

令和8年度以降の調達価格等に関する
意見（案）

令和8年2月2日（月）
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
1. 電源横断の論点	5
(1) 再生可能エネルギーの自立化	5
(2) 今後の FIT/FIP 制度における価格算定のあり方	7
III. 分野別事項	10
1. 太陽光発電.....	10
(1) 事業用太陽光発電（地上設置）のコスト動向.....	11
(2) 事業用太陽光発電（地上設置）の 2026 年度の調達価格/基準価格	16
(3) 2027 年度以降の事業用太陽光発電（地上設置）の取扱い.....	19
(4) 事業用太陽光発電（屋根設置）のコスト動向.....	20
(5) 2026・2027 年度の事業用太陽光発電（屋根設置）の調達価格・基準価格	25
(6) 事業用太陽光発電の 2027 年度の解体等積立基準額.....	26
(7) 2027 年度以降の初期投資支援スキーム（住宅用太陽光発電）の取扱い.....	27
(8) 住宅用太陽光発電のコスト動向.....	29
(9) 住宅用太陽光発電の調達価格	32
(10) 太陽光発電の 2025 年度以降に FIP 制度のみ認められる対象	33
(11) 新たな発電設備区分の創設に関する検討	34
2. 風力発電	35
(1) 陸上風力発電のコスト動向	37
(2) 陸上風力発電（新設）の 2026 年度の入札上限価格等	42
(3) 陸上風力発電（リプレース）の 2026 年度の調達価格/基準価格	44
(4) 陸上風力発電の 2027 年度に FIP 制度のみ認められる対象	45
(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	45
(6) 洋上風力発電の 2028 年度に FIP 制度のみ認められる対象	48
(7) 洋上風力発電（再エネ海域利用法適用）の取扱い（価格調整スキーム）	49
(8) 風力発電の解体等積立基準額等	49
(9) 洋上風力発電にかかる今後の進め方	55
3. 地熱発電	56
(1) 地熱発電のコスト動向	57
(2) 地熱発電に係る 2027 年度以降の取扱い	60
4. 中小水力発電	63
(1) 中小水力発電のコスト動向	65
(2) 中小水力発電に係る 2027 年度以降の取扱い	70

5. バイオマス発電	72
(1) バイオマス発電のコスト動向	74
(2) バイオマス発電に係る 2027 年度以降の取扱い	82
(3) バイオマス持続可能性 WG からの報告	83
IV. 入札制度	84
1. 太陽光発電	84
(1) 2026 年度の入札上限価格の事前公表/事前非公表	84
(2) 2026 年度の入札対象範囲	84
(3) 2026 年度の入札実施回数	85
(4) 2026 年度の入札募集容量	85
(5) 2026 年度の入札上限価格	86
2. 陸上風力発電	87
(1) 2026 年度の入札対象範囲	87
(2) 2028 年度以降の入札制の活用	87
(3) 2026 年度の入札上限価格の事前公表/事前非公表	87
(4) 2026 年度の入札募集容量・入札実施回数	87
3. 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）	89
(1) 2025・2026 年度の入札制の取扱い	89
4. 入札実施スケジュール	91
(1) 2026 年度の入札実施スケジュール	91
5. その他の制度見直し	92
(1) 2026 年度に実施される入札（太陽光発電）における第 2 次保証金の繰り越しの取扱い	92
(2) 2026 年度に実施される入札（太陽光発電）における保証金免除事由の取扱い	93
V. 地域活用要件	94
1. 2026 年度以降の地域活用要件について	94
VI. その他電源共通事項	96
1. 2026 年度以降のバランスингコスト	96
2. 変更認定申請案件の取扱い	97
3. FIP 移行の取扱い	98
4. 再生可能エネルギーの自立化	98
(1) 技術動向等を踏まえた再生可能エネルギーの自立化に向けた取組状況の検証	98
(2) 来年度に向けた論点	100
VII. 調達価格等に関する結論	102

I. はじめに

我が国は、すぐに使える資源に乏しく、エネルギー供給の多くを化石燃料の輸入に依存することによる価格変動リスクや国富流出といった課題を抱えている。化石燃料への過度な依存から脱却し、エネルギー危機にも耐えうるエネルギー需給構造への転換を進めていくためにも、エネルギー安定供給と脱炭素の両立を図る必要がある。こうした観点から、再生可能エネルギーについては、2025年2月に閣議決定された第7次エネルギー基本計画において、主力電源化を徹底し、関係省庁が施策を強化することで、地域との共生と国民負担の抑制を図りながら最大限の導入を促すという方向性が掲げられたとともに、2040年度エネルギー・ミックスにおいて、再エネ比率は約4～5割程度と示された。

今年度の本委員会では、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では、本意見を尊重して、2026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聞くように求める。

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、2025年2月に閣議決定された第7次エネルギー基本計画において、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が基本方針として掲げられており、2040年度エネルギー믹스において再エネ比率は約4～5割と示された。
- 今年度の本委員会では、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。

1. 電源横断の論点

(1) 再生可能エネルギーの自立化

- 昨年度の本委員会においては、電源の特性、導入状況等に応じて、コストダウンのスピードに差異がある点を踏まえ、各再エネ電源の自立化に向けた進捗状況とそれを踏まえた支援のあり方等について検討を行った。昨今のインフレによる建設費の上昇等が見られる中でも、引き続き、環境価値が適切に評価される再エネの事業環境整備を図りながら、FIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを目指していくことが重要であることから、昨年度整理された支援のあり方を踏まえ、各電源について下記の観点から今年度の本委員会において検討することとした。
 - ① コストダウンが進展している/見込まれる電源（例：太陽光発電・陸上風力発電）
- 太陽光発電や陸上風力発電については、コストダウンが進展している/見込まれる電源である。既にFIT/FIP制度によらない案件の形成が進んできている。地域との共生の観点から、関係法令に基づいて適切に事業規律の強化を図りながら、自立化に向けた道筋の検討を加速化させる必要がある。
- 特に、大規模な事業用太陽光発電については、調達価格/基準価格が卸電力取引市場価格を下回るなど、着実なコスト低減が実現されてきている中で、大規模な事業用太陽光発電の入札件数の減少やPPA等を活用しながら卸電力市場価格を大幅に下回る価格での入札も生じて

いる。こうした事業者の入札行動を踏まえつつ、具体的な自立化の道筋の検討をより加速させていく。具体的には、2027年度以降の支援のあり方、価格水準について、検討していくべきである。

