

■ 2023 年度の本委員会において、発電コストは設備容量の拡大とともに逓減する傾向にあることを踏まえ、1,000kW 以上 30,000kW 未満の地熱発電の調達価格・基準価格については、容量の増加に応じて価格が連続的に変化する形（フォーミュラ方式）による価格設定を行うこととされた。2027 年度の調達価格・基準価格についても、適切な規模での事業実施を促す観点から、一定規模以上においては、引き続きフォーミュラ方式による価格設定を行うこととした。

■ 具体的には、前述のコストデータや調査等の結果によると、コスト動向や発電方式に大きな変化が確認されていないことを踏まえ、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、据え置くこととした。

a) 小規模地熱発電（※フォーミュラ方式を設ける範囲より小さい地熱発電。従前の 15,000kW 未満の区分）について

- 資本費・運転維持費：平均値・中央値いずれも、2026 年度の調達価格・基準価格における想定値を上回っている。ただし、1,000kW 以上の中規模案件では、平均値・中央値いずれも、2026 年度の調達価格/基準価格における想定値と同程度となっている。また、調査結果に基づけば、1,000kW 未満で資本費が高い理由の１つとしては、発電設備の選択肢が限られており、過大な設備仕様になってしまうこと等が挙げられる。

- 設備利用率：平均値・中央値いずれも、2026 年度の調達価格/基準価格における想定値を下回っている。ただし、1,000kW 以上の中規模案件では、平均値・中央値いずれも、2026 年度の調達価

格/基準価格における想定値を上回っており、効率的な事業実施が出来ている。また、調査結果等に基づけば、設備利用率が低い 1,000kW 未満については、適切なメンテナンスの実施により設備利用率の向上も期待できる。

b) 大規模地熱発電（※フォーミュラ方式を設ける範囲より大きい地熱発電。従前の 15,000kW 以上区分）について

- 導入済み１件のコストデータによれば、運転維持費については、2026 年度の基準価格における想定値を上回っているものの、資本費は想定値を下回るが、報告数が１件のみと少なく、動向を注視することが必要。

② 地熱発電の IRR について

■ 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を含む。）を実施し、その結果を事業者に提供する取組が、資源・燃料分科会において検討されてきた。

■ 第 43 回の資源・燃料分科会（2024 年 11 月 13 日）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、

- 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
- 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
- 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 をどう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[23]することとした。

(3) 地熱発電（リプレース）の 2027 年度の調達価格/基準価格

- 15,000kW 未満における地下設備流用区分の１件のみしか導入実績がないところ、リプレースの区分等の調達価格・基準価格における資本費は、新設区分等の調達価格・基準価格における資本費の想定値から、接続費や地下設備の費用を差し引いた値を想定している。
- また、今後、新設区分等における案件のリプレース区分への移行が想定されるところ、リプレース区分への移行後に適切な規模での事業実施がなされるような価格設定とすることが重要。
- これらを踏まえ、リプレース区分等の調達価格・基準価格（フォーミュラ方式含む）については、接続費や地下設備の費用を勘案しつつ、新設の区分等と同様の考え方で、設定することとした。
- 但し、2027 年度の取扱いは、新設同様、来年度以降の本委員会で決定することとした。

(4) 長期安定稼働が可能な電源への支援のあり方

- 地熱発電は長期稼働が見込まれる電源であり、これまでの本委員会での事業者団体ヒアリングにおいても、事業者団体から、50 年以上の長期間操業が期待されるとの説明があった。また、実態としても、50 年程度運転を継続した地熱発電所は日本に複数存在している。
- 調達期間/交付期間の終了後も長期間にわたって稼働可能という特性を踏まえると、①長期稼働が可能という特性を必ずしも評価し切れない FIT/FIP 制度と、他の措置との役割分担を検討するとともに、②FIT/FIP 制度においても、調達期間/交付期間終了後の便益も加味した調達価格/基準価格の算定を検討することが必要となる。このため、引き続き更な

---

[23] 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。

る実態把握に努めつつ、関係審議会での議論も踏まえ、長期的な稼働が可能な実態に合わせた地熱発電への支援のあり方について検討することとした。

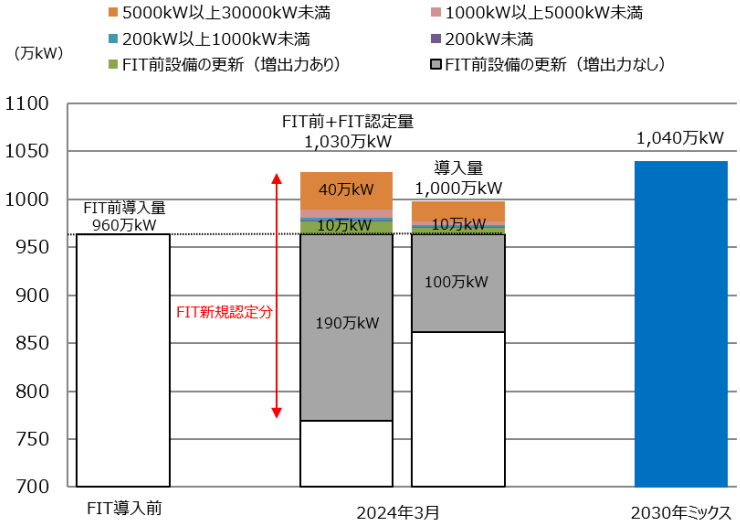
(5) 地熱発電の 2026 年度に FIP 制度のみ認められる対象

- これまでの本委員会では、以下の理由から、2026 年度までの新規認定で FIP 制度のみ認められる地熱発電の対象を、1,000kW 以上とした。
  - 資本費や運転維持費、設備利用率のデータが 1,000kW 未満と 1,000kW 以上で、分布の傾向が異なっていたこと
  - 地熱発電は、出力が安定していることから、発電予測が比較的容易、需要側が単体の電源から安定した電気を調達しやすい、といった特徴があるため、FIP 制度により、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられること
- 上述のとおり、地熱発電は、自立化へのステップとして、早期に電力市場へ統合していくことが適切である。一方で、定期報告データを用いて規模別のコスト動向を分析したところ、1,000kW を超えると比較的低コストでの事業実施が可能な傾向にあるが、1,000kW 未満についてはコスト水準が高く、資本費の分散も大きい。また、FIP 制度の開始が 2022 年度であることも踏まえ、制度の動向についても注視していくことが重要。
- 以上を踏まえ、新規認定で FIP 制度のみ認められる地熱発電の対象について、2027 年度についても、引き続き 1,000kW 以上とすることとした。
- また、全設備更新や地下設備流用の区分等はいずれも認定・導入実績が限られるが、地熱発電の電源特性は、新設も全設備更新も地下設備流用も同様と考えられることから、2026 年度までの新規認定で FIP 制度のみ認められる対象を 1,000kW 以上とした。同様の考え方に基づき、2027 年度についても、引き続き 1,000kW 以上とすることとした。

4. 中小水力発電

■ 中小水力発電については、2030 年エネルギーミックス（1,040 万 kW）の水準に対して、2024 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（参考 48～参考 50）。

【参考 48】中小水力発電の FIT・FIP 認定量・導入量



※ 失効分（2024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。

【参考 49】中小水力発電（新設）の年度別・規模別の FIT・FIP 認定量・導入量

＜中小水力発電（新設）のFIT･FIP認定量＞　単位：kW（件）

認定（新設）	200kW未満	200kW以上 1,000kW未満	1,000以上 5,000kW未満	5,000以上 30,000kW未満	合計
2012年度認定	2,404(30件)	7,877(15件)	12,394(5件)	54,251(5件)	76,927(55件)
2013年度認定	5,415(54件)	10,642(18件)	18,120(9件)	185,741(15件)	219,919(96件)
2014年度認定	10,459(107件)	20,745(37件)	50,527(22件)	228,859(21件)	310,590(187件)
2015年度認定	3,941(50件)	7,079(14件)	5,100(2件)	59,640(4件)	75,760(70件)
2016年度認定	5,218(57件)	6,882(15件)	5,729(3件)	193,414(13件)	211,242(88件)
2017年度認定	1,813(26件)	2,870(6件)	7,999(2件)	47,641(4件)	60,323(38件)
2018年度認定	3,517(57件)	864(2件)	6,303(3件)	21,830(1件)	32,514(63件)
2019年度認定	3,338(44件)	5,783(9件)	20,866(7件)	27,600(3件)	57,587(63件)
2020年度認定	3,904(53件)	10,261(17件)	33,039(10件)	70,580(4件)	117,783(84件)
2021年度認定	9,827(120件)	20,170(33件)	87,077(28件)	298,250(18件)	415,324(199件)
2022年度認定	1,578(16件)	7,103(9件)	4,200(2件)	11,798(1件)	24,679(28件)
2023年度認定	1,358(23件)	6,088(13件)	5,816(4件)	24,423(1件)	37,686(41件)
合計	52,772(637件)	106,364(188件)	257,170(97件)	1,224,029(90件)	1,640,335(1,012件)

＜中小水力発電（新設）のFIT･FIP導入量＞　単位：kW（件）

導入（新設）	200kW未満	200kW以上 1,000kW未満	1,000以上 5,000kW未満	5,000以上 30,000kW未満	合計
2012年度認定	2,404(30件)	7,877(15件)	12,394(5件)	54,251(5件)	76,927(55件)
2013年度認定	5,415(54件)	10,642(18件)	18,120(9件)	185,741(15件)	219,919(96件)
2014年度認定	10,459(107件)	20,745(37件)	50,527(22件)	218,659(20件)	300,390(186件)
2015年度認定	3,749(49件)	7,079(14件)	5,100(2件)	59,640(4件)	75,568(69件)
2016年度認定	4,925(55件)	6,882(15件)	5,729(3件)	121,707(9件)	139,242(82件)
2017年度認定	1,793(25件)	2,870(6件)	7,999(2件)	47,641(4件)	60,303(37件)
2018年度認定	3,449(54件)	864(2件)	6,303(3件)	0(0件)	10,615(59件)
2019年度認定	3,248(40件)	4,272(6件)	13,272(4件)	27,600(3件)	48,392(53件)
2020年度認定	3,683(51件)	6,380(11件)	8,490(3件)	0(0件)	18,553(65件)
2021年度認定	4,167(52件)	5,865(11件)	6,851(2件)	0(0件)	16,883(65件)
2022年度認定	299(5件)	856(1件)	0(0件)	0(0件)	1,155(6件)
2023年度認定	145(4件)	470(1件)	0(0件)	0(0件)	615(5件)
合計	43,735(526件)	74,801(137件)	134,785(55件)	715,241(60件)	968,562(778件)

※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

【参考 50】中小水力発電（既設導水路活用型）の年度別・規模別の FIT・FIP 認定量・導入量

＜中小水力発電（既設導水路活用型）のFIT･FIP認定量＞ 単位：kW（件）

認定（既設導水路活用型）	200kW未満	200kW以上 1,000kW未満	1,000以上 5,000kW未満	5,000以上 30,000kW未満	合計
2012年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2013年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2014年度認定	0(0件)	5,923(8件)	8,006(2件)	12,333(1件)	26,262(11件)
2015年度認定	0(0件)	3,925(7件)	1,007(1件)	33,801(3件)	38,733(11件)
2016年度認定	198(1件)	3,413(5件)	3,186(1件)	122,288(10件)	129,086(17件)
2017年度認定	0(0件)	0(0件)	3,000(1件)	16,200(1件)	19,200(2件)
2018年度認定	0(0件)	627(1件)	4,650(1件)	0(0件)	5,277(2件)
2019年度認定	0(0件)	1,040(2件)	6,853(3件)	24,842(2件)	32,735(7件)
2020年度認定	199(1件)	3,522(5件)	10,296(5件)	132,570(9件)	146,587(20件)
2021年度認定	162(3件)	19,424(31件)	80,361(35件)	296,476(23件)	396,423(92件)
2022年度認定	479(3件)	2,190(3件)	5,169(3件)	127,359(10件)	135,197(19件)
2023年度認定	0(0件)	1,486(2件)	27,980(8件)	0(0件)	29,466(10件)
合計	1,038(8件)	41,550(64件)	150,507(60件)	765,870(59件)	958,965(191件)

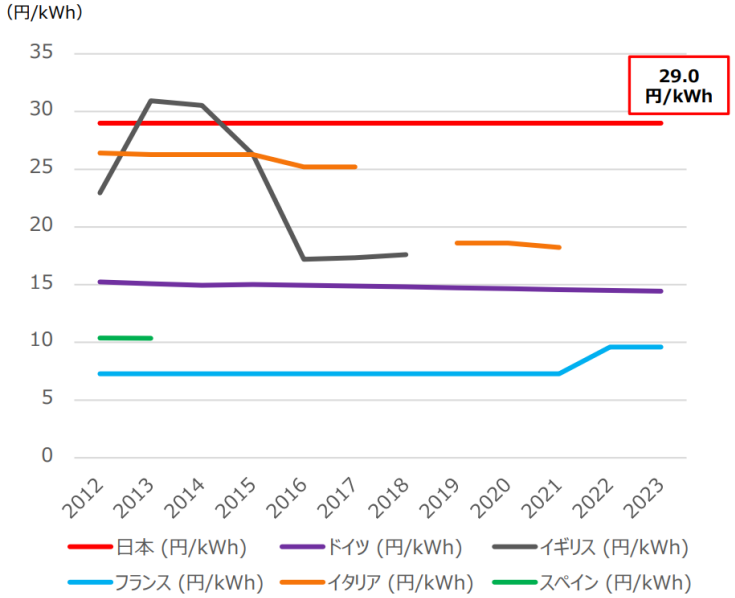
＜中小水力発電（既設導水路活用型）のFIT･FIP導入量＞ 単位：kW（件）

導入（既設導水路活用型）	200kW未満	200kW以上 1,000kW未満	1,000以上 5,000kW未満	5,000以上 30,000kW未満	合計
2012年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2013年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2014年度認定	0(0件)	5,923(8件)	8,006(2件)	12,333(1件)	26,262(11件)
2015年度認定	0(0件)	3,925(7件)	1,007(1件)	33,801(3件)	38,733(11件)
2016年度認定	198(1件)	3,413(5件)	3,186(1件)	70,688(6件)	77,486(13件)
2017年度認定	0(0件)	0(0件)	3,000(1件)	16,200(1件)	19,200(2件)
2018年度認定	0(0件)	627(1件)	4,650(1件)	0(0件)	5,277(2件)
2019年度認定	0(0件)	1,040(2件)	6,853(3件)	24,842(2件)	32,735(7件)
2020年度認定	199(1件)	2,650(4件)	3,996(3件)	91,100(5件)	97,945(13件)
2021年度認定	0(0件)	9,610(14件)	26,037(14件)	59,606(6件)	95,253(34件)
2022年度認定	0(0件)	0(0件)	3,469(2件)	0(0件)	3,469(2件)
2023年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	397(2件)	27,188(41件)	60,204(28件)	308,570(24件)	396,359(95件)

※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

■ 2024 年度の調達価格・基準価格は、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（参考 51）。