- ② 電源の特性を踏まえた中長期的なコストダウン策を検討すべき電源
(例: 地熱発電・中小水力発電)
 - 地熱発電・中小水力発電は、太陽光発電等と比べて稼働期間が長いという特徴を有している。この特徴も踏まえ、まずは、FIT/FIP制度の支援期間の終了後も長期安定的な稼働が確保されることが重要である。その上で、特に小規模なこれらの電源については、中長期的に「FIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況」を目指しながら、緩やかなコストダウンを実現していくべきである。
 - また、地熱発電は、地熱資源の開発を伴うという電源の性質上、開発リスク/開発コストが高いという特徴を持つことから、官民の役割やリスク分担のあり方、自立化に向けたコスト低減の見通しについて関係審議会等にて議論が行われているところ。これらの見通しについて確認した上で、支援のあり方を検討していくべきである。
- ③ 大規模化や案件形成等を行うことによる産業基盤の構築を通じてコストダウンを目指すべき電源 (例: 洋上風力発電)
 - 国内の洋上風力発電は未だ黎明期にあることから、今後、大規模化や案件形成、人材育成等を行うことによる産業基盤の構築を通じてコストダウンを目指すことが求められるものの、投資額が大きく、総事業期間が長くなることによる収入・費用の変動リスクが大きいという大型電源としての特性を持つ中で、足下では国内における洋上風力発電事業についても世界的なインフレ等による影響が生じていることが指摘されている。
 - こうした状況を踏まえ、洋上風力発電については、自立化に向けたコスト低減や産業基盤構築に関する中長期的見通しを明確にしながら、その意義を改めて確認した上で、支援のあり方を検討していくべきである。
- ④ 自立化への課題が大きいコスト構造にある電源(例:バイオマス発電)
 - バイオマス発電については、発電コストの大半を燃料費を含む運転維持費が占める構造にあるが、FIT/FIP制度による支援終了後の事業の

安定継続に課題が生じるなど、自立化への課題が大きいコスト構造にある電源である。

- 電源の特性を踏まえ、自立化に向けたコスト低減を進めていくに当たって重要な燃料供給サプライチェーンの強化・構築の状況を確認した上で、支援のあり方を検討していくべきである¹。
- (2) 今後の FIT/FIP 制度における価格算定のあり方
- ① コストデータの上昇を価格に反映させる場合の対象及びその考え方
 - 再エネ特措法に基づく調達価格/基準価格の算定に当たっては、同法第 2 条の 3 第 2 項又は第 3 条第 5 項の規定に基づき、再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎とし、適正な利潤その他の事情を勘案して定めることとされている。
 - 加えて、FIT/FIP 制度は、再エネのコスト競争力が他電源と比べてまだ十分ではない段階において、国民負担により価格支援を行うことで導入拡大を図り、導入拡大によるスケールメリット・習熟効果等を通じてコストダウンを実現していく制度である。したがって、FIT/FIP 制度の対象となる電源は、将来的に FIT/FIP 制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを実現していくこと、すなわち、再生可能エネルギーの自立化を実現していくことが制度の前提である。
 - 昨今のインフレによる建設費等の上昇が見られる中で、足下のコストデータが上昇しているという電源も現れているが、これらの前提を踏まえ、コストデータに上昇が見られる全ての電源について、機械的に一律の想定値の引上げ等を行うのではなく、各電源の特性を考慮しつつ、①自立化に向けた取組がなされているか、②コストデータの上昇について、当該電源の中でも事業が特に効率的に実施されている場合においても生じているものかを確認した上で、総合的に判断しながら足下のコストデータの上昇について適切に調達価格等/基準価格等への反映を行うこととした。

¹ 例えば、大規模バイオマス発電については、発電コストの大半を燃料費が占めるというコスト構造であり、その燃料費は国際市場の需給や円安等の影響を強く受ける性質があり、現在の事業環境下では、新規の案件形成が大きく進むとは考えにくいことから、2024 年度調達価格等算定委員会においては、一般木質等 (10,000kW 以上) 及び液体燃料 (全規模) は、2026 年度以降、FIT/FIP 制度の支援の対象外とするとの意見がとりまとめられた。

- 今年度の本委員会では、コストダウンが着実に進展している太陽光発電・陸上風力発電以外の電源については、将来に向けた自立化の具体的な道筋、コストの中長期的な見通しを確認した上で、その支援のあり方を検討していくこととした。これらの電源については、コストデータの上昇の調達価格等/基準価格等への反映を行うに当たっては、前述の「コストデータの上昇を価格に反映させる場合の対象及びその考え方」における①の点について確認を継続して行っていくことが重要である。
- こうした観点から、今後の各業界からのヒアリング等の機会においても、自立化に向けた取組状況や業界としてのコミットメントについて本委員会への報告を求ることとした。

② 2026・2027年度における調達価格/基準価格の考え方

- 再エネ導入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、コストデータの上昇について調達価格等/基準価格等への反映を行ったうえで、当該価格が既に設定している 2026・2027 年度の調達価格等/基準価格等を上回る場合は、2026・2027 年度の調達価格等/基準価格等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することとした。
 - a) 再エネ特措法上、調達価格等/基準価格等は、原則として年度ごとに経済産業大臣が定めて告示しなければならないこととされている(第 2 条の 3 第 1 項、第 3 条第 2 項)が、これらの項のただし書において、再エネの供給量の状況等を勘案し、必要があると認めるときは、半期ごとに当該半期の開始前に調達価格等/基準価格等を定めることができるとされている。これは、法制定時の国会審議等を踏まえ、今後 FIT/FIP 認定を行う案件の調達価格等/基準価格等について、年度当初に想定していなかった急激な状況の変化が生じた場合には、当該年度の途中で下半期の調達価格等/基準価格等を改めて設定することができる旨を定めた規定であると解釈されている。
 - b) 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、複数年度の調達価格等/基準価格等の設定ができる(第 2 条の 3 第 3 項、第 3 条第 3 項)とされている。これらの規定に基づき複数年度の調達価格等/基準価格等の設定を行った場合についても、法第 2 条の 3 第 1 項又は第 3 条第 2 項のただし書の趣旨を踏

まえ、同様に、今後 FIT/FIP 認定を行う案件の調達価格等/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。

c) こうした考え方に基づく規定の適用については、厳格に解することが必要であるが、

- コストデータの上昇の反映は、インフレ下においても、特にその影響を受ける電源に対する投資が進むようにすることを目的とした措置であり、事業者にとっては投資促進の効果があること
- 仮に 2026・2027 年度の調達価格等/基準価格等を再設定しない場合、コストデータの上昇を反映させた調達価格等/基準価格等で支援を受けるために FIT/FIP 認定を 2027・2028 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

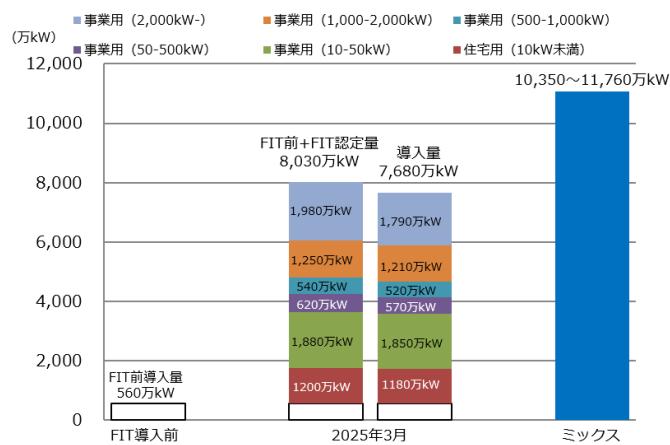
などを総合的に勘案すると、コストデータの上昇について調達価格等/基準価格等への反映を行ったうえで、当該価格が既に設定している 2026・2027 年度の調達価格等/基準価格等を上回る場合には、2026・2027 年度の調達価格等/基準価格等を改めて設定することが妥当と考えられる。

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、2025年3月末時点のFIT前導入量+FIT・FIP認定量は8,030万kW、導入量は7,680万kW。10kW～50kWの小規模事業用太陽光発電案件が多く、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31%程度となっている（参考1、2）。

【参考1】太陽光発電のFIT・FIP認定量・導入量



※失効分（2025年3月末時点）を反映済。

【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：2025年3月末時点								（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-	
2012年度	2,182(91,669)	46(559)	388(2,438)	673(1,894)	542(960)	969(1,073)	3,406(2,164)	6,188(363)	14,394(101,120)
2013年度	5,852(200,093)	26(304)	363(2,136)	985(2,815)	814(1,474)	907(1,053)	5,000(3,312)	8,421(452)	22,367(211,639)
2014年度	2,998(125,700)	16(180)	270(1,630)	562(1,620)	367(661)	316(373)	1,504(1,003)	2,919(167)	8,953(131,334)
2015年度	1,293(51,273)	4(45)	87(520)	216(629)	139(245)	98(116)	428(288)	308(21)	2,572(53,137)
2016年度	1,658(58,006)	2(27)	97(560)	304(865)	162(262)	154(185)	462(326)	988(48)	3,828(60,299)
2017年度	580(23,968)	2(19)	57(326)	210(573)	82(138)	104(124)	301(207)	32(3)	1,367(25,358)
2018年度	2,580(73,777)	4(45)	116(637)	443(1,199)	196(321)	214(254)	718(484)	196(6)	4,468(76,723)
2019年度	1,304(36,467)	1(16)	49(271)	385(924)	1(2)	15(17)	73(42)	105(4)	1,935(37,743)
2020年度	54(1,868)	4(51)	183(843)	37(81)	12(19)	41(47)	97(59)	135(7)	563(2,975)
2021年度	176(4,358)	3(35)	243(1,121)	53(123)	47(79)	65(75)	229(146)	118(6)	934(5,943)
2022年度	76(2,406)	3(37)	171(784)	16(39)	13(23)	39(44)	39(25)	130(4)	486(3,362)
2023年度	46(1,539)	3(41)	71(353)	66(164)	12(21)	28(32)	104(67)	185(6)	515(2,223)
2024年度	13(530)	3(41)	35(212)	10(28)	9(15)	15(17)	72(45)	30(3)	186(891)
	18,812(671,654)	117(1,400)	2,131(11,831)	3,959(10,954)	2,398(4,240)	2,965(3,410)	12,433(8,168)	19,755(1,090)	62,569(712,747)
事業用太陽光発電導入量：2025年3月末時点									
	10-50kW	50-100kW	100-250kW	250-500kW	500-750kW	750-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000kW-	10kW-全体会計
2012年度	2,413(116,418)	45(536)	380(2,405)	560(1,606)	403(716)	641(708)	1,782(1,153)	539(55)	6,763(123,597)
2013年度	3,577(146,396)	23(270)	261(1,554)	562(1,644)	462(843)	543(625)	1,936(1,299)	1,000(85)	8,365(152,716)
2014年度	2,921(109,785)	13(150)	238(1,426)	561(1,617)	430(778)	439(513)	2,291(1,547)	1,255(91)	8,148(115,907)
2015年度	1,935(68,848)	8(91)	142(840)	356(1,015)	266(478)	250(292)	1,342(898)	1,145(87)	5,443(72,560)
2016年度	1,491(50,565)	4(43)	96(567)	295(848)	182(323)	185(215)	1,049(680)	1,443(96)	4,745(53,337)
2017年度	1,522(52,441)	4(44)	83(473)	267(742)	143(247)	162(189)	882(573)	1,842(100)	4,905(54,809)
2018年度	1,530(46,909)	3(29)	77(430)	288(780)	139(233)	164(192)	742(481)	1,937(104)	4,878(49,158)
2019年度	1,272(31,029)	2(25)	71(393)	317(832)	121(203)	156(183)	791(510)	2,271(129)	5,001(33,304)
2020年度	837(18,919)	4(47)	84(428)	219(564)	80(133)	100(117)	445(290)	1,962(98)	3,731(20,596)
2021年度	526(12,074)	3(45)	117(589)	188(472)	49(81)	96(113)	372(234)	2,194(93)	3,546(13,701)
2022年度	279(6,690)	3(36)	94(464)	112(273)	40(67)	67(77)	260(164)	1,253(48)	2,107(7,819)
2023年度	136(3,344)	3(40)	91(444)	86(212)	28(45)	54(62)	215(139)	1,023(41)	1,635(4,327)
	18,439(663,418)	114(1,356)	1,733(10,013)	3,811(10,605)	2,343(4,147)	2,856(3,286)	12,107(7,968)	17,865(1,027)	59,268(701,820)

※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

- 2025年度の調達価格/基準価格は、住宅用（10kW未満）については、4月～9月については15円/kWh、10月～3月については初期投資支援スキーム（運転開始から4年目までは24円/kWh、5～10年目は8.3円/kWh）、事業用地上設置（50kW以上250kW未満）が8.9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、2025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24～26回）の落札容量は、計269MW（入札容量は491MW）。また、平均落札価格は7.13円/kWh（第26回）と相当程度低減（参考3）。