【参考 51】中小水力発電（200kW）の各国の価格



※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。

(1) 中小水力発電のコスト動向

① 中小水力発電の資本費

- 資本費の定期報告データはFIT制度開始後に運転開始した案件に限られるが、中小水力発電はFIT制度開始前から運転している案件が多数存在することから、例年どおり、FIT制度開始前に運転開始した案件に対して別途コストデータの調査を行った結果を加えて分析を行っている。

- 200kW未満の資本費の定期報告データは529件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと(503件)、平均値294万円/kW、中央値216万円/kW。補助金案件が多く含まれる100kW未満及び異常値除外のため300万円/kW以上の高額案件を除くと、平均値177万円/kW、中央値176万円/kWとなる。想定値（100万円/kW）を上回っており、分散が大きい。

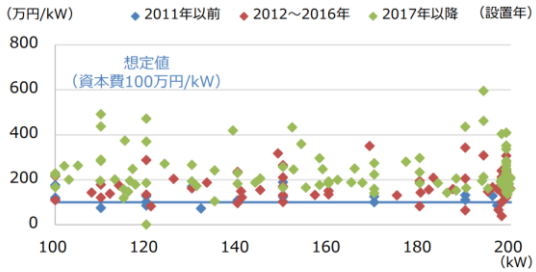
- 200kW以上1,000kW未満の定期報告データは226件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと（165件)、平均値136万円/kW、中央値114万円/kW。異常値除外のため300万円/kW以上の高額案件を除外すると、平均値122万円/kW、中央値108万円/kWとなる。想定値（80万円/kW）を上回っており、分散が大きい。

- 1,000kW以上5,000kW未満の資本費のデータは121件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと（57件)、平均値180万円/kW、中央値85万円/kW。想定値の設定時と同様に300万円/kW以上の高額案件を除外すると、平均値90万円/kW、中央値83万円/kWとなり、想定値(93万円/kW)と同水準又はやや下回る。

- 5,000kW以上30,000kW未満の資本費のデータは91件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと（44件)、平均値75万円/kW、中央値41万円/kW。想定値の設定時と同様に300万円/kW以上の高額案件を除外すると、平均値52万円/kW、中央値39万円/kWとなり、想定値(51万円/kW)とは概ね同水準（参考52)。

【参考 52】中小水力発電（新設）の出力と資本費の関係

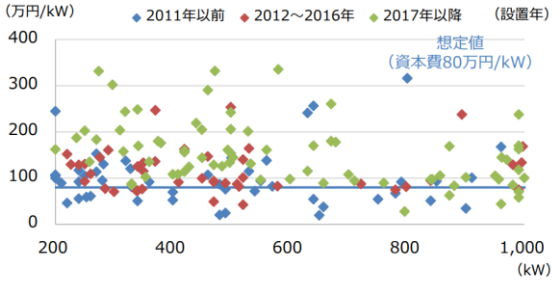
＜200kW 未満＞



200kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW）	118.3	157.9	202.8
中央値（万円/kW）	111.4	154.9	195.3

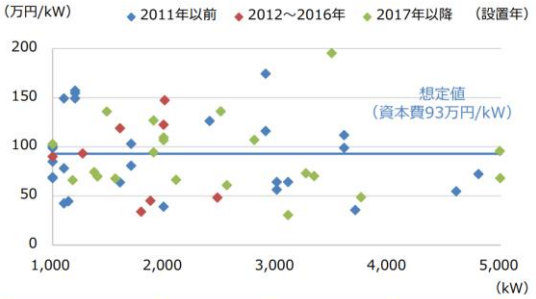
※ただし、新設は、平均値・中央値は補助金案件が多く含まれる100kW未満については除外している
※2024年7月17日までに報告された定期報告データを分析対象としている。

＜200kW 以上 1,000kW 未満＞



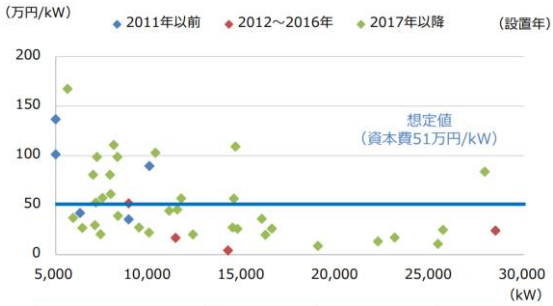
200-1,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW）	96.0	117.2	142.7
中央値（万円/kW）	91.9	101.4	135.3

＜1,000kW 以上 5,000kW 未満＞



1,000-5,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW）	91.0	87.4	90.8
中央値（万円/kW）	80.7	91.6	74.4

＜5,000kW 以上 30,000kW 未満＞



5,000-30,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW）	81.0	24.3	51.2
中央値（万円/kW）	89.4	20.6	38.1

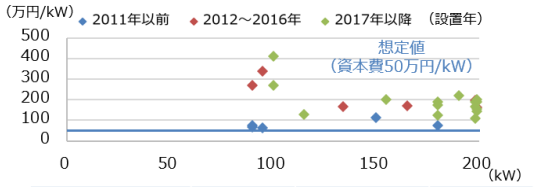
■ 既設導水路活用型[24]については、200kW 未満（24 件）の平均値は 159 万円/kW、中央値は 167 万円/kW となり、想定値（50 万円/kW）を上回る。また、200kW 以上 1,000kW 未満（61 件）の平均値は 75 万円/kW、中央値は 70 万円/kW となり、想定値（40 万円/kW）を上回る。

■ 1,000kW 以上 5,000kW 未満（64 件）の平均値は 44 万円/kW、中央値は 37 万円/kW となり、想定値（46.5 万円/kW）と概ね同水準。また、5,000kW 以上 30,000kW 未満（47 件）の平均値は 27 万円/kW、中央値 22 万円/kW となり、想定値（26 万円/kW）とは概ね同水準（参考 53）。

[24] これらは想定値の設定時と同様に 300 万円/kW 以上の高額案件を除いたデータである。

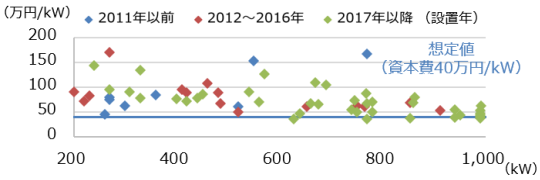
【参考 53】中小水力発電（既設導水路活用型）の出力と資本費の関係[25]

＜200kW 未満＞



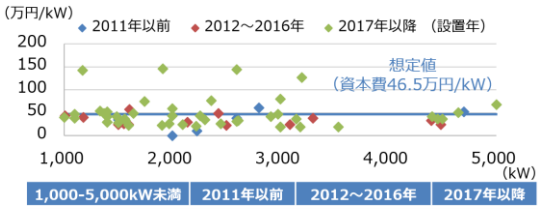
200kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW）	78.3	192.9	175.7
中央値（万円/kW）	73.6	169.7	180.8

＜200kW 以上 1,000kW 未満＞



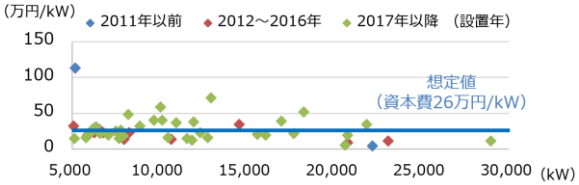
200-1,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW）	90.7	81.0	69.7
中央値（万円/kW）	76.9	71.6	67.4

＜1,000kW 以上 5,000kW 未満＞



1,000-5,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW）	32.4	33.6	48.5
中央値（万円/kW）	36.1	29.6	40.5

＜5,000kW 以上 30,000kW 未満＞



5,000-30,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW）	58.0	20.4	26.9
中央値（万円/kW）	58.0	22.2	21.4

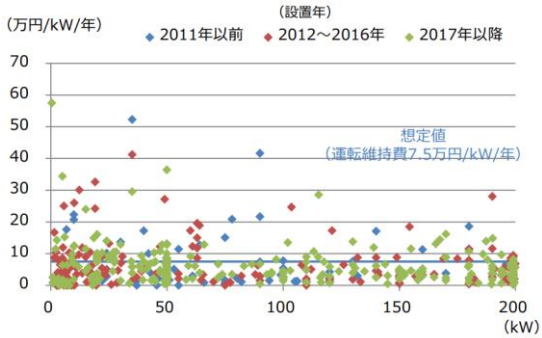
② 中小水力発電の運転維持費

- 200kW 未満の運転維持費の定期報告データは 503 件。平均値 6.9 万円/kW/年、中央値 4.6 万円/kW/年となり、想定値（7.5 万円/kW/年）を下回るが、想定値より高い案件も一定数存在する。
- 200kW 以上 1,000kW 未満の運転維持費の定期報告データは 277 件。平均値 3.4 万円/kW/年、中央値 2.5 万円/kW/年となり、想定値（6.9 万円/kW/年）を下回るが、想定値より高い案件も一定数存在する。
- 1,000kW 以上 5,000kW 未満の運転維持費のデータは 119 件。平均値 2.1 万円/kW/年、中央値 2.0 万円/kW/年となり、分散が大きいものの、想定値（2.0 万円/kW/年）と同水準。
- 5,000kW 以上 30,000kW 未満の運転維持費のデータは 83 件。平均値 1.4 万円/kW/年、中央値 1.1 万円/kW/年となり、想定値（0.95 万円/kW/年）をやや上回るが、分散が大きい（参考 54）。

[25] 2024 年 7 月 17 日までに報告された定期報告データを分析対象としている。

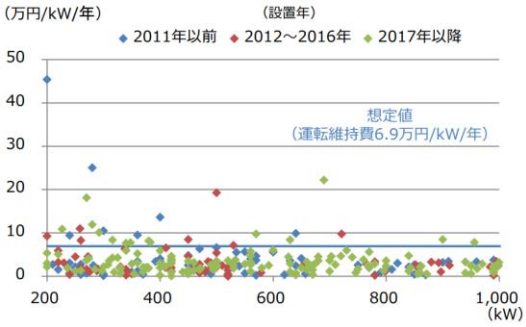
【参考 54】中小水力発電の出力と運転維持費の関係[26]

＜200kW 未満＞



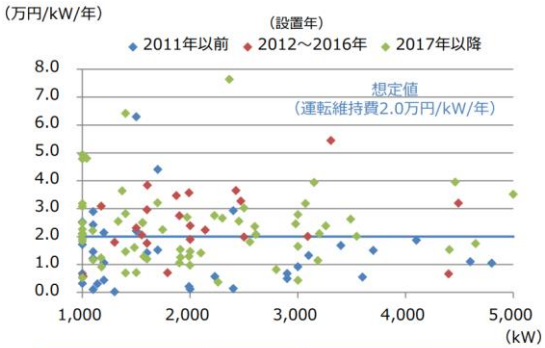
200kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW）	7.3	6.3	7.1
中央値（万円/kW）	3.4	4.3	4.9

＜200kW 以上 1,000kW 未満＞



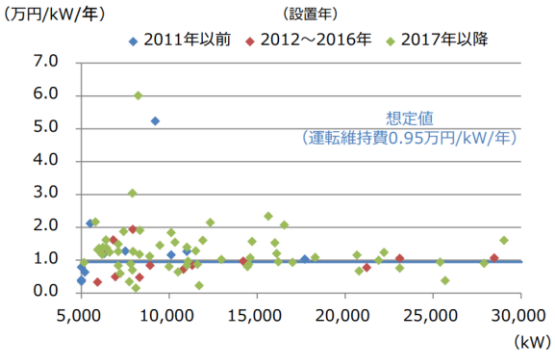
200-1,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW）	3.7	3.2	3.3
中央値（万円/kW）	2.4	2.2	2.5

＜1,000kW 以上 5,000kW 未満＞



1,000-5,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW）	1.4	2.5	2.3
中央値（万円/kW）	1.2	2.3	2.1

＜5,000kW 以上 30,000kW 未満＞



5,000-30,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値（万円/kW）	1.4	1.8	1.3
中央値（万円/kW）	1.2	0.9	1.2

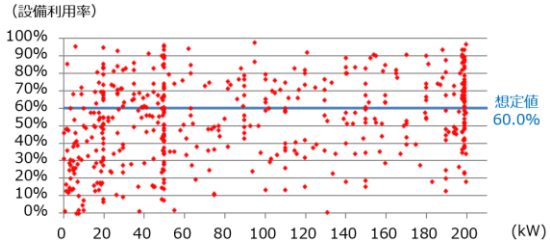
③ 中小水力発電の設備利用率

■ 設備利用率は、全体としてばらつきが大きいものの、1,000kW 以上の各区分では、想定値と概ね同水準又は上回る（参考 55）。

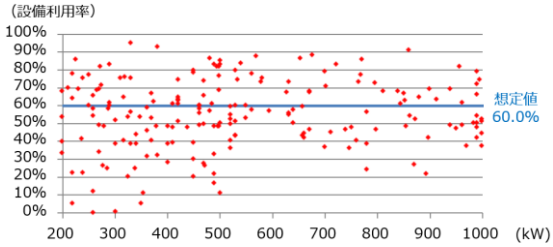
[26] 2024 年 7 月 17 日までに報告された定期報告データを分析対象としている。

【参考 55】中小水力発電の出力と設備利用率の関係

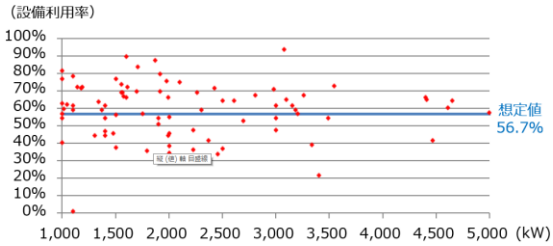
＜200kW 未満＞



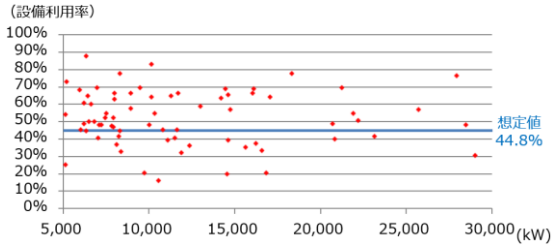
＜200kW 以上 1,000kW 未満＞



＜1,000kW 以上 5,000kW 未満＞



＜5,000kW 以上 30,000kW 未満＞



出力	件数	平均値	中央値	想定値
200kW未満	481	52.9%	54.0%	60.0%
200-1,000kW	197	55.2%	55.6%	60.0%
1,000-5,000kW	82	59.0%	61.3%	56.7%
5,000-30,000kW	71	52.0%	50.6%	44.8%

■ 令和３年度の本委員会において、中小水力４団体から、設備利用率は年ごとの降雨量等により変化し、かつ、水力発電は保安規程等に基づきオーバーホールなど数ヶ月にわたる運転停止が必要となることから、長期的なデータを基に調達価格/基準価格を算出する必要があるという意見があった。

■ こうした意見を踏まえ、これまでの運転開始からの全期間での運転維持費の平均値・中央値を分析したところ、いずれの規模においても、直近１年間の運転維持費の平均値・中央値と同水準となった。