【参考3】太陽光発電入札の結果（2022～2025年度）

＜事業用太陽光入札結果＞

※第12回以降はFIT入札結果・FIP入札結果を併記

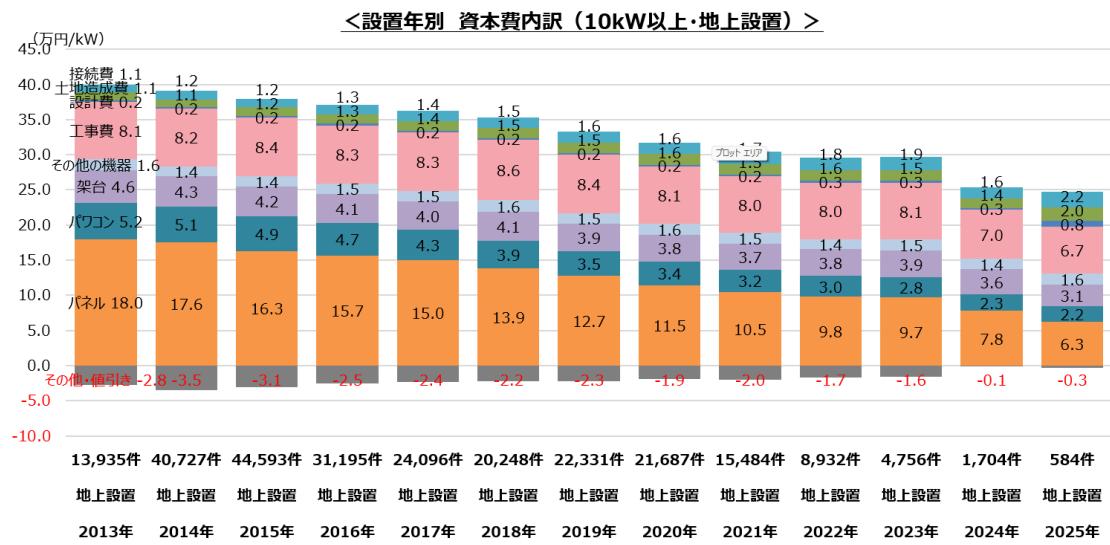
	事業用太陽光														
	第12回	第13回	第14回	第15回	第16回	第17回	第18回	第19回	第20回	第21回	第22回	第23回	第24回	第25回	第26回
第23回 実施時期	2022年度 第1四半期	2022年度 第2四半期	2022年度 第3四半期	2022年度 第4四半期	2023年度 第1四半期	2023年度 第2四半期	2023年度 第3四半期	2023年度 第4四半期	2024年度 第1四半期	2024年度 第2四半期	2024年度 第3四半期	2024年度 第4四半期	2025年度 第1四半期	2025年度 第2四半期	2025年度 第3四半期
入札対象	FIT250kW以上1,000kW未満・FIP1,000kW以上														
FIT250kW以上500kW未満・FIP500kW以上															
募集容量	50MW- 175MW	50MW- 175MW	50MW- 175MW	50MW- 175MW	105MW	110MW	105MW	134MW	93MW	107MW	93MW	93MW	79MW	115MW	163MW
上限価格	10.0円/kWh 事前公表	9.88円/kWh 事前公表	9.75円/kWh 事前公表	9.63円/kWh 事前公表	9.5円/kWh 事前公表	9.43円/kWh 事前公表	9.35円/kWh 事前公表	9.28円/kWh 事前公表	9.20円/kWh 事前公表	9.13円/kWh 事前公表	9.05円/kWh 事前公表	8.98円/kWh 事前公表	8.90円/kWh 事前公表	8.83円/kWh 事前公表	8.75円/kWh 事前公表
入札容量 (件数)	25MW- 129MW (39件-5件)	12MW- 14MW (18件-10件)	11MW- 137MW (17件-11件)	16MW- 16MW (25件-9件)	120MW (35件)	69MW (55件)	178MW (61件)	312MW (127件)	118MW (59件)	34MW (22件)	56MW (23件)	144MW (43件)	158MW (77件)	258MW (68件)	75MW (27件)
平均入札 価格	9.93円/kWh 9.87円/kWh	9.79円/kWh 9.81円/kWh	9.70円/kWh 9.73円/kWh	9.59円/kWh 9.56円/kWh	9.36円 /kWh	9.30円 /kWh	8.84円 /kWh	6.83円 /kWh	7.28円 /kWh	8.08円 /kWh	6.33円 /kWh	6.08円 /kWh	6.58円 /kWh	7.13円 /kWh	
落札容量 (件数)	25MW- 129MW (39件-5件)	12MW- 14MW (18件-10件)	11MW- 137MW (17件-11件)	16MW- 16MW (25件-9件)	105MW (20件)	69MW (55件)	105MW (33件)	134MW (29件)	93MW (47件)	34MW (22件)	56MW (23件)	93MW (5件)	79MW (5件)	115MW (5件)	75MW (27件)
平均落札 価格	9.93円/kWh 9.87円/kWh	9.79円/kWh 9.81円/kWh	9.70円/kWh 9.73円/kWh	9.59円/kWh 9.56円/kWh	9.34円 /kWh	9.30円 /kWh	8.55円 /kWh	5.11円 /kWh	6.84円 /kWh	8.08円 /kWh	8.17円 /kWh	5.06円 /kWh	4.06円 /kWh	5.38円 /kWh	7.13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（地上設置）のコスト動向

① 事業用太陽光発電（地上設置）の資本費

- 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2025年までに、パネル費用は▲65%）（参考4）。

【参考4】事業用太陽光発電の設置年別の資本費内訳（10kW以上全体：地上設置）



- 事業用太陽光発電(地上設置)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、2025年に設置された10kW以上の平均値(単純平均)は20.3万円/kW(中央値は19.7万円/kW)となった。平均値の内訳は、太陽光パネルが約33%、工事費が約33%を占める(参考5)。

【参考5】事業用太陽光発電（地上設置）のシステム費用の規模別の推移



- 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、2020年設置の上位36%水準、2021年設置の上位38%水準、2022年設置の上位36%水準が、それぞれ2023年設置、2024年設置、2025年設置の中央値と同程度であることが確認できた（参考6）。

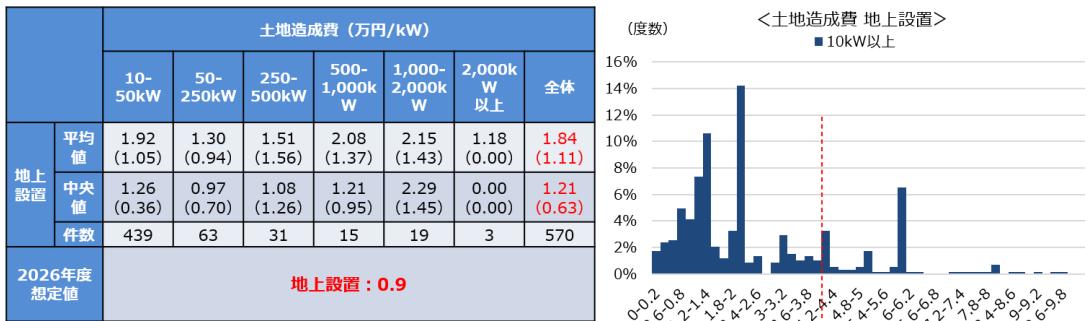
【参考6】事業用太陽光発電（地上設置）のシステム費用のトップランナー分析

万円/kW	地上設置（50kW以上）						地上設置（10kW以上）
	2025年 1~8月設置 N=139	2024年 1~12月設置 N=505	2023年 1~12月設置 N=790	2022年 1~12月設置 N=1,014	2021年 1~12月設置 N=1,154	2020年 1~12月設置 N=1,574	
11.3万円/kW	8.74	9.30	10.01	9.43	9.47	10.24	10.44
	9.43	9.94	11.16	10.61	10.68	11.49	10.94
	10.00	11.05	11.99	11.52	11.37	12.85	11.23
	10.46	11.71	12.76	12.10	12.01	13.73	12.39
	11.02	12.19	13.46	12.76	12.86	14.45	13.81
	11.80	12.96	14.14	13.63	13.73	15.29	14.74
	12.20	13.21	14.51	13.90	13.99	15.60	15.20
	12.79	13.53	14.95	14.20	14.54	16.10	15.76
	12.91	13.62	15.09	14.28	14.72	16.31	15.80
	13.48	13.84	15.20	14.55	15.07	16.72	16.34
36%	13.60	14.00	15.52	14.98	15.32	17.09	16.61
40%	14.02	14.75	16.00	15.72	16.20	17.99	18.24
45%	14.53	15.13	16.65	16.43	16.90	18.65	19.67
50%	14.53	15.13	16.65	16.43	16.90	18.65	19.67

※ 2025年8月15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36%水準として、2026年度の地上設置（50kW以上）の想定値は、2025年の地上設置（50kW以上）の上位36%水準である12.9万円/kWを、2026年の地上設置（10kW以上50kW未満）の想定値は、2025年の地上設置（10kW以上）の上位36%水準である15.8万円/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（10kW以上50kW未満）については、2025年度の想定値（17.8万円/kW）を下回る。
- システム費用と同様に、土地造成費についても、事業用太陽光発電（地上設置）において2025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1.84万円/kW、中央値1.21万円/kWとなり、2025年度の想定値0.9万円/kWを上回る。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（参考7）。また、事業用太陽光発電（地上設置）における土地造成費について、2020～2025年に設置された案件のトップランナー分析を行うと、コストは上昇傾向にあることが確認された（参考8）。

【参考7】事業用太陽光発電（地上設置）の土地造成費



※ 2025年8月15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2024年設置案件の土地造成費。

【参考8】事業用太陽光発電（地上設置）の土地造成費のトップランナー分析

万円/kW		地上設置（10kW以上）					
% 5% 10% 15% 20% 25% 30% 35% 40% 45% 50%		2025年 1~8月設置 N=570	2024年 1~12月設置 N=1,672	2023年 1~12月設置 N=4,646	2022年 1~12月設置 N=8,707	2021年 1~12月設置 N=15,108	2020年 1~12月設置 N=21,065
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

※ 2025年8月15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、事業用太陽光発電（地上設置）において、2025年設置案件の定期報告データを分析すると、平均値 2.15 万円/kW、中央値 1.45 万円/kW と、2026年度の想定値 1.35 万円/kW をやや上回る（参考9）。また、2020年～2025年に設置された案件のトップランナー分析を行うと、2024年から2025年にかけてコストの上昇が見られる（参考10）。

【参考 9】事業用太陽光発電（地上設置）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
地上設置	平均値	2.52 (1.63)	0.69 (0.94)	1.12 (0.87)	0.85 (0.71)	1.24 (1.34)	1.19 (2.46)	2.15 (1.42)
	中央値	1.92 (1.25)	0.38 (0.55)	0.38 (0.40)	0.38 (0.22)	0.60 (0.71)	0.52 (2.46)	1.45 (1.14)
	件数	439	63	31	15	19	3	570
2026年度 想定値		地上設置：1.35						

※ 2025年8月15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2024年設置案件の接続費。

【参考 10】事業用太陽光発電（地上設置）の接続費のトップランナー分析

万円/kW	地上設置（10kW以上）						
	%	2025年 1~8月設置 N=570	2024年 1~12月設置 N=1,672	2023年 1~12月設置 N=4,646	2022年 1~12月設置 N=8,707	2021年 1~12月設置 N=15,108	2020年 1~12月設置 N=21,065
5%	0.16	0.13	0.20	0.18	0.20	0.23	
10%	0.30	0.24	0.40	0.41	0.47	0.50	
15%	0.47	0.38	0.57	0.63	0.66	0.67	
20%	0.67	0.50	0.73	0.77	0.80	0.79	
25%	0.80	0.65	0.83	0.85	0.89	0.87	
30%	0.91	0.73	0.95	0.97	0.97	0.93	
35%	1.01	0.81	1.09	1.05	1.04	1.01	
40%	1.15	0.91	1.21	1.17	1.15	1.11	
45%	1.31	1.07	1.27	1.25	1.21	1.21	
50%	1.45	1.16	1.41	1.39	1.31	1.24	

(※) 2025年8月15日時点までに報告された定期報告を対象。

② 事業用太陽光発電（地上設置）の運転維持費

- 事業用太陽光発電（地上設置）における運転維持費について、2025年設置案件の定期報告データを分析すると、平均値 0.53 万円/kW/年、中央値 0.43 万円/kW/年となり、2026年度の想定値 0.42 万円/kW/年と概ね同水準（参考 11）。