■ また、設備利用率についても、運転開始からの全期間での平均値・中央値を分析したところ、いずれの規模においても、直近１年間の設備利用率の平均値・中央値と同水準となった（参考 56）。

【参考 56】中小水力発電の全期間での運転維持費・設備利用率

＜全期間での運転維持費＞

出力	件数	平均値（万円/kW/年）	中央値（万円/kW/年）	想定値（万円/kW/年）
200kW未満	503	6.7	4.7	7.5
200-1,000kW	277	3.2	2.5	6.9
1,000-5,000kW	119	2.2	1.9	2.0
5,000-30,000kW	83	1.3	1.1	0.95

＜全期間での設備利用率＞

出力	件数	平均値	中央値	想定値
200kW未満	628	49.9%	51.8%	60.0%
200-1,000kW	317	57.6%	58.2%	60.0%
1,000-5,000kW	128	56.3%	56.9%	56.7%
5,000-30,000kW	97	50.6%	49.9%	44.8%

※ 2024年7月17日までに報告された定期報告データを分析対象としている。

(2) 中小水力発電の 2026 年度以降の調達価格・基準価格について

■ 中小水力発電については、地元調整、関係法令の手続きに時間がかかるおそれがあるため、これまで原則向こう３年間の複数年度の調達価格等を取りまとめてきたことを踏まえると、引き続き向こう３年間について取扱いを決定することは効果的と考えられる。2026 年度まで概ね既に取扱いが決定しているところ、2027 年度の取扱いについては、本年度に設定することとした。ただし、1,000kW 以上 30,000kW 未満の調達価格・基準価格については、昨年度の本委員会で、2025 年度まで取りまとめたことを踏まえて、2026 年度以降の調達価格・基準価格について適切な範囲で示すこととした。

① 200kW 未満、200kW 以上 1,000kW 未満（新設・既設導水路活用型）について

■ コストデータに基づけば、新設・既設導水路活用型ともに、

- 資本費：平均値・中央値いずれも 2026 年度の調達価格・基準価格における想定値を上回る。ただし、分散も大きく、想定値を下回る案件も一定数存在する。
- 運転維持費：平均値・中央値いずれも 2026 年度の調達価格・基準価格における想定値を下回る。ただし、分散も大きく、想定値を上回る案件も一定数存在する。なお、直近１年間と、運転開始からの全

期間での平均値・中央値は同水準。

- 設備利用率：平均値・中央値は想定値と同水準またはやや下回る。また、分散も大きいが、コスト調査の結果によれば、特に 1,000kW 未満の範囲においては、極端に設備利用率が低下する案件も多く、適切なメンテナンスの実施により、 設備利用率の向上も期待できる。なお、直近１年間と、運転開始からの全期間での平均値・中央値は同水準。

- こうしたコスト動向を踏まえ、2027 年度の調達価格・基準価格における想定値は、引き続き 2026 年度の想定値を維持することとした。

- その上で、コスト調査の結果に基づけば、資本費については想定値を下回る案件が一定数存在しており、2023 年３月の仕様標準の公表等によっても更なるコスト効率化が見込めること、運転維持費は想定値を下回っていること、また価格目標で中長期的な自立化を目指していることを踏まえ、想定値の引き下げ（設備利用率については引き上げ）も検討することとした。

② 1,000kW 以上 5,000kW 未満（新設・既設導水路活用型）について

■ コストデータに基づけば、新設・既設導水路活用型ともに、

- 資本費：平均値・中央値いずれも 2025 年度の調達価格・基準価格における想定値と同水準又はやや下回る。

- 運転維持費：分散が大きいものの、平均値・中央値いずれも 2025 年度の調達価格・基準価格における想定値と同水準。なお、直近１年間と、運転開始からの全期間での平均値・中央値は同水準。

- 設備利用率：平均値・中央値いずれも 2025 年度の調達価格・基準価格における想定値と概ね同水準。なお、直近１年間と、運転開始からの全期間での平均値・中央値は同水準。

■ また、昨年度実施したオーバーホールに関するコスト調査の結果[27]に基づけば、定期報告データに基づく設備利用率や運転維持費の実績値には、既にオーバーホールを実施した設備の実績も含まれていると考えられる。

■ 以上を踏まえ、2026 年度の調達価格・基準価格における想定値は、2025 年度の想定値を維持することとし、引き続き、更なる実態把握に努めることとする。その上で、コスト調査の結果に基づけば、資本費については想定値をやや下回っており、今後、こうした実態把握の結果等も勘案しつつ、想定値の見直しについて、検討することとした。

③ 5,000kW 以上 30,000kW 未満（新設・既設導水路活用型）について

■ コストデータに基づけば、新設・既設導水路活用型ともに、

- 資本費：平均値・中央値いずれも 2025 年度の調達価格・基準価格における想定値と概ね同水準。
- 運転維持費：平均値・中央値いずれも 2025 年度の調達価格・基準価格における想定値をやや上回る。ただし、分散も大きく、想定値を下回る案件も一定数存在。なお、直近 1 年間と、運転開始からの全期間での平均値・中央値は同水準。
- 設備利用率：平均値・中央値いずれも 2025 年度の調達価格・基準価格における想定値を上回る。ただし、分散も大きく、想定値を下回る案件も一定数存在。なお、直近 1 年間と、運転開始からの全期間での平均値・中央値は同水準。

---

[27] ＜参考：令和 5 年度調査結果＞
・オーバーホールの実施は 10 年に 1 回程度、停止期間は 2～3 か月程度であり、調達期間・交付期間中の 20 年間で見ると 4～5 か月程度。 10 年に 1 回の実施頻度から、既にオーバーホールを実施した設備も一定数存在し、実績値に当該設備の実績も含まれていると考えられる。
・また、オーバーホールを実施するタイミングは、設備の運転開始時期や状況によっても異なるところ、実施時の年度には一時的に設備利用率や運転維持費への影響が生じるものの、全期間を通じてみたときにはそうした影響を含めたうえで平準化されるものと考えられる。

■ なお、昨年度実施したオーバーホールに関するコスト調査の結果[28]に基づけば、1,000-5,000kW とは異なり、定期報告データに基づく設備利用率や運転維持費の実績値には、オーバーホールの影響が反映されていないことが考えられ、更なる実態把握に向けて、実績が蓄積されるのを待つ必要がある点には留意が必要である。

■ 以上を踏まえ、2026 年度の調達価格・基準価格における想定値は、運転維持費・設備利用率を含め、2025 年度の想定値を維持することとし、引き続き更なる実態把握に努めることとした。

(3) 長期安定稼働が可能な電源への支援のあり方

■ 中小水力発電は長期稼働が見込まれる電源であり、これまでの事業者団体等ヒアリングにおいても、事業者団体から、補修を適切に行えば 60 年程度は稼働可能であるとの説明があった。また、実態としても、40 年程度運転を継続した水力発電所は日本に複数存在している。

■ こうした調達期間/交付期間の終了後も長期間にわたって稼働可能という特性を踏まえると、①長期稼働が可能という特性を必ずしも評価し切れない FIT/FIP 制度と、他の措置との役割分担を検討するとともに、②FIT/FIP 制度においても、調達期間/交付期間終了後の便益も加味した調達価格・基準価格の算定を検討することが必要となる。このため、引き続き更なる実態把握に努めつつ、関係審議会での議論も踏まえ、中小水力発電への支援のあり方について検討することとした。

(4) 中小水力発電の 2027 年度に FIP 制度のみ認められる対象

■ これまでの本委員会では、以下の理由から、2026 年度までの新規認定で FIP 制度のみ認められる中小水力発電の対象を、1,000kW 以上とした。

- ➢ 新設案件・既設導水路活用型案件ともに、1,000kW を超えると全体として安価での事業実施が可能な傾向にあること

---

[28] ＜参考：令和５年度調査結果＞

・オーバーホールの実施は 16 年に１回程度、停止期間は７か月程度。16 年に１回の実施頻度から、多くの設備はオーバーホール未実施で あり、実績値にはオーバーホールの影響が反映されていないことが考えられる。

・また、回答件数３件に基づく実績値が、今後オーバーホールの実施を見込んでいる案件（21 件）で想定している費用と乖離があることからも、更なる実態把握が必要と考えられる。

- 中小水力発電は、ベースロード電源であり出力が安定していることから、発電予測が比較的容易、需要側が単体の電源から安定した電気を調達しやすい、といった特徴があり、FIP 制度により、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられること

■ 上述のとおり、中小水力発電は、自立化へのステップとして、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられる。一方で、定期報告データを用いて規模別のコスト動向を分析したところ、1,000kW を超えると全体として安価での事業実施が可能な傾向にあるが、1,000kW 未満についてはコスト水準が高く、資本費データの分散も大きい。また、1,000kW 未満の FIP 認定件数は８件[29]と、小規模案件での FIP 認定が存在し、今後更なる増加も見込まれる一方、1,000kW 以上の 32 件[29]と比べるとまだ少数であり、引き続き FIP 制度の動向についても注視することが重要。

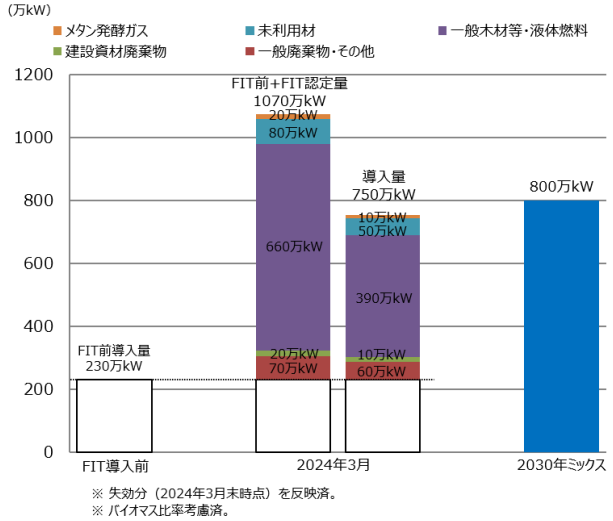
■ 以上を踏まえ、新規認定で FIP 制度のみ認められる中小水力発電の対象について、2026 年度も、新設、既設導水路活用型いずれも 1,000kW 以上とすることとした。

[29] 2024 年 10 月 1 日時点

5. バイオマス発電

■ バイオマス発電については、FIT 制度開始前の導入量と 2024 年３月末時点の 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、2030 年エネルギーミックスの水準（800 万 kW）を超えている（参考 57～参考 59）。

【参考 57】バイオマス発電の FIT・FIP 認定量・導入量



【参考 58】バイオマス発電の年度別・規模別の FIT・FIP 認定量

単位：kW（件）

認定	メタン発酵バイオガス	未利用材			一般木材等	
	10,000kW未満	2,000kW未満	2,000kW以上 10,000kW未満	10,000kW以上	10,000kW未満	10,000kW以上
2012年度認定	2,552(16件)	0(0件)	17,800(3件)	16,530(1件)	10,365(3件)	40,000(2件)
2013年度認定	10,779(36件)	4,700(5件)	106,190(16件)	164,796(8件)	12,109(3件)	464,775(16件)
2014年度認定	17,519(45件)	3,989(2件)	37,704(6件)	0(0件)	9,990(1件)	398,352(11件)
2015年度認定	12,266(30件)	9,126(6件)	33,100(5件)	0(0件)	28,290(4件)	494,037(11件)
2016年度認定	22,791(46件)	28,837(29件)	25,650(4件)	18,195(2件)	40,976(9件)	3,040,301(50件)
2017年度認定	7,446(17件)	5,387(10件)	21,000(3件)	18,000(1件)	11,770(2件)	1,193,942(16件)
2018年度認定	6,335(16件)	10,817(10件)	19,800(2件)	0(0件)	20,340(3件)	0(0件)
2019年度認定	8,178(23件)	14,216(33件)	13,350(2件)	0(0件)	16,040(3件)	0(0件)
2020年度認定	8,176(24件)	18,979(39件)	7,100(1件)	0(0件)	7,500(1件)	0(0件)
2021年度認定	27,799(46件)	48,575(50件)	55,840(7件)	0(0件)	69,465(15件)	74,950(1件)
2022年度認定	29,930(66件)	9,319(29件)	38,300(5件)	0(0件)	20,090(3件)	0(0件)
2023年度認定	4,771(7件)	12,371(47件)	19,989(2件)	0(0件)	15,960(4件)	0(0件)
合計	158,541(372件)	166,315(260件)	395,823(56件)	217,520(12件)	262,894(51件)	5,706,357(107件)

認定	液体燃料	建設資材廃棄物		一般廃棄物その他バイオマス		合計
		10,000kW未満	10,000kW以上	10,000kW未満	10,000kW以上	
2012年度認定	0(0件)	3,146(2件)	12,100(1件)	41,573(15件)	89,682(10件)	233,748(53件)
2013年度認定	0(0件)	9,300(2件)	33,566(1件)	41,640(14件)	21,117(3件)	868,972(104件)
2014年度認定	2,000(1件)	0(0件)	0(0件)	44,153(25件)	27,515(3件)	541,221(94件)
2015年度認定	31,279(2件)	0(0件)	24,400(1件)	26,787(9件)	6,429(1件)	665,713(69件)
2016年度認定	526,140(11件)	1,990(1件)	78,110(2件)	29,313(19件)	0(1件)	3,812,302(174件)
2017年度認定	33,496(8件)	0(0件)	0(0件)	4,002(2件)	84,817(3件)	1,379,860(62件)
2018年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	28,353(15件)	0(0件)	85,644(46件)
2019年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	51,503(17件)	17,713(2件)	121,000(80件)
2020年度認定	1,920(1件)	0(0件)	8,520(1件)	9,262(3件)	0(0件)	61,457(70件)
2021年度認定	0(0件)	17,825(3件)	0(0件)	38,308(16件)	95,032(7件)	427,793(145件)
2022年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	42,369(18件)	10,024(1件)	150,032(122件)
2023年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,817(3件)	15,682(2件)	72,590(65件)
合計	594,835(23件)	32,260(8件)	156,696(6件)	361,078(156件)	368,012(33件)	8,420,331(1,084件)

※出力はバイオマス比率考慮後出力
※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

【参考 59】バイオマス発電の年度別・規模別の FIT・FIP 導入量

単位：kW（件）

導入	メタン発酵バイオガス	未利用材			一般木材等	
	10,000kW未満	2,000kW未満	2,000kW以上 10,000kW未満	10,000kW以上	10,000kW未満	10,000kW以上
2012年度認定	2,552(16件)	0(0件)	17,800(3件)	16,530(1件)	10,365(3件)	40,000(2件)
2013年度認定	10,779(36件)	4,700(5件)	106,190(16件)	164,796(8件)	12,109(3件)	464,775(16件)
2014年度認定	17,519(45件)	1,995(1件)	37,704(6件)	0(0件)	0(0件)	348,352(10件)
2015年度認定	11,176(27件)	7,186(5件)	33,100(5件)	0(0件)	12,550(2件)	494,037(11件)
2016年度認定	18,448(38件)	20,397(21件)	18,550(3件)	18,195(2件)	27,146(6件)	1,767,901(29件)
2017年度認定	6,518(14件)	1,312(5件)	21,000(3件)	18,000(1件)	0(0件)	654,392(7件)
2018年度認定	6,335(16件)	6,806(7件)	19,800(2件)	0(0件)	9,990(1件)	0(0件)
2019年度認定	6,140(18件)	5,425(15件)	13,350(2件)	0(0件)	14,050(2件)	0(0件)
2020年度認定	6,816(22件)	7,253(7件)	0(0件)	0(0件)	7,500(1件)	0(0件)
2021年度認定	11,420(25件)	3,274(14件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2022年度認定	1,385(10件)	147(3件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2023年度認定	49(1件)	50(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	99,136(268件)	58,544(84件)	267,494(40件)	217,520(12件)	93,710(18件)	3,769,457(75件)