【参考 11】事業用太陽光発電（地上設置）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
地上設置	平均値	0.52 (0.51)	0.54 (0.57)	0.53 (0.51)	0.62 (0.61)	0.67 (0.66)	0.84 (0.79)	0.53 (0.53)
	中央値	0.42 (0.40)	0.45 (0.44)	0.44 (0.43)	0.53 (0.51)	0.59 (0.59)	0.79 (0.77)	0.43 (0.42)
	件数	22,938	644	1,058	958	1,407	243	27,248
2026年度 想定値		地上設置：0.42						

※ 2025年8月15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（地上設置）の設備利用率

- 事業用太陽光発電（地上設置）における設備利用率については、昨年度と同様に、直近の設備利用率の地上設置：上位 15%水準を参照すると、地上設置（10kW 以上 50kW 未満）は 21.6%、地上設置（50kW 以上）は 18.5% となり、2026 年度の想定値（地上設置（10kW 以上 50kW 未満）：21.3%、地上設置（50kW 以上）：18.3%）と概ね同水準（参考 12）。

【参考 12】事業用太陽光発電（地上設置）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
2023年6月－ 2024年5月	16.5%	15.2%	15.3%	15.3%	16.2%
2024年6月－ 2025年5月	16.7%	15.4%	15.4%	15.3%	15.9%

設備利用率（地上設置）				
%	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上
5%	24.45%	20.83%	20.48%	19.87%
10%	22.82%	19.41%	19.21%	18.80%
14%	21.82%	18.68%	18.51%	18.28%
15%	21.59%	18.52%	18.39%	18.17%
16%	21.36%	18.39%	18.25%	18.05%
20%	20.53%	17.84%	17.73%	17.62%
25%	19.55%	17.29%	17.22%	17.12%
30%	18.67%	16.80%	16.75%	16.70%
35%	17.86%	16.35%	16.33%	16.31%
40%	17.14%	15.94%	15.93%	15.94%
45%	16.50%	15.54%	15.54%	15.60%
50%	15.92%	15.15%	15.17%	15.25%

(2) 事業用太陽光発電（地上設置）の 2026 年度の調達価格/基準価格

① 事業用太陽光発電（地上設置）に係るコストデータの動向

- 事業用太陽光発電（地上設置（10kW 以上 50kW 未満））については、システム費用は昨年度設定した 2026 年度の想定値（17.8 万円/kW）をやや下回り（15.8 万円/kW）、土地造成費、接続費については 2026 年度の想定値（それぞれ 0.9 万円/kW、1.35 万円/kW）をやや上回る（それぞれ 1.21 万円/kW、1.45 万円/kW）。一方で、運転維持費・設備利用率については、2026 年度の想定値と概ね同程度。
- 事業用太陽光発電（地上設置（50kW 以上））について、システム費用、土地造成費、接続費については、昨年度に設定した 2026 年度の想定値（それぞれ 11.3 万円/kW、0.9 万円/kW、1.35 万円/kW）を上回る（それぞれ 12.9 万円/kW、1.21 万円/kW、1.45 万円/kW）。運転維持費・設備利用率については、2026 年度の想定値と概ね同程度。

② 調達価格・基準価格の設定方法

- 運転年数について、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、25 年間の運転を想定。引き続き、昨年度設定した 2026 年度の想定値を据え置くこととした。
- 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 2024 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、10.0 円/kWh を想定することとした。
- 運転維持費、設備利用率については、地上設置 (10kW 以上 50kW 未満)、地上設置 (50kW 以上) ともに、昨年度設定した 2026 年度の想定値と概ね同程度であることから、想定値を据え置くこととした。
- その上で、今後の FIT/FIP 制度における価格算定のあり方についての今年度の本委員会の方針について、太陽光発電（地上設置）については以下の点が確認された。
 - ①について、FIT 制度開始以降におけるコストダウンの着実な進展をもって、自立化に向けた取組がなされていることが確認された。
 - ②について、最新のコストデータに上昇が見られたのは、事業用太陽光発電（地上設置 (50kW 以上)）のシステム費、事業用太陽光発電（地上設置）全体における土地造成費・接続費であることから、これらについて、特に効率的に実施されている場合においても上昇が見られるのか確認する必要がある。直近 6 年におけるコストデータを見ると、接続費・土地造成費については特に効率的に実施された場合について上昇が見られたものの、事業用太陽光発電（地上設置 (50kW 以上)）のシステム費用のコストは着実に低下しており、上昇は見られなかった。
- ②を厳格に適用した場合、接続費・土地造成費については想定値を引き上げ、事業用太陽光発電（地上設置 (50kW 以上)）のシステム費のコストデータの上昇は見られなかったことから、想定値の引き上げは行わないこととなる。一方で、事業用太陽光発電（地上設置 (50kW 以上)）のシステム費について、足下複数年については、実際のコストデータが想

定値を上回っていたものの、効率的な事業の実施を促す観点から、従来のトップランナー水準として設定してきた想定値を目指すべきとして、想定値を据え置いてきた。

- 引き続き、効率的な事業の実施を促すことは重要であるものの、今後のFIT/FIP制度における調達価格/基準価格の設定に係る基本的な方針を踏まえ、足下においてはコストデータの上昇が継続的に見られていることも含めて総合的に判断し、コストデータの上昇を調達価格/基準価格に適切に反映を行うこととした。
- また、今年度の本委員会においては、前述のとおり、コストデータの上昇について調達価格等/基準価格等への反映を行ったうえで、当該価格が既に設定している2026・2027年度の調達価格等/基準価格等を上回る場合には、2026・2027年度の調達価格等/基準価格等を改めて設定することとした。
 - 事業用太陽光発電（地上設置（10kW以上50kW未満））について、全ての最新のコストデータに基づいて調達価格/基準価格の算定を行った結果、昨年度設定した2026年度の調達価格/基準価格を下回ることが確認されたため、昨年度設定した2026年度の想定値及び調達価格/基準価格は据え置くこととした。
 - 事業用太陽光発電（地上設置（50kW以上））については、既に設定した2026年度の調達価格/基準価格を上回ることから、改めて想定値を設定することとした。
- 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13の表のとおりとした。