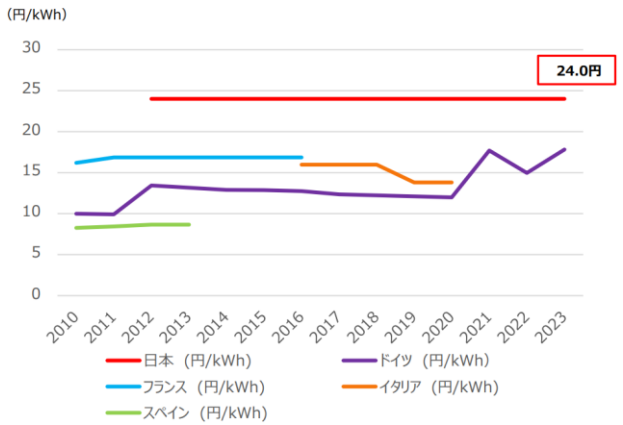
導入	液体燃料	建設資材廃棄物		一般廃棄物その他バイオマス		合計
		10,000kW未満	10,000kW以上	10,000kW未満	10,000kW以上	
2012年度認定	0(0件)	3,146(2件)	12,100(1件)	41,573(15件)	89,682(10件)	233,748(53件)
2013年度認定	0(0件)	9,300(2件)	33,566(1件)	41,640(14件)	21,117(3件)	868,972(104件)
2014年度認定	2,000(1件)	0(0件)	0(0件)	44,153(25件)	27,515(3件)	479,237(91件)
2015年度認定	1,999(1件)	0(0件)	24,400(1件)	26,787(9件)	6,429(1件)	617,663(62件)
2016年度認定	0(0件)	1,990(1件)	50,000(1件)	29,313(19件)	0(0件)	1,951,940(120件)
2017年度認定	7,966(4件)	0(0件)	0(0件)	4,002(2件)	84,817(3件)	798,007(39件)
2018年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	26,323(13件)	0(0件)	69,254(39件)
2019年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	49,903(16件)	17,713(2件)	106,580(55件)
2020年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	7,462(2件)	0(0件)	29,031(32件)
2021年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	32,413(14件)	12,073(2件)	59,180(55件)
2022年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1,381(2件)	0(0件)	2,913(15件)
2023年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	99(2件)
合計	11,965(6件)	14,436(5件)	120,066(4件)	304,949(131件)	259,346(24件)	5,216,622(667件)

※出力はバイオマス比率考慮後出力
※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

■

■ 2024 年度の調達価格・基準価格は、入札対象外の一般木材等（10,000kW 未満）では 24 円/kWh であり、また、一般木材等（10,000kW 以上）は入札対象となっているが、海外では、大規模な一般木材等バイオマスは、支援対象でない場合もある（参考 60、参考 61）。

【参考 60】バイオマス発電（5,000kW、ペレット使用）の各国の価格



※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（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。

【参考 61】諸外国におけるバイオマス発電の支援状況

ドイツ（2024年9月時点）		
バイオマス	150 kW以下	FIT（既存発電設備は対象外）
	150 kW～20MW	FIP入札
バイオガス	500 kW以下	FIT
	500 kW～20 MW	

フランス（2024年9月時点）		
バイオマス	50 MW未満	FIT/FIP 入札
	50 MW～100 MW（高効率コージェネレーションまたは高エネルギー効率）	
	100 MW超（高効率コージェネレーションまたは36%以上の電気効率の電気設備）	
バイオガス	500 kW未満（フランス都市部圏内）	FIT
	12 MW以下（フランス都市部ネットワーク非接続）	
	500 kW～12 MW（フランス都市部圏内）	FIP入札

イギリス（2024年9月時点）		
バイオマス	5 MW超	【バイオマス専用燃焼(熱電併給)、高度変換技術】CfD入札
バイオガス	5 MW以下	【嫌気性消化】売電価格保証※の支援制度
	5 MW超	【嫌気性消化】CfD入札

※ 2020年1 月より一定規模以上の小売事業者に対して、系統供給電力に対する「売電価格」の提示を義務付け（SEG 制度）

イタリア（2024年9月時点）※2024年8月FER2施行		
バイオマス・バイオガス	300 kW以下	FIT
	300 kW超	CfD

※ FER2のFIT制度は、2026年1月1日より200kWに引き下げられる。
※ DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021 , n. 199により、1MW未満の設備についてはFITによる支援制度、1MW以上の設備については、入札が2024年9月現在も有効である。

注：スペインはバイオマス入札による支援制度を継続しており、2021年、2023年及び2025年に入札容量が割り当てられている。2022年の入札ではバイオマスの落札があった。　（出典）各種公表資料より作成

■ 10,000kW 以上の一般木材等バイオマス、全規模のバイオマス液体燃料は、2018 年度より入札制に移行している。これまでの入札結果は、参考 62 のとおりである。

【参考 62】木質等バイオマス発電のこれまでの入札結果

	バイオマス							
	第１回		第２回	第３回	第４回	第５回	第６回	第7回
実施時期	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	一般木材等：10,000kW以上 液体燃料：全規模							
募集容量	一般木材等：180MW	液体燃料：20MW	120MW	120MW	120MW	120MW	120MW	30MW ※一定の条件下で拡大
上限価格	20.6円/kWh（事前非公表）		19.6円/kWh（事前非公表）	19.6円/kWh（事前非公表）	18.5円/kWh（事前非公表）	18.0円/kWh（事前非公表）	17.8円/kWh（事前非公表）	事前非公表
入札参加申込容量（件数）※入札参加者の最大出力	264MW (7件) ※100MW	169MW (26件) ※47MW	101MW (20件) ※39MW	319MW (7件) ※112MW	129MW (3件) ※75MW	0MW（0件）	0MW（0件）	
参加資格を得た容量（件数）	95MW (4件)	11MW (5件)	6MW (4件)	164MW (3件)	129MW (3件)	0MW（0件）	0MW（0件）	
入札容量（件数）	35MW (1件)	2MW (1件)	4MW (3件)	2MW (1件)	54MW (2件)	0MW（0件）	0MW（0件）	
平均入札価格	19.60円/kWh	23.90円/kWh	20.55円/kWh	18.50円/kWh	18.53円/kWh	-	-	
落札容量（件数）	35MW (1件)	0MW (0件)	0MW (0件)	2MW (1件)	51MW (1件)	0MW（0件）	0MW（0件）	
落札価格	19.60円/kWh（第2次保証金を納付せず辞退）	-	-	18.50円/kWh	18.50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）							

※ バイオマス比率考慮済。

(1) バイオマス発電のコスト動向

① 木質等バイオマス発電のコスト動向

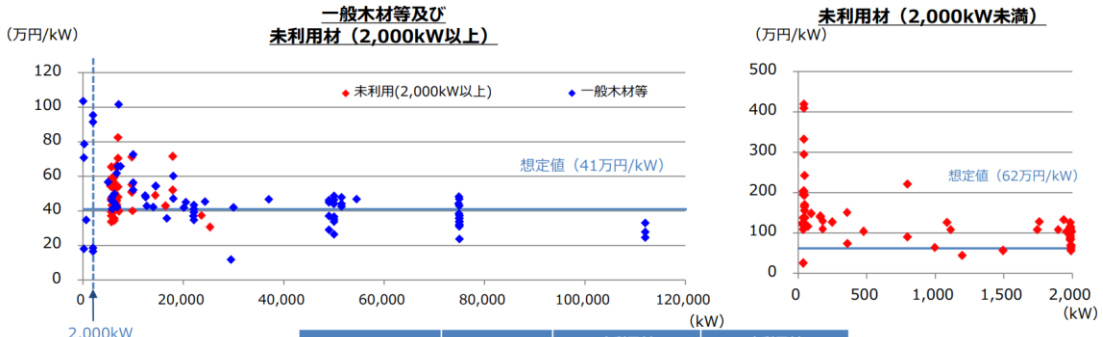
（資本費）

■ これまでに得られた一般木材等の資本費のコストデータは 77 件。平均値は 45.2 万円/kW、中央値は 43.4 万円/kW となり、想定値（41 万円/kW）とほぼ同水準となる。また、2,000kW 未満ではばらつきが大きくなる。

■ 未利用材（2,000kW 以上）の資本費のコストデータは 46 件。平均値は 50.6 万円/kW、中央値は 49.7 万円/kW となり、想定値（41 万円/kW）をやや上回る。

■ 未利用材（2,000kW 未満）の資本費のコストデータは 67 件。平均値は 135.2 万円/kW、中央値は 124.6 万円/kW となり、想定値（62 万円/kW）を上回るが、分散が大きい（参考 63）。

【参考 63】一般木材等・未利用材バイオマス発電の資本費



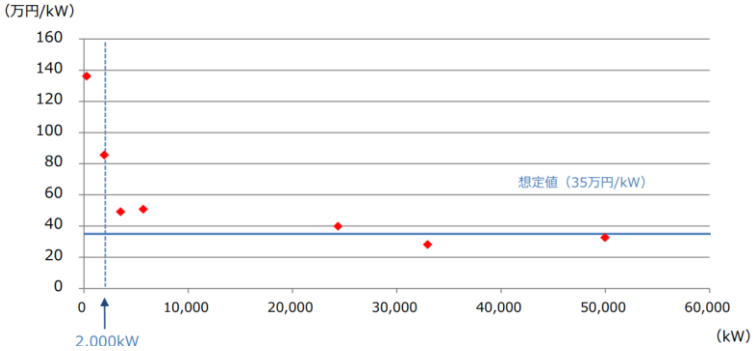
	一般木材等	未利用材（2,000kW以上）	未利用材（2,000kW未満）
件数	77	46	67
平均値（万円/kW）	45.2	50.6	135.2
中央値（万円/kW）	43.4	49.7	124.6
想定値（万円/kW）	41	41	62

※2024年7月17日までに報告された定期報告データを分析対象としている。

■ 建築資材廃棄物の資本費のコストデータは 7 件。平均値は 60.3 万円/kW、中央値は 49.1 万円/kW となり、想定値（35 万円/kW）を上回る。また、2,000kW 以上は 2,000kW 未満と比べて低コストとなっている。ただし、コストデータが少ない点に留意が必要である。

■ なお、2018 年度から入札対象となっているバイオマス液体燃料の資本費のコストデータは 6 件。平均値は 41.4 万円/kW、中央値は 13.9 万円/kW であった（参考 64）。

【参考 64】建設資材廃棄物バイオマス発電の資本費

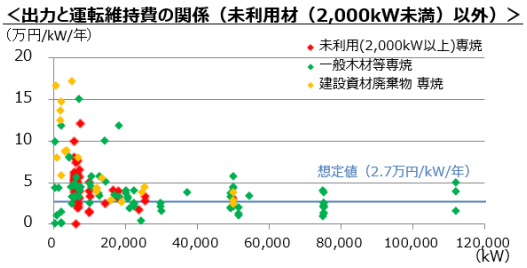


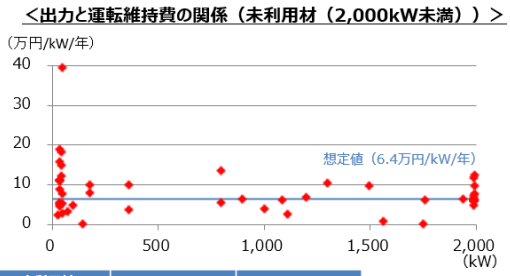
	建築資材廃棄物	液体燃料
件数	7	6
平均値 (万円/kW)	60.3	41.4
中央値 (万円/kW)	49.1	13.9
想定値 (万円/kW)	35	-

（運転維持費）

- これまでに得られた一般木材等の運転維持費のコストデータは 80 件。平均値 3.8 万円/kW/年、中央値 3.4 万円/kW/年となり、想定値（2.7 万円/kW/年）を上回るが、分散も大きい。
- 未利用材（2,000kW 以上）の運転維持費のコストデータは 48 件。平均値 4.4 万円/kW/年、中央値 4.0 万円/kW/年となり、想定値（2.7 万円/kW/年）を上回るが、分散も大きい。
- 未利用材（2,000kW 未満）の運転維持費のコストデータ 52 件。平均値 8.1 万円/kW/年、中央値 6.4 万円/kW/年となり、想定値（6.4 万円/kW/年）を上回るが、分散も大きい。
- 建設資材廃棄物の運転維持費のコストデータは 21 件。平均値 7.5 万円/kW/年、中央値 5.5 万円/kW/年となり、想定値（2.7 万円/kW/年）を上回る（参考 65）。
- なお、2018 年度から入札対象となっているバイオマス液体燃料の運転維持費のコストデータは 6 件。平均値は 1.0 万円/kW/年、中央値は 1.1 万円/kW/年であった。

【参考 65】一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物バイオマス発電の運転維持費





	一般木材等	未利用材（2,000kW以上）	未利用材（2,000kW未満）	建築資材廃棄物	液体燃料
件数	80	48	52	21	6
平均値（万円/kW/年）	3.8	4.4	8.1	7.5	1.0
中央値（万円/kW/年）	3.4	4.0	6.4	5.5	1.1
想定値（万円/kW/年）	2.7	2.7	6.4	2.7	-

（燃料費）

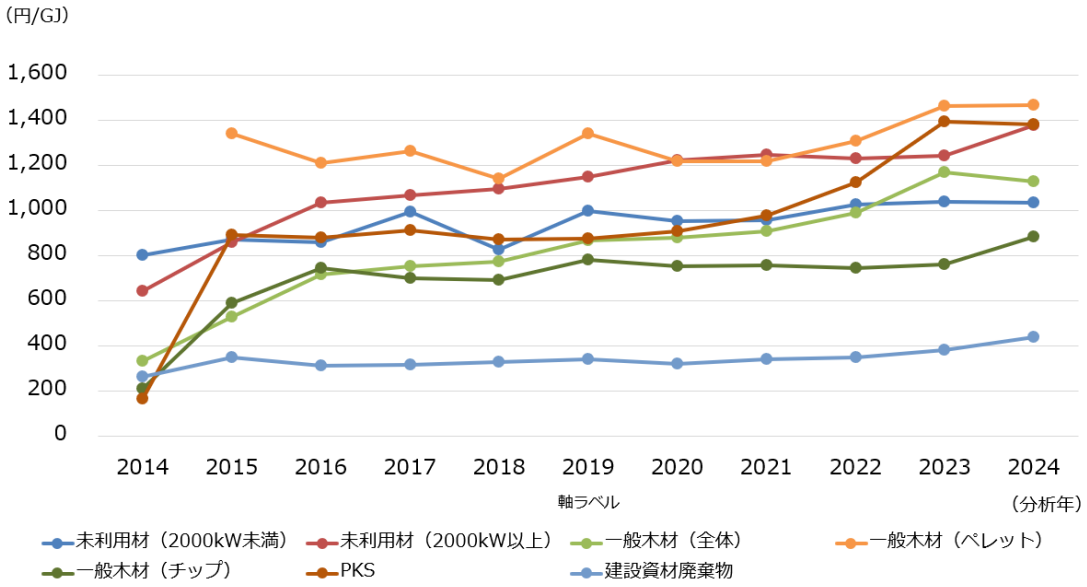
- 未利用材（2,000kW 以上）の燃料費のコストデータは 122 件。平均値は 1,250 円/GJ、中央値は 1,183 円/GJ となり、想定値（1,200 円/GJ）と概ね同水準である。
- 未利用材（2,000kW 未満）の燃料費のコストデータは 65 件。平均値は 980 円/GJ、中央値は 1,000 円/GJ となり、想定値（900 円/GJ）と概ね同水準である。
- 一般木材等の燃料費のコストデータは 289 件。平均値は 1,089 円/GJ、中央値は 1,068 円/GJ となり、想定値（750 円/GJ）を上回る。
- 建設資材廃棄物の燃料費のコストデータは 76 件。平均値は 365 円/GJ、中央値は 340 円/GJ となり、想定値（200 円/GJ）を上回る（参考 66）。
- 想定値と若干のずれが見られる燃料種もあるものの、引き続き、燃料市場の動向を注視する必要がある。
- なお、2018 年度から入札対象となっているバイオマス液体燃料の燃料費のコストデータは４件。平均値は 3,026 円/GJ、中央値は 2,328 円/GJ。

【参考 66】一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物バイオマス発電の燃料費

<table>
<tr><th colspan="2"></th><th colspan="2">実績平均値（熱量ベース）</th><th>想定値（熱量ベース）</th><th>（参考）
実績設備利用率</th></tr>
<tr><td rowspan="2">未利用木材</td><td>2,000kW以上</td><td colspan="2">1,250円/GJ（122件）</td><td>1,200円/GJ</td><td>72.9%</td></tr>
<tr><td>2,000kW未満</td><td colspan="2">980円/GJ（65件）</td><td>900円/GJ</td><td>50.9%</td></tr>
<tr><td rowspan="3">一般木材等</td><td>ペレット</td><td rowspan="3">1,089円/GJ（289件）
※ペレット、チップ、PKS以外も含む</td><td>1,484円/GJ（74件）</td><td rowspan="3">750円/GJ</td><td>66.5%</td></tr>
<tr><td>チップ</td><td>757円/GJ（129件）</td><td>59.1%</td></tr>
<tr><td>PKS</td><td>1,327円/GJ（63件）</td><td>70.5%</td></tr>
<tr><td colspan="2">建設資材廃棄物</td><td colspan="2">365円/GJ（76件）</td><td>200円/GJ</td><td>48.9%</td></tr>
</table>

■ なお、定期報告データより得られた燃料費の推移を分析したところ、燃料費は全体的に横ばいの傾向であるが、未利用材（2,000kW 以上）や一般木材（チップ）等については、やや上昇傾向にある（参考 67）。

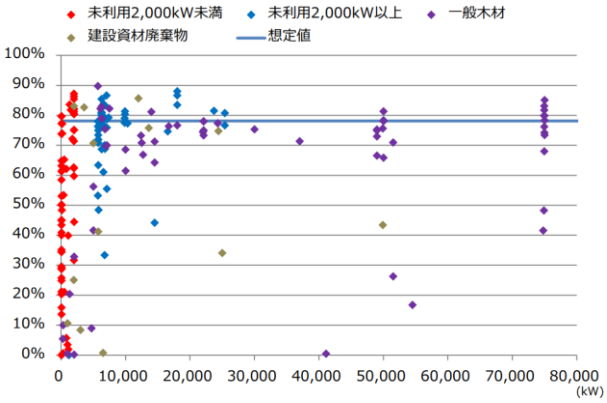
【参考 67】燃料費の推移



（設備利用率）

■ 木質等バイオマス発電の設備利用率の分析の結果、未利用材（2,000kW 以上）・一般木材等（10,000kW 以上）の設備利用率が高い傾向にある一方、未利用材（2,000kW 未満）・一般木材等（10,000kW 未満）は比較的低い傾向にある。ただし、全体的に分散が大きい（参考 68）。

【参考 68】一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物バイオマス発電の設備利用率



①一般木材等・②未利用材（2,000kW以上） 想定値（78.1%）
③未利用材（2,000kW未満） 想定値（76.5%）
④建設資材廃棄物 想定値（80.9%）

※グラフ中の青線は78.1%のラインを示している。

	件数	平均値（%）	中央値（%）
①一般木材等	65	63.1	73.3
②未利用材（2,000kW以上）	48	72.9	77.7
③未利用材（2,000kW未満）	60	50.9	53.2
④建設資材廃棄物	13	48.9	43.4

■ これは、小規模案件は主に国内から燃料調達を行っているところ、季節変動等により、国内材の安定的な調達が必ずしも容易ではないことが一要因と考えられる。

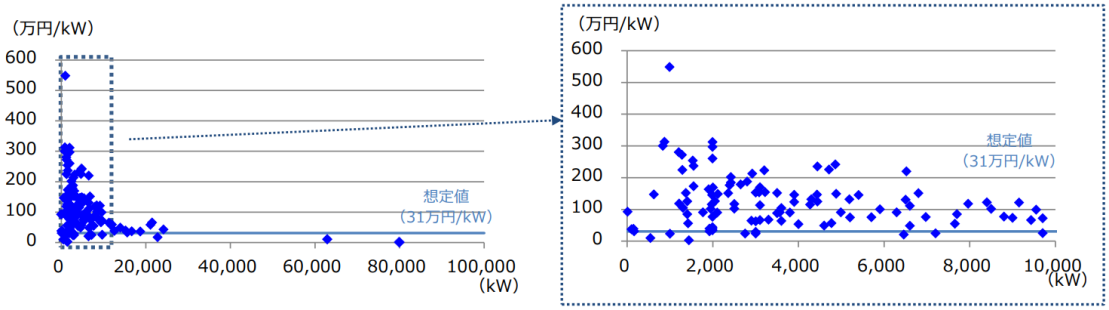
② 一般廃棄物その他バイオマス発電のコスト動向

（資本費）

■ これまでに得られた資本費のコストデータは 124 件。平均値は 114.8 万円/kW、中央値は 99.8 万円/kW となり、想定値（31 万円/kW）を上回る。現在の想定値は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングに基づいて大規模な設備を想定しているため、10,000kW 以上の設備（15 件）に限定すると、平均値は 40.7 万円/kW、中央値は 39.8 万円/kW となり、想定値（31 万円/kW）と概ね同水準となる。

■ また、2,000kW 以上の平均値は 101.0 万円/kW、中央値は 90.6 万円/kW である一方、2,000kW 未満の平均値は 145.9 万円/kW、中央値は 117.3 万円/kW と特に高額となる（参考 69）。

【参考 69】一般廃棄物その他バイオマス発電の資本費



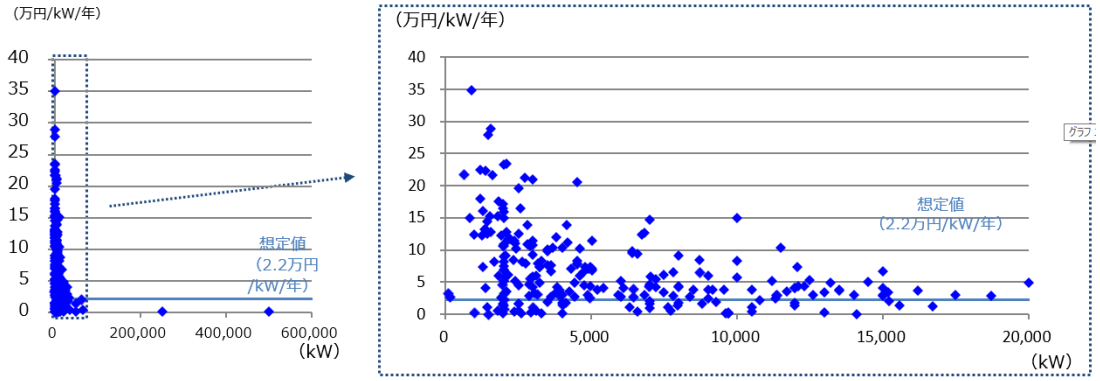
	全規模	2,000kW未満	2,000kW以上全体	10,000kW以上全体
件数	124	38	86	15
平均値（万円/kW）	114.8	145.9	101.0	40.7
中央値（万円/kW）	99.8	117.3	90.6	39.8
想定値（万円/kW）	31	-	-	-

（運転維持費）

■ これまでに得られた運転維持費のコストデータは 271 件。平均値は 6.5 万円/kW/年、中央値は 4.5 万円/kW/年となり、想定値（2.2 万円/kW/年）を上回る。現在の想定値は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングに基づいて大規模な設備を想定しているため、10,000kW 以上の設備（65 件）に限定すると、平均値は 3.2 万円/kW/年、中央値は 3.0 万円/kW/年となり、想定値に近い水準となる。一方、2,000kW 未満はばらつきが大きい[30]（参考 70）。

[30] 運転維持費 0 円/kW/年の案件を除く。

【参考 70】一般廃棄物その他バイオマス発電の運転維持費

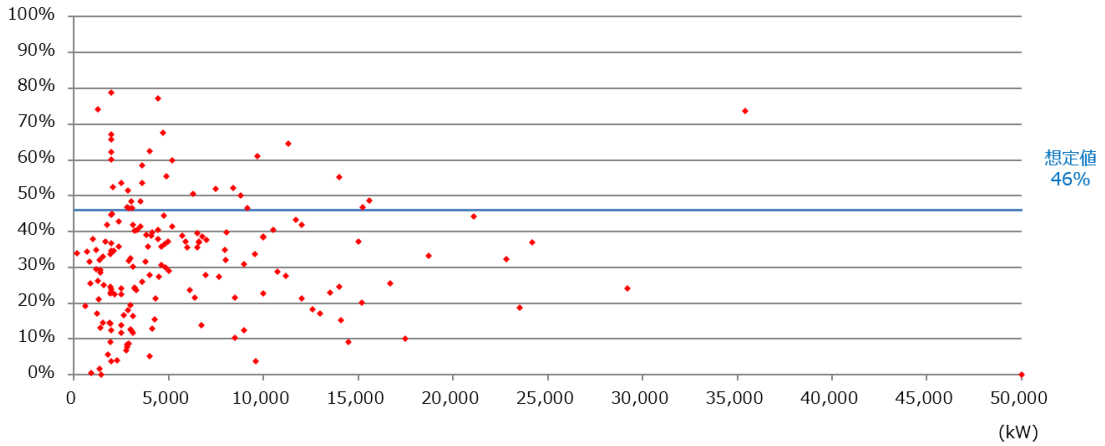


	全規模	10,000kW以上
件数	271	65
平均値（万円/kW/年）	6.5	3.2
中央値（万円/kW/年）	4.5	3.0
想定値（万円/kW/年）	2.2	-

（設備利用率）

■ 一般廃棄物その他バイオマス発電の設備利用率について、平均値は32.1%、中央値は32.0%となり、想定値（46%）を下回っている。ただし、分散も大きい。ごみ処理焼却施設などでは、ごみの受入状況などにより、設備利用率に変動が生じ得る点に留意が必要である（参考 71）。

【参考 71】一般廃棄物その他バイオマス発電の設備利用率



	件数	平均値	中央値	想定値
設備利用率	171	32.1%	32.0%	46%

③ メタン発酵バイオガス発電のコスト動向

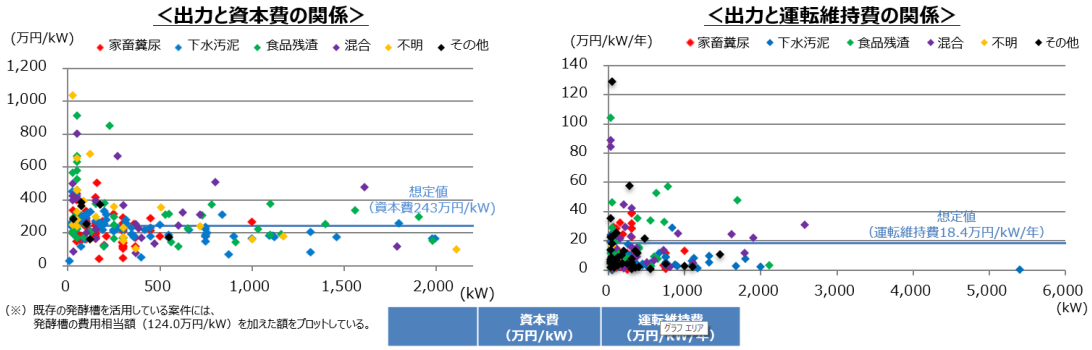
（資本費・運転維持費）

■ これまでに得られた資本費のコストデータは 235 件[31]。平均値は 266.1 万円/kW、中央値は 239.7 万円/kW となるが、2025 年度の想定値（243 万円/kW）と概ね同水準。

■ また、これまでに得られた運転維持費のコストデータは 222 件。平均値は 12.8 万円/kW/年、中央値は 7.0 万円/kW/年となり、2025 年度の想定値（18.4 万円/kW/年）を下回った（参考 72）。

■ なお、昨年度と同様に、今後、案件の増加が期待される原料混合（特に 500kW 未満）に着目すると、資本費の平均値は 321.9 万円/kW、中央値は 261.7 万円/kW となり、運転維持費の平均値は 22.9 万円/kW/年、中央値は 15.3 万円/kW/年となる。