【参考 13】2026 年度の事業用太陽光発電（地上設置）の
調達価格/基準価格における想定値

		今年度設定する2026年度の想定値		昨年度設定した2026年度の想定値	
		2026年度 地上・50kW以上	2026年度 地上・10-50kW	(参考) 2026年度 地上・50kW以上	(参考) 2026年度 地上・10-50kW
資本費	システム費用	12.9万円/kW (想定値より上昇)	据え置き (17.8万円/kW)	11.3万円/kW	17.8万円/kW
	土地造成費	1.21万円/kW (想定値より上昇)	据え置き (0.9万円/kW)	0.9万円/kW	0.9万円/kW
	接続費用	1.45万円/kW (想定値より上昇)	据え置き (1.35万円/kW)	1.35万円/kW	1.35万円/kW
運転維持費	据え置き (0.42万円/kW/年)	据え置き (0.42万円/kW/年)	0.42万円/kW/年	0.42万円/kW/年	
設備利用率	据え置き (18.3%)	据え置き (21.3%)	据え置き (18.3%)	据え置き (21.3%)	
自家消費率	-	-	-	-	
自家消費分の便益	-	-	-	-	
運転年数	25年間	25年間	25年間	25年間	
調達期間終了後の 売電価格	10.0円/kWh	据え置き (9.6円/kWh)	9.6円/kWh	9.6円/kWh	

(3) 2027 年度以降の事業用太陽光発電（地上設置）の取扱い

- 今年度の本委員会においては、事業用太陽光発電（地上設置）に係る 2027 年度以降の取扱いについて、以下の点について方向性を確認した。
 - 技術の進展状況を考慮した際に FIT/FIP 制度からの自立の時期が到来しつつある状況や、太陽光発電に係る課題や特性を踏まえた支援策の重点化の方向性を勘案した上で、支援の廃止を含めて支援の必要性について検討を行うこととし、最新のコストデータを踏まえて方針を議論すること。
 - 地域共生が図られた形で導入がされる太陽光発電への支援の重点化についても検討すること。
 - 加えて、2026 年度の取扱いについては、既に調達価格等/基準価格等が設定されており、基本的には事業者による今年度中の具体的な事業の着手が想定されることを踏まえ、事業の予見可能性に配慮する観点から、慎重な取扱いが必要となること。
- その上で、事業用太陽光発電（地上設置）について、最新のコストデータの動向や入札状況を踏まえて以下が確認された。
 - FIT 制度開始以降、認定量・導入量ともに大幅に拡大してきたこと。
 - FIT 制度開始から現在にかけて、大規模のみならず全ての規模において技術革新等による着実なコスト低減が実現してきたこと。特に、足下では、競争が働き、入札上限価格を下回る落札が継続的に見られていることや、入札回によっては入札上限価格を大幅に下回る落札も見られていること。

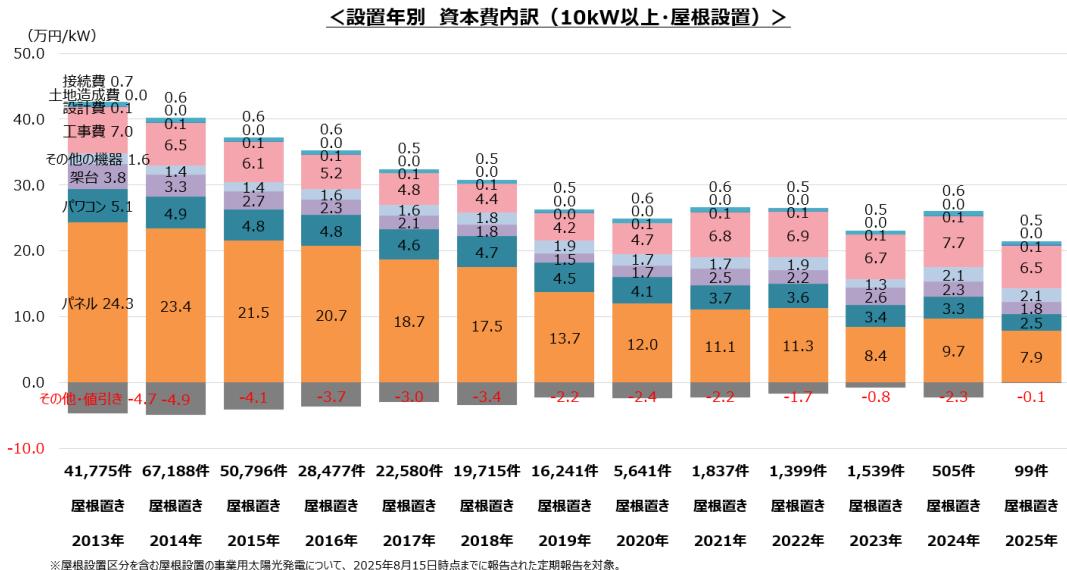
- コスト効率化に加え、PPAによる収益の確保等により、FIT/FIP制度によらない案件の形成も見られるようになってきたこと。
 - こうした導入拡大・コスト低減が実現してきている一方で、自然環境・安全・景観等の地域共生上の課題が顕在化し、いわゆる「負の外部経済性」が生じているのではないかとの指摘がなされる状況に至っていること。
- 上記の点を総合的に判断し、現在支援対象区分となっている事業用太陽光発電（地上設置）については、2027年度以降、FIT/FIP制度における支援の対象外とすることとした。
 - 一方で、再エネ導入拡大の観点から、例えば屋根設置等の地域との共生が図られた形での太陽光発電の導入を促進していくことは重要である。電源の持つ特性やその設置形態等を踏まえ、地域共生が図られた形で導入が期待される太陽光発電の類型等について、詳細の検討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において電源横断的な観点から行うこととし、支援の重点化を行う対象等の2027年度以降の太陽光発電への具体的な支援のあり方については、来年度の本委員会において検討・決定することとした。