【参考 72】メタン発酵バイオガス発電の資本費・運転維持費



	資本費（万円/kW）	運転維持費（万円/kW/年）
件数	235	222
平均値	266.1	12.8
中央値	239.7	7.0
想定値	243	18.4

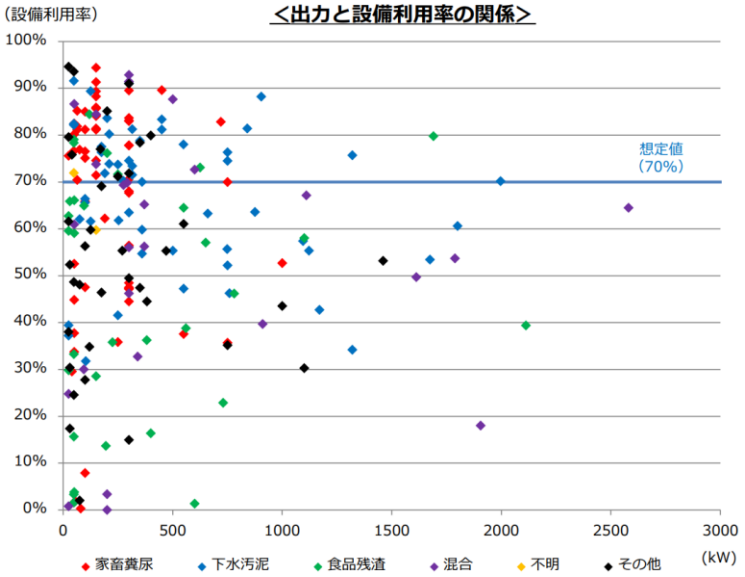
（設備利用率）

■ メタン発酵バイオガス発電の設備利用率の分析の結果、全体的には 2025 年度の想定値（70%）を下回るが、分散が大きい（参考 73）。

---

[31] 209 件のうち 128 件が、過去に投資をしたメタン発酵バイオガス発電に必要な発酵槽を有効利用したケースである点を勘案し、こうしたケースの案件に発酵槽の費用相当額（124.0 万円/kW）を加えて分析している。

【参考 73】メタン発酵バイオガス発電の設備利用率



種類	件数	平均値(%)	中央値(%)
全体	264	57.3	61.7
家畜糞尿	58	65.9	75.4
下水汚泥	53	66.7	70.2
食品残渣	32	45.8	51.6
混合	26	53.8	58.6
不明	2	65.8	65.8
その他	37	54.2	53.2

	件数	平均値(%)	中央値(%)
1,000kW未満	236	58.1	63.4
1,000kW以上	28	50.7	53.3
500kW未満	201	58.5	65.0
500kW以上	63	53.3	55.3

(2) バイオマス発電の 2026 年度以降に FIP 制度のみ認められる対象等

① 2026 年度以降に FIP 制度のみ認められる対象

■ これまでの本委員会で、新規認定で FIP 制度のみ認められるバイオマス発電の対象については、以下の理由から、原則として 2022 年度は 10,000kW 以上、2023 年度及び 2024 年度は 2,000kW 以上とした[32]。

- ➢ バイオマス発電は、安定的に発電可能で調整しやすいことから、発電予測が比較的容易、需要側が単体の電源から安定した電気を調達しやすい、調整力としても活用しやすい、といった特徴があり、FIP 制度により、再エネの自立化へのステップとして、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられること
- ➢ 特に 10,000kW 以上の大規模設備では、一般木材等・一般廃棄物その他バイオマスなどの複数の区分において、発電効率が高く、相対的に低コストでの事業実施が可能であること
- ➢ 定期報告データを用いて規模別のコスト動向を分析したところ、一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物・一般廃棄物その他バイオマスなどの複数の区分において、2,000kW 以上/未満でコストデータ

[32] なお、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 以上を FIP 対象とした。

の傾向が異なること

- 2025 年度においては、卸電力取引市場への参入可能性について分析を行い、最小取引単位（現行では 50kWh/コマ（30 分））を超過する発電量を実現可能かに着目したところ、1,000kW 以上 2,000kW 未満の発電設備においては、 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て、2025 年度は 1,000kW 以上とした。

- 2026 年度においては、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。

- 具体的には、1,000kW 未満において、早期に FIP 制度のみとすることを目指す観点を踏まえ、50kW 以上 1,000kW 未満の発電設備について、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 を超えている状況となっていることが確認された[33]。

- 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つつ、業界の足元の状況を踏まえることとした[34]。

- 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（参考 74）、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

---

[33] 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。

[34] 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。

マス発電の対象について、50kW 以上とすることとした。

【参考 74】バイオマス発電業界団体のヒアリング結果

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**。

■ 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た。

② 2026 年度以降の入札対象範囲

■ 第 95 回の本委員会（2024 年 10 月 16 日）では、バイオマスの入札区分について、直近の応札が無いことや、燃料の需給が逼迫している状況等を踏まえ、委員より、区分のあり方について、FIT/FIP 制度での支援が適切かという点を含めて議論すべき等の意見があった。

■ これを踏まえ、第 98 回の本委員会（2024 年 11 月 1 日）では、入札対象となっている一般木質等（10,000kW 以上）及びバイオマス液体燃料（全規模）の 2026 年度以降の取扱いについては、事業者団体ヒアリングの内容や、バイオマス第 7 回入札の結果を踏まえて、別途議論いただくこととした。

■ 大規模バイオマスを巡る状況に関しては、以下の状況が認められる。

- ➢ バイオマス発電の電源の性質として、発電コストの大半を燃料費が占めるというコスト構造にあり、将来的な自立化が見通しづらい状況にある。
- ➢ 今年度の本委員会における事業者団体ヒアリングにおいては、事業者団体から、FIT/FIP 制度からの自立化のためには、燃料コストの低減が課題との説明があった。一方、特に、入札区分である一般木

質等（10,000kW 以上）及び液体燃料（全規模）については、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、新規の案件形成が大きく進むとは考えにくいとの説明もあった。

- 2024 年度に実施したバイオマス第７回入札においても、入札件数は０件となり、2022 年度以降、入札件数が０件の状況が続いていることが確認されている。
- 需給調整市場や容量市場を活用することで、FIT/FIP 制度によらずに収益を上げることが期待されている電源である。

■ 以上の点を踏まえ、現在入札区分となっている一般木質等（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こととした。

(3) バイオマス発電（入札対象範囲外）の 2026 年度の調達価格・基準価格

■ 昨年度の本委員会では、以下の点を踏まえ、2025 年度のバイオマス発電（入札対象範囲外）の調達価格・基準価格については、いずれも、2024 年度の調達価格・基準価格における想定値を維持することとした。

- それぞれの資本費・運転維持費は、基本的に、平均値・中央値いずれも 2024 年度の調達価格における想定値を上回る又は同等の水準となっている。また、設備利用率は、基本的に、平均値・中央値いずれも想定値を下回る又は同等の水準となっている。
- 一方で、ばらつきが大きく想定値を下回る（設備利用率は上回る）水準も確認できており、大規模案件に着目すると安価に事業を実施できているコストデータもある。また、基本的な方向性として価格目標で中長期的な自立化を目指している状況にある。

■ 今年度のコストデータも昨年度と同様の傾向であり、それぞれの資本費・運転維持費は、基本的に、平均値・中央値いずれも 2025 年度の調達価格・基準価格における想定値を上回る又は同等の水準であり、設備利用率は、基本的に、平均値・中央値いずれも想定値を下回る又は同等の水準となっている。

■ また、ばらつきが大きく想定値を下回る（設備利用率は上回る）水準も確認できていること、大規模案件では安価に事業を実施できているコストデータもあるといった状況についても昨年度と同様の傾向であり、価格目標で中長期的な自立化を目指していること等を踏まえれば、調達価

格/基準価格の想定値を 2025 年度よりも引き上げる（設備利用率は引き下げる）ことは適当ではないと考えられる。

■ こうした点も踏まえ、2026 年度のバイオマス発電（入札対象範囲外）、すなわち、一般木材等（10,000kW 未満）、未利用材（2,000kW 以上）、未利用材(2,000kW 未満)、建設資材廃棄物、一般廃棄物その他バイオマス、メタン発酵バイオガスの各区分等の調達価格/基準価格については、いずれも、2025 年度の調達価格/基準価格における想定値を維持することとした。

(4) FIT/FIP 支援終了後の事業のあり方について

■ バイオマス発電は、電源の性質上、発電コストの大半を燃料費が占めるというコスト構造にある。また、大規模バイオマスについては、国際市場の需給や円安等の影響を強く受ける性質もあり、他の再エネ電源と比べ、再エネ電源としての自立化が相対的に難しい。こうした背景の下、FIT/FIP 制度により支援を受けたバイオマス発電が、FIT/FIP 期間の終了後に、石炭火力等の火力発電へ転換する懸念や事業廃止に至る懸念がある。

■ FIT/FIP 制度は、再エネ電源の自立的な維持・拡大を目指し、国民負担によりその導入を支援するものである。そのため、国民負担の下で導入された再エネ電源であるバイオマス発電が、支援期間終了後に火力発電へ転換することや事業廃止に至ることを抑止する必要がある。

■ このため、FIT/FIP 制度により支援を受けたバイオマス発電について、

- ➢ FIT/FIP 期間の終了後も、定期報告・変更届出を通じて、継続的にバイオマス比率の把握を行うとともに、
- ➢ FIT/FIP 期間の終了後にバイオマス比率を一定以上減少させた場合[35]には、指導などの対象とし、指導を行ったときはその旨を公表することとした。

■ 他方、上記の指導などの措置は、既に FIT/FIP 制度による支援が終了した事業に対しては、実効性に限界がある。そのため、バイオマス発電事業の継続をより確実にするために、FIT/FIP 期間が終了したバイオマス

[35] バイオマス比率をゼロとすることも許容されず、この場合も指導などの対象となり、指導を行ったときはその旨を公表することとなる。

発電/発電事業者に適用があり得る他の諸制度と連携して、規制/支援的措置の両面から、こうした懸念への対応を検討することとした。具体的には、①調達期間/交付期間にわたって FIT/FIP 制度により国民負担の下で支援を行ってきたということ、②再エネの長期安定電源化を図っていく必要があること、③当該発電設備がエリアの供給力の確保に貢献していることなども総合的に勘案しながら、検討を進める必要があることについて確認した。

(5) バイオマス持続可能性 WG からの報告

■ バイオマス持続可能性 WG で取りまとめられた以下内容（参考 75）について、報告があった。

- 認定機関や認証機関に係る要件を満たしていると考えられることから、PKS のライフサイクル GHG を確認できる第三者認証スキームとして、一般社団法人農産資源認証協議会（ARC）の PKS 認証制度を追加することとする。

- ライフサイクル GHG 自主的取組等を進めるうえで、国内木質バイオマスの利用実態を適切に反映していくため、輸送工程や加工工程に係るライフサイクル GHG 既定値の追加・修正を行うこととする。具体的には、国内木質バイオマスの輸送工程の既定値計算における①原単位の設定、②積載量区分の追加、③内航船区分の追加を行うとともに、チップ加工工程の値を実態に合わせ修正する。

【参考 75】バイオマス持続可能性ワーキンググループからの報告

論点	2024年度の主な検討結果
持続可能性	**【輸入木質バイオマスの持続可能性】** ●FIT/FIP制度における**輸入木質バイオマス**について、**改正クリーンウッド法の施行後は、同法に基づき合法性が確認された燃料を調達・使用すること等を求める**こととする。※1 ●**輸入木質バイオマスの持続可能性基準等の整理**に向け、EUの動向等をフォローしつつ、日本における木材利用の実態等も踏まえ、**引き続き検討を進める**こととする。
ライフサイクルGHG	**【新たな第三者認証スキームの追加】** ●**PKSのライフサイクルGHGを確認できる第三者認証スキーム**として、**一般社団法人農産資源認証協議会のPKS第三者認証制度を追加**することとする。※1
	【ライフサイクルGHG自主的取組のフォローアップ】 ●ライフサイクルGHGに係る自主的取組については、業界団体等を経由したフォローアップを実施し、**ライフサイクルGHG算定値の状況などを一定程度把握**した。引き続き、来年度以降も**業界団体等が中心となってライフサイクルGHG自主的取組を促進**するとともに、**本WGにおいて取組状況をフォローアップ**することとする。
	【ライフサイクルGHG既定値の追加等】 ●**国内木質バイオマス**の利用実態を適切に取組に反映していくため、**輸送工程や加工工程に係るライフサイクルGHG既定値の追加・修正を行う**こととする。※2

※1 事業計画策定ガイドラインをパブリックコメントに付した上で、2025年度から適用を開始。
※2 ライフサイクルGHG既定値文書をパブリックコメントに付した上で、2025年度から適用を開始。

Ⅳ．入札制度

1．太陽光発電

(1)　2025 年度の上限価格の事前公表/事前非公表

■ 入札制度の設計にあたっては、以下の２つの大きな方向性が考えられる。

- ➢ 上限価格を非公表としたうえで、相対的に余裕のある募集容量の下で、上限価格を意識した競争を促す。
- ➢ 上限価格を公表としたうえで、募集容量を絞り、限られた容量の下で、他の事業者との競争を促す。

■ 事業用太陽光の入札については、事業者の積極的な参入を促すため、2021 年度より、上限価格を事前公表する形で実施している。引き続き、事業者の参入を促していく観点から、2025 年度も上限価格を事前公表することとした。

(2)　2025 年度の入札対象範囲

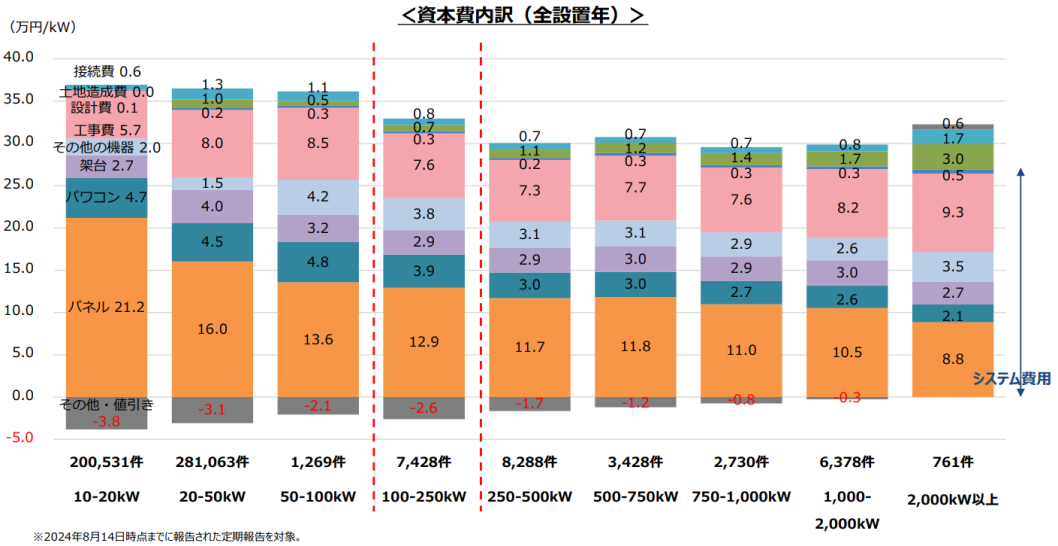
■ 事業用太陽光発電については、2017 年度の入札制の適用以降、順次、その対象範囲を拡大してきた。引き続きコスト低減の加速を図る観点から、入札対象範囲は可能な限り拡大していくことが望ましい一方で、250kW 以上/未満では資本費に一定の差異が見られることや、入札準備に必要な経費は小規模案件ほど相対的に重い負担であることも踏まえ、2025 年度の入札については、これまでと同様に、原則 250kW 以上とした（参考 76）。

■ なお、昨年度の本委員会では、引き続き、地域と共生した太陽光発電の導入加速化を進めるためには、2023 年 10 月から設けられた屋根設置区分における導入を促進していくことが重要であることから、同区分に該当する案件についてのみ入札制の適用を免除することとした。

■ 今年度の本委員会においては、比較的地域共生がしやすく、自家消費型で導入されることで系統負荷の低い屋根設置太陽光発電のポテンシャルを更に積極的に活用していくことが重要であることから、早期の投資回収を可能とする「初期投資支援スキーム」の検討を行ってきたところ。今後の太陽光発電の導入を拡大していくためには、引き続き、屋根設置区分における導入を促進していくことが重要。

■　こうした状況を踏まえ、2025 年度の事業用太陽光発電の入札制においても、2023 年 10 月から設けられた屋根設置区分に該当する案件についてのみ入札制の適用を免除することとした。

【参考 76】事業用太陽光発電の資本費及びその構成（規模別）



(3)　2025 年度の入札実施回数

■　事業用太陽光については、事業者の案件形成スケジュールと入札スケジュールのタイムラグを可能な限り低減させるため、2021 年度より年間４回の入札を実施しているところ。

■　案件形成の促進と入札の実務負担の観点から、2025 年度の入札実施回数は、今年度と同様、年間４回とすることとした。

(4)　2025 年度の入札募集容量

■　今年度の入札について、昨年度の本委員会では、入札対象を FIP 電源のみとし、250kW 以上全体で単一の入札枠の中で競争することとした。具体的には（昨年度の本委員会の審議時点で判明していた昨年度第３四半期まで３回分）の落札容量（全体）の平均値である 93MW を、今年度初回の募集容量とした。

■　同様に、今年度の入札３回の落札容量（全体）に着目すると、合計 183MW、平均 61MW。他方、各回の入札にはばらつきがあり、例えば、昨年度は４回目（第４四半期）の応札量が 312MW（募集容量：134MW）となるなど、年度後半の入札に応札が集中する傾向も見られている。この点を踏まえ、昨年度第４回から今年度第３回までの応札量の平均を

採ることで、過去１年間（通年）の平均値を参照すると、79MW となる。

■ 事業者の落札機会を確保する観点から、今年度初回の募集容量（93MW）を据え置くという考え方もあり得るが、以下のとおり、FIT/FIP 制度外での事業実施が増えている点を考慮し、前述の平均値である 79MW を採用することとした。

- ➢ 事業用太陽光については、コストダウンが進展する中で、FIT/FIP 制度による支援を受けずに事業を実施する形態（非 FIT/非 FIP）が増加している。FIT/FIP 制度外での導入が見込まれるため、「事業用太陽光の FIT/FIP 入札の募集容量」が、すなわち「数年後の事業用太陽光の導入量」となるものではない。

- ➢ 下記の点を踏まえると、今後も一定程度の非 FIT/非 FIP の事業実施の増加が見込まれ、これらの事業は FIT/FIP 入札には参加しない。その中で、FIT/FIP 入札において、これまでと同程度の競争性を確保する必要がある。

  - ・ FIT/FIP 制度によらない太陽光発電の事業実施が見られる中で、太陽光発電の導入量は、概ね５GW/年。また、事業者団体が公表している太陽光パネルの出荷統計によれば、2023 年度の太陽光パネルの国内出荷量は 5.8GW となっている。

  - ・ FIT/FIP 制度を活用せずに PPA により導入される太陽光発電については、令和３年度補正予算以降、「需要家主導による太陽光発電導入促進補助金」により、総計 105 件・439MW の導入支援を行ってきた。また、関係省庁においても、様々な導入支援が実施されている。こうした支援措置により、事業用太陽光発電では、FIT/FIP 制度によらずに事業実施を行うビジネスモデルが確立しつつある。

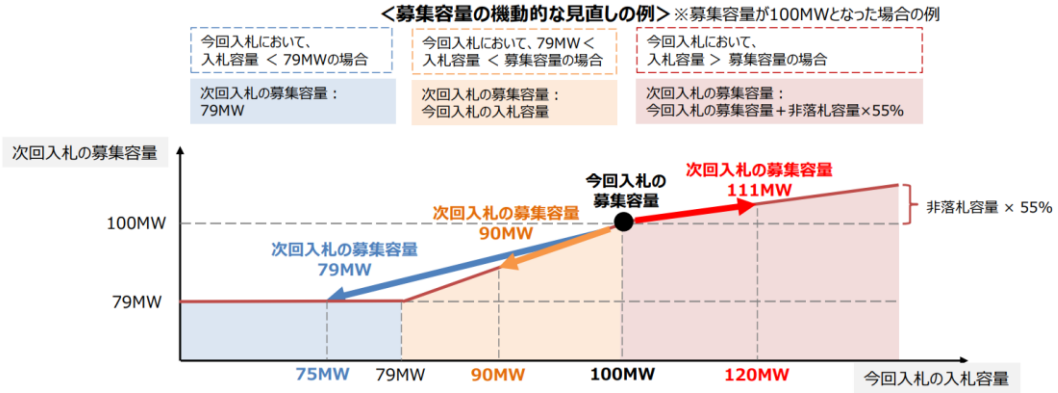
■ 今年度の事業用太陽光の入札においては、前回の入札における入札容量を踏まえて、以下のとおり、募集容量を機動的に見直すこととしている（参考 77）。

- ➢ 今回入札で入札容量が募集容量を上回った場合には、次回入札の募集容量は、今回入札の募集容量に今回入札の非落札容量の 55%を加えた容量

- 今回入札で入札容量が募集容量を下回った場合には、次回入札の募集容量は、今回入札の入札容量（ただし、年度初回入札の募集容量を下限とする）

■ 来年度の入札においても、同様に、こうした募集容量の機動的な見直しの仕組みにより、競争性の確保と太陽光導入の加速化を図ることとした。

【参考 77】募集容量の機動的な見直しの例

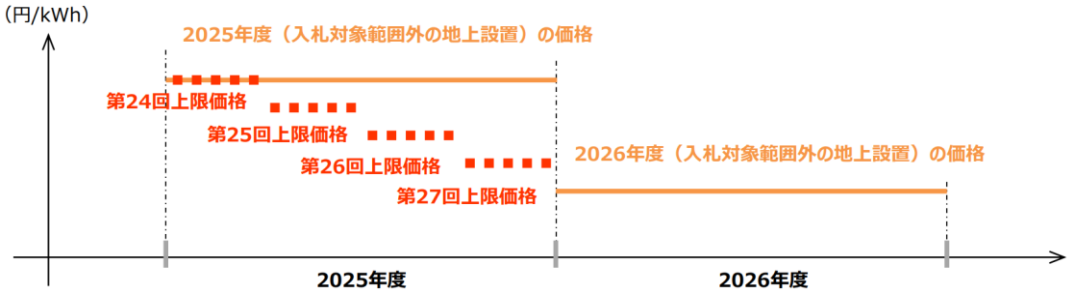


(5) 2025 年度の入札上限価格

■ 昨年度の本委員会では、今年度の入札上限価格については、2024 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外の地上設置）の調達価格/基準価格 9.2 円/kWh と、2025 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外の地上設置）の調達価格/基準価格 8.9 円/kWh の間を刻む形で、第 20 回から第 23 回にかけて、9.20 円/kWh、9.13 円/kWh、9.05 円/kWh、8.98 円/kWh と設定した。

■ 来年度の入札上限価格についても、今年度と同様の考え方に基づき、2025 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外の地上設置）の調達価格/基準価格 8.9 円/kWh と、2026 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外の地上設置）の調達価格/基準価格の間を刻む形で設定することとした（参考 78）。

【参考 78】2025 年度の事業用太陽光発電の入札の上限価格のイメージ



2. 陸上風力発電

(1) 2025 年度の入札対象範囲

- 陸上風力発電については、入札制を導入することで事業者間の競争によるコスト低減を促していくという基本方針の中で、昨年度の本委員会では、昨年度の入札結果が順調であったことや、250kW 以上を入札対象とした場合に 50～250kW の区分において入札制度の適用を回避する可能性があること、50kW 以上を FIP 制度のみ認められる対象としていること等を踏まえ、2024 年度の入札対象を 50kW 以上とした。

- 引き続き、陸上風力発電については、入札制の下で事業者間の競争によるコスト低減を促していくことが重要であること等を踏まえ、2025 年度の入札対象についても 50kW 以上とした。

(2) 2025 年度の入札上限価格の事前公表/事前非公表

- 上限価格の事前公表/非公表については、事業者の価格予見性の向上のため、引き続き、事前公表とした。

(3) 2025 年度の入札募集容量・入札実施回数

- 2024 年度の入札制の募集容量の設定にあたっては、エネルギーミックスの実現に向けた導入加速化にも配慮しつつ、他の応札者との競争が働くよう、2023 年度と同様の考えに基づき、募集容量を設定した。

- 具体的には、2023 年度の設定時に考慮した以下の実績も踏まえ、2024 年度の初回入札の募集容量を 1.0GW とした上で、初回入札で入札容量が 1.3GW を超える場合には、同年度内に追加の入札を実施することとした。

  - 直近５年間の年間認定量（2018-2022 年度）[36]の平均が 1.5GW/年、最低水準が 1.0GW/年程度

  - これまでの年間認定量（2012-2022 年度）[36]の平均が 1.2GW/年、また、直近の入札容量が 1.3GW/年

- 2025 年度の入札制の募集容量及び追加入札の設定については、これまで同様に、エネルギーミックスの実現に向けた導入加速化にも配慮し

[36] 2021,2022 年度については、入札容量

つつ、今年度の入札では、上限価格付近の応札が一定数確認されていることや、応札容量は 885MW と、募集容量 1 GW を下回ったことを踏まえ、他の応札者との競争が働くよう、応札容量が上回ることが想定されるような募集容量を設定することとした（参考 79）。

■ 具体的には、以下の実績もふまえ、2025 年度の初回入札の募集容量を 0.9GW とした上で、初回入札で入札容量が 1.2GW を超える場合には、同年度内に追加の入札を実施することとした。

- ➢ 直近５年間の年間認定量（2020-2024 年度）[37]の平均が 1.4GW/年、最低水準が 0.9GW/年程度
- ➢ これまでの年間認定量（2012-2024 年度）[37] の平均が 1.2GW/年

【参考 79】2025 年度の陸上風力発電の入札のイメージ

	初回入札
入札対象範囲	50kW以上
募集容量	0.9GW
上限価格の事前公表/非公表	事前公表
上限価格	13円/kWh

初回入札で入札容量が1.2GWを超える場合

追加入札
50kW以上
初回入札の非落札容量×40%
事前公表
初回入札の加重平均落札価格または2026年度入札の上限価格（12円/kWh）のいずれか高い額

[37] 2023,2024 年度については、入札容量

3．着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）

(1)　2025 年度の入札上限価格の事前公表/事前非公表

■　入札制度の設計にあたっては、以下の２つの大きな方向性が考えられる。

- ➢　上限価格を非公表としたうえで、相対的に余裕のある募集容量の下で、上限価格を意識した競争を促す。
- ➢　上限価格を公表としたうえで、募集容量を絞り、限られた容量の下で、他の事業者との競争を促す。

■　再エネ海域利用法適用外の着床式洋上風力の認定件数・容量は 11 件・771MW（2024 年 11 月時点）であり、これまでには認定案件のない年度も存在する。来年度についても、複数事業者の入札参加がない可能性も考えられる。こうした中でも入札による競争効果を促すため、上限価格を事前非公表として、上限価格を意識した競争を促すこととした。

(2)　2025 年度の入札募集容量

■　上述のとおり、複数事業者の入札参加がない可能性も考えられるものの、これまでには設備容量 187MW の認定案件もあることから、こうした案件と同程度の規模の案件が落札できる可能性も維持するため、190MW を募集容量とした。

4. バイオマス発電

(1) 2025年度の入札上限価格・募集容量

■ 昨年度の本委員会で、2025年度のバイオマス発電の入札対象範囲については、十分なFIT認定量があることや、海外ではより低コストで事業実施できていること等を踏まえて、2018～2024年度と同様に、一般木質等（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模）とすることを取りまとめた。

■ この上限価格については、引き続き、事前非公表として、上限価格を意識した競争を促すこととした。

■ また、募集容量については、2024年度と同様に、

- 基本となる募集容量については、過去に落札のあった入札回の落札容量（第１回:35MW、第３回:２MW、第４回:51MW）の平均値（29.3MW）を踏まえ、30MWとすることとした。

- そのうえで、バイオマス発電の入札に限り、30MWを超える入札があった場合には、低価なものから順に並べた際に30MWのラインにまたがっている入札者の入札容量が全て落札されるように、募集容量を拡大する（この結果、当該入札者は、入札容量全体について落札できることとなる。）こととした。但し、拡大する募集容量の上限は、過去に設備容量112MWの大規模案件を予定する事業計画が存在したことを踏まえ、110MWを上限（すなわち、30MWに加えた全体の上限は140MW）とすることとした。

5. 入札実施スケジュール

(1) 2025 年度の入札実施スケジュール

■ 2025 年度の入札実施スケジュールについて、

- ➢ 太陽光発電は計４回（第 24 回、第 25 回、第 26 回、第 27 回）。
- ➢ 陸上風力発電は１回（第５回）。ただし、1.2GW を超える入札容量があった場合には、同年度内に追加の入札を実施する。
- ➢ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）は１回（第４回）。
- ➢ バイオマス発電は１回（第８回）。

の入札を実施する。詳細は参考 80 のとおりとした。

【参考 80】2025 年度の入札実施スケジュール

	2025年度				
	第24回太陽光	第25回太陽光	第26回太陽光	第27回太陽光	第5回陸上風力（・追加） 第4回着床式洋上風力 （再エネ海域利用法適用外） 第8回バイオマス
4月	事業計画受付(4/14)		入札説明会		
5月	事業計画受付〆切（5/9） 事業計画審査〆切（5/23） 入札募集開始（6/2）				
6月	入札募集〆切（6/13） 入札結果公表（6/20）	事業計画受付(6/23)			
7月		事業計画受付〆切（7/11） 事業計画審査〆切（7/25）			
8月		入札募集開始（8/4） 入札募集〆切（8/15） 入札結果公表（8/22）			
9月			事業計画受付（9/24）		事業計画受付（9/1） 事業計画受付〆切（9/19）
10月			事業計画受付〆切（10/15） 事業計画審査〆切（10/29）		事業計画審査〆切（10/3） 入札募集開始（10/14） 入札募集〆切（10/27）
11月			入札募集開始（11/10） 入札募集〆切（11/21） 入札結果公表（12/1）		入札結果公表（11/4）
12月					
2026年1月	認定補正期限（1/6） 認定取得期限（1/20）			事業計画受付(1/5) 事業計画受付〆切（1/23）	陸上風力追加入札※ 事業計画受付(1/19)
2026年2月				事業計画審査〆切（2/6） 入札募集開始（2/16）	事業計画受付〆切（2/6） 事業計画審査〆切（2/20）
2026年3月		認定補正期限（3/9） 認定取得期限（3/23）		入札募集〆切（2/27） 入札結果公表（3/6）	入札募集開始（3/2） 入札募集〆切（3/13） 入札結果公表（3/23）
2026年4月以降			認定補正期限（6/17） 認定取得期限（7/1）	認定補正期限（9/24） 認定取得期限（10/6）	認定補正期限（5/21） 認定取得期限（6/4） 認定補正期限（10/9） 認定取得期限（10/23）

※陸上風力発電の追加入札については、第5回陸上風力の入札容量が1.2GWを超えた場合に実施する。

Ⅴ．地域活用要件

(1)　2025 年度以降の地域活用要件について

■ FIT 制度では、①需要地に近接して柔軟に設置できる、②災害時のレジリエンス強化やエネルギーの地産地消に資するといった再エネ電源の特性を活かしつつ、地域の信頼を獲得しながら導入拡大を図っていくため、以下のとおり、地域活用要件を設定している。2025 年度以降（事業用太陽光発電以外は 2026 年度以降）についても、引き続き、こうした地域活用要件を維持することとした。

- ➢ 事業用太陽光発電（10-50kW）
  - ・ 再エネ発電設備の設置場所で少なくとも 30%の自家消費等を実施すること[38]。
  - ・ 災害時に自立運転[39]を行い、給電用コンセントを一般の用に供すること。
- ➢ 風力発電・地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電（FIT 制度適用対象規模）
  - ・ 自家消費型・地域消費型/地域一体型の要件（参考 81）

---

[38] 農地一時転用許可が３年間を超える営農型太陽光発電は、自家消費等を行わないものであっても、災害時活用を条件に、FIT 制度の対象。

[39] 災害時のブラックスタート（停電時に外部電源なしで発電を再開すること）が可能であること。

【参考 81】自家消費型・地域一体型の要件

自家消費型・地域消費型の地域活用要件

以下のいずれかの要件を満たすこと

A) 当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備により**発電される電気量の少なくとも３割を自家消費**※1するもの（すなわち、７割未満を特定契約の相手方である電気事業者に供給するもの）。

B) 当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備による電気を**再生可能エネルギー電気特定卸供給**により供給し、かつ、その**契約の相手方にあたる小売電気事業者または登録特定送配電事業者**が、**小売供給する電気量の５割以上**を当該発電設備が所在する**都道府県内へ供給**※2するもの。

C) 当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備により**産出された熱**※3を、原則として**常時利用**する構造を有し、**かつ**、当該発電設備により**発電される電気量の少なくとも１割を自家消費**※1するもの（すなわち、９割未満を特定契約の相手方である電気事業者に供給するもの）。

※1 自家消費比率を把握するため、発電電力量を記録することが求められる。
※2 小売供給の状況については、小売電気事業者または登録特定送配電事業者の協力によって必要な書類の添付等をすることが求められる。
※3 発電過程で発生した熱を活用する場合に加え、発電設備の一部（井戸等）から産出される熱を活用する場合も認める。

地域一体型の地域活用要件

以下のいずれかの要件を満たすこと

D) 当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備が**所在する地方公共団体**の**名義**（第三者との共同名義含む）**の取り決め**※1において、当該発電設備による**災害時を含む電気又は熱の当該地方公共団体内への供給**が、**位置付け**られているもの。 ※1 当該取り決めには、法律に基づいて当該発電設備に係る認定を地方公共団体が行うものを含む。

E) 地方公共団体が自ら事業を実施または直接出資するもの

F) 地方公共団体が自ら事業を実施または直接出資する**小売電気事業者または登録特定送配電事業者**に、当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備による電気を**再生可能エネルギー電気特定卸供給**により供給するもの

(2) 事業用太陽光発電の営農型特例の運用状況について

■ 事業用太陽光発電の地域活用要件としては、再エネ発電設備の設置場所で少なくとも 30%の自家消費等を実施することを求めているが、所定の条件を満たす営農型太陽光発電については、自家消費等を行わないものであっても、災害時活用を条件に、FIT 制度の対象としている。この特例の適用を受けるためには、FIT 認定後３年以内に農地転用許可を得る（農地一時転用許可証を提出する）ことが FIT 認定の際の条件となっている。

■ 昨年度までの本委員会でも検討を行ってきたとおり、FIT 認定後３年を経過してもなお農地一時転用許可証の提出がない案件については、厳格な対応を適切に措置していくことが必要となる。

■ 2024 年４月に施行した再エネ特措法では、関係法令違反等の状態にある再エネ発電事業に対し、その違反の早期是正を促すため、FIT/FIP 交付金の交付を一時停止する措置を導入している。

■ この措置を活用し、2024 年８月５日には、FIT 認定後３年を経過してもなお農地一時転用許可証の提出がない案件も含めて、不適切な事由

が確認された営農型太陽光発電事業（計 342 件）に対する FIT/FIP 交付金の一時停止措置を講じたことが報告された。加えて、今後も、随時、違反事業者等には、厳格な対応を講じていくことが確認された。

(3) 事業用太陽光の災害時活用要件について

■ 事業用太陽光発電の地域活用要件としては、災害時に自立運転を行い、給電用コンセントを一般の用に供することを求めている。近時では、地震・台風・大雨等の災害が激甚化・頻発化しており、そうした災害時に、地域活用要件を具備した太陽光発電が地域で適切に活用されることが重要である。

■ 地域活用要件を具備した太陽光発電は、原則として再エネ発電設備の設置場所で少なくとも 30%の自家消費等を実施することを求めていることから、基本的には屋根設置太陽光などの「需給近接型電源」であり、設置者が設置場所に居住又は勤務等している場合が想定される。発災時に地域活用要件を具備した太陽光発電が地域で活用されるには、こうした設置者と地域での防災を担う市町村が、平時から連携しておくことが必要となる。

■ こうした点を踏まえ、各市町村が、その地域の実情に応じて、防災の方針等（防災計画、防災協定、各戸に配布している防災マップ等）に、地域活用要件を具備した太陽光発電を位置づけやすくなるよう、国として、次のような環境整備[40]を行うこととした。

- 地域活用要件を具備した太陽光発電について、国が FIT 認定を行った際には、当該事業の概要等について、国から当該事業の設置場所を所管する市町村に対して、プッシュ型で情報提供を行うこととした。

- 地域活用要件を具備した太陽光発電について、市町村から事業者に対し、例えば以下のような災害時活用に関する協力の依頼があった場合には、それに応じるよう努めることを FIT 制度の事業計画策定

[40] 地域の実情は様々であることから、具体的な災害時活用のあり方を国が一律に細かく規律することはしないこととした。また、各市町村の事務負担に配慮し、各市町村に追加的な対応を求めるという考え方ではなく、各市町村の防災に係る事務が円滑となるように国としてサポートするという考え方を採ることとした。

ガイドラインに明記することとした。

- 自治体と事業者間での防災協定等の締結（開錠方法や利用者の誘導方法等）
- 発災を想定した訓練・ミーティング等の実施

■ FIT/FIP 制度に関する情報提供を目的に毎年度開催している「情報連絡会」において、国から自治体に対して、再エネ電源の災害時活用の先進事例や防災協定のひな形等の情報提供を行い、好事例の横展開を促進することとした。

Ⅵ. その他電源共通事項

1. 再生可能エネルギーの自立化について

(1) 再生可能エネルギーの自立化について（総論）

■ 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[41]。

■ これまでの本委員会の議論でも、再生可能エネルギーの自立化を図っていくために、価格目標の設定、トップランナーに照準を当てた調達価格/基準価格の設定、入札制の活用など、コスト低減に向けた様々な取組を講じてきた。

■ 本年度の委員会においては、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、以下のとおり整理することとした。

① 「再生可能エネルギーの自立化」の具体的な考え方

■ 再生可能エネルギーの自立化とは、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することと考えられる。具体的には、例えば、事業実施期間中に以下のような収益・便益[42]を得ることを考慮した際に、投資回収が可能な水準までコストを

---

[41] この点に関して、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）においても、「再生可能エネルギーのコストを競争力ある水準に低減させ、自立的に導入が進む状態を早期に実現していく」とされている。

[42] レジリエンスや地域の農林業・地域活性化等に資する便益も存在する。ただし、これらの便益の定量評価は困難である点や、当該便益に対する政策間の役割分担（エネルギー政策として支援すべきものか否か）には留意が必要である。また、熱利用等に関する便益も存在する点にも留意が必要である。

低下させることと捉えることが重要である。

- 卸電力取引市場又は相対取引を通じた売電や、自家消費により得られる kWh 価値。（但し、特に自然変動電源については、当該電源が発電する時間帯等における電気の価値に留意することが必要となる。また、自家消費は統合コストの抑制にも資する点に留意が必要である。）
- 環境価値。
- 容量市場・需給調整市場により評価される kW 価値・ΔkW 価値。

■ なお、「再生可能エネルギーの自立化」について、FIT/FIP 制度の支援期間が終了した後に政策支援なく事業が継続することを指すという考え方（＝卒 FIT/FIP 後の長期稼働）もあり得る。国民負担による支援を受けて導入した電源である以上、FIT/FIP 制度の支援期間が終了した後も長期安定的に稼働することは当然の要請であり、現時点でこうしたコスト水準に達していない電源（例：運転維持費等が前述の収益・便益を上回る電源）は、まずはこの水準を目指していくこととなるが、中長期的には、前述の「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」を目指していくべきである。

② 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

■ 各再エネ電源は、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。そうした点も踏まえた上で、前述①の考え方も踏まえて、次のように支援のあり方を整理した。

a） 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・風力発電等）

- 太陽光発電や風力発電等は、コストダウンが進展している/見込まれる電源であり、実際に FIT/FIP 制度によらずに事業を実施する例も生じている。こうした電源については、早期の自立化を促していくことが重要である。
- 具体的には、引き続き、具体的な年限を設定した価格目標を設定し、更なるコストダウンを促していくことが必要である。

- また、特に大規模な事業用太陽光発電は、今年度の本委員会の主な論点として、「FIT/FIP 制度からの自立（FIT/FIP 制度の支援なく初期投資が自立的に進展する状況）の時期が到来しつつあるところ、太陽光発電の自立のあり方についてどう考えるか」としているとおり、引き続き、入札結果や案件組成状況を踏まえ、具体的な自立化の道筋の検討を加速させていくこととした。

- 具体的な自立化の道筋としては、A. FIT/FIP 制度の新規認定（入札）の対象外とする、B. 卸電力取引市場価格を下回る低価な入札上限価格を設定し、その水準を徐々に低減させる等の方法があり得る。A. を採る場合、FIT/FIP 制度による規律の対象外となる電源が増えることを考慮する必要がある。また、B. については、実際に卸電力取引市場価格を下回る水準の価格での応札も生じているが、そうした事業者の入札行動やニーズについて、分析する必要がある。

b) 緩やかなコストダウンが期待される電源（例：小規模な地熱発電・水力発電等）

- 小規模な地熱発電・水力発電等は、緩やかなコストダウンが期待される電源であるが、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な稼働が確保されることが重要となる。

- その上で、中長期的には、再生可能エネルギーの自立化を目指していく、すなわち、「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」を目指していくこととした。

c) 自立化への課題が極めて大きいコスト構造にある電源（例：大規模バイオマス発電等）

- 大規模バイオマス発電は、発電コストの大半を燃料費が占めるというコスト構造にあることに加え、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。[43]

---

[43] 本年度の本委員会においては、現在入札区分となっている一般木質等（10,000kW 以上）及び液体燃料（全規模）を、2026 年度以降、FIT/FIP 制度の支援の対象外とすることについて、議論を行った。

(2) 価格目標について

■ これまで、FIT/FIP 制度では、事業者の努力やイノベーションによるコスト低減を促す観点から、官民が協調して目指すべき水準として、電源ごとに中長期的な価格目標を設定してきた。また、調達価格/基準価格の設定にあたっては、当該価格目標が法定の勘案事項とされている。

■ 再生可能エネルギーの自立化に向けた議論に加えて、第７次エネルギー計画策定に向けた基本政策分科会やコスト検証ワーキンググループにおける議論、各事業者団体が掲げる目標などを踏まえて、価格目標の設定のあり方について、以下のとおり整理することとした。

■ 現行の価格目標は、事業用太陽光発電・陸上風力発電・着床式洋上風力発電は数値目標が設定されており、中小水力発電・地熱発電・バイオマス発電等は「電源自立化を目指す」と設定されている。一方、

- 数値目標が設定されている電源について、当該数値目標は、将来的な自立化の見通しや海外の状況等も踏まえて設定されたものである。他方で、例えば、インフレ等による収入・費用の変動や他電源との相対比較の状況等によっては、当該数値目標と自立化可能性が必ずしも連動するとはいえない。
- 「電源自立化を目指す」との目標が設定されている電源について、その目標の趣旨の明確化を図ることで、より事業・制度の予見性を高めることに繋がると考えられる。

■ 以上の点と前述の①再生可能エネルギーの自立化に向けた考え方を踏まえ、全電源について、価格目標は、「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よう、卸電力取引市場等による売電収入、自家消費便益、環境価値その他の再エネ発電事業により得られる収入又は便益を勘案した際に、事業実施期間において、投資回収が可能となる水準までコスト低減を目指す。」という具体的な考え方を規定することとした。そのうえで、その具体的な水準については、電源ごとに、収入・便益の水準を踏まえて、投資回収可能な水準として各年度の本委員会[44]において、最新のデータを用いて定量的に算定することとした。

■ 価格目標の具体的水準の算定にあたって用いる収入・便益については、

---

[44] 来年度以降、各年度の調達価格/基準価格を審議する初回の委員会において提示し、事業者団体ヒアリングや定期報告データを踏まえた審議の回に勘案できるようにする。

以下のとおり整理した。

- kWh 価値[45][46]:
  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することとした。但し、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することとした。

- 自家消費便益[47]：
  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することとした。

- 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することとした。

---

[45]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議論することとした。

[46] 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た。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」を減じることとした。

[47] 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。

- 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た。

- 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た。

  - 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た[48]。

---

[48] 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た。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ところ（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た。

2. 2025年度以降のバランシングコスト

- 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することとした。

- 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、事業者が発電計画の策定や供給シフト等に要する費用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、バランシングコストの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、次のように整理することとした。

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た。

- 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考慮し、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た。

② 措置期間/③交付額

- 措置期間は、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た。
- そのうえで、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、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[49]の範囲内において設定することとした。
- 具体的には、一定の仮定の下での機械的な計算によると、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）[50]となる。この範囲内での支援とする観点から、2025 年度のバランシングコストの増額分は、＋1.00 円/kWh とすることとした。
- 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[51]することとした。

---

[49] FIP 電源は、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）はプレミアムの交付対象外であるため、出力制御順の変更により、出力制御確率が減少しても国民負担の額は不変となる。したがって、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。

[50] 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%と仮定して、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を、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。

[51] 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。

Ⅶ. 調達価格等に関する結論

以上を踏まえ、2025 年度以降の交付対象区分等、基準価格等、特定調達対象区分等、調達価格等、入札を実施する交付対象区分等及び特定調達対象区分等並びに解体等積立基準額に関する本委員会の意見を、別紙のとおり取りまとめた。