(4) 事業用太陽光発電（屋根設置）のコスト動向

① 事業用太陽光発電（屋根設置）の資本費

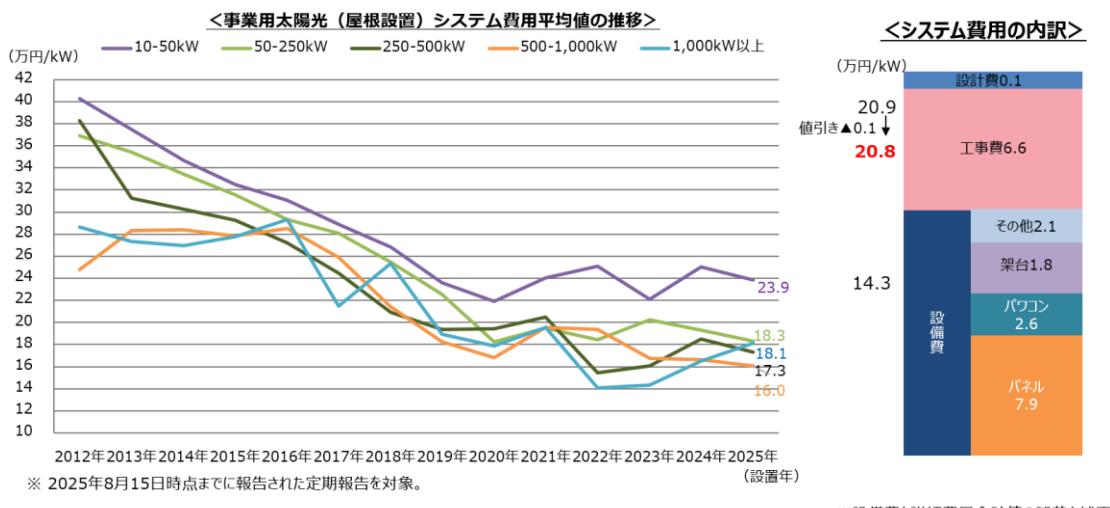
- 屋根設置の事業用太陽光発電について、設置年別に資本費を見ると、2021年以降は一定の費用水準で推移している（参考14）。

【参考 14】事業用太陽光発電の設置年別の資本費内訳（10kW 以上全体：屋根設置）



- 事業用太陽光発電(屋根設置)のシステム費用は、概ねすべての規模で低下傾向にあり、2025年に設置された10kW以上の平均値(単純平均)は20.8万円/kW(中央値は18.5万円/kW)であることが分かった。平均値の内訳は、太陽光パネルが約38%、工事費が約32%を占める(参考15)。

【参考 15】事業用太陽光発電(屋根設置)のシステム費用の規模別の推移



- 事業用太陽光発電(屋根設置)における10kW以上のシステム費用について、過去4年の案件において、2026年度の想定値(15.0万円/kW)の水準について確認すると、2022年は上位34%水準、2023年は上位23%水準、2024年は上位26%水準、2025年は上位38%水準と推移しており、各年度によって水準にばらつきがある(参考16)。

【参考 16】事業用太陽光発電（屋根設置）のシステム費用のトップランナー分析

万円/kW	屋根設置（50kW以上）			
	2025年 1~8月設置 N=52	2024年 1~12月設置 N=151	2023年 1~12月設置 N=187	2022年 1~12月設置 N=141
5%	9.90	10.86	12.07	12.34
10%	11.08	11.82	13.55	12.97
20%	12.57	14.21	14.75	13.91
23%	13.35	14.60	15.00	14.25
24%	13.38	14.79	15.04	14.39
25%	13.43	14.94	15.10	14.47
26%	13.46	15.04	15.22	14.66
27%	13.47	15.08	15.29	14.77
28%	13.58	15.12	15.39	14.83
29%	13.78	15.28	15.45	14.85
30%	13.89	15.42	15.50	14.88
31%	13.94	15.55	15.58	14.91
32%	14.04	15.65	15.66	14.94
33%	14.17	15.79	15.77	14.96
34%	14.34	15.94	15.88	14.99
35%	14.52	16.02	15.92	15.03
36%	14.61	16.07	15.97	15.19
37%	14.64	16.13	16.02	15.19
38%	14.94	16.20	16.28	15.30
39%	15.33	16.29	16.36	15.38
40%	15.54	16.50	16.72	15.43
45%	15.33	17.09	17.21	15.79
50%	15.54	17.85	17.81	16.14

※ 2025年8月15日時点までに報告された定期報告を対象。

- 2024 年度におけるトップランナー水準（上位 26%）を想定値として設定することも考えられるが、直近複数年でのコストデータのばらつきが大きいことを踏まえ、今後のトップランナー水準は 20~40% 水準を基本としつつ、上位 38% をトップランナー水準とすると、2026 年度の想定値と概ね同水準となる。
- 土地造成費について、事業用太陽光発電（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 17）。

【参考 17】事業用太陽光発電（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
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 (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 (0.00)
	件数	47	35	5	3	8	1	99
2026年度 想定値		屋根設置：0						

※ 2025年8月15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2024年設置案件の土地造成費。

- 接続費について、事業用太陽光発電（屋根設置）において、2025 年設置案件の定期報告データを分析すると、平均値 0.51 万円 /kW、中央値 0.26 万円 /kW となり、平均値に着目すると、2026 年度の想定値 0.3 万円 /kW をやや上回るもの、中央値に着目すると、想定値と同程度の水準（参考 18）。

【参考 18】事業用太陽光発電（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
屋根設置	平均値	0.57 (0.78)	0.59 (0.61)	0.21 (0.29)	0.02 (0.40)	0.19 (0.17)	0.15 (-)	0.51 (0.71)
	中央値	0.22 (0.35)	0.37 (0.25)	0.20 (0.13)	0.03 (0.21)	0.11 (0.03)	0.15 (-)	0.26 (0.35)
	件数	47	35	5	3	8	1	99
2026年度 想定値		屋根設置：0.3						

※ 2025年8月15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2024年設置案件の接続費。

② 事業用太陽光発電（屋根設置）の運転維持費

- 運転維持費についても、事業用太陽光発電（屋根設置）における2025年設置案件の定期報告データを分析すると、平均値 0.53 万円/kW/年、中央値 0.42 万円/kW/年となる。中央値に着目すると、昨年度に引き続き、2026 年度の想定値 0.5 万円/kW/年を上回るもの、平均値に着目すると、想定値を下回る（参考 19）。

【参考 19】事業用太陽光発電（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
屋根設置	平均値	0.56 (0.56)	0.40 (0.39)	0.39 (0.35)	0.47 (0.42)	0.44 (0.40)	0.30 (0.29)	0.53 (0.54)
	中央値	0.45 (0.44)	0.24 (0.26)	0.28 (0.24)	0.34 (0.28)	0.34 (0.29)	0.30 (0.29)	0.42 (0.40)
	件数	6,545	504	356	201	116	2	7,724
2026年度 想定値		屋根設置：0.5						

(※) 2025年8月15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（屋根設置）の設備利用率

- 事業用太陽光発電（屋根設置）における設備利用率については、昨年度と同様に、直近の設備利用率（50kW 以上）の上位 26% 水準を参照すると、14.4% となり、2026 年度の想定値（屋根設置 14.5%）と概ね同水準（参考 20）。

【参考 20】事業用太陽光発電（屋根設置）の設備利用率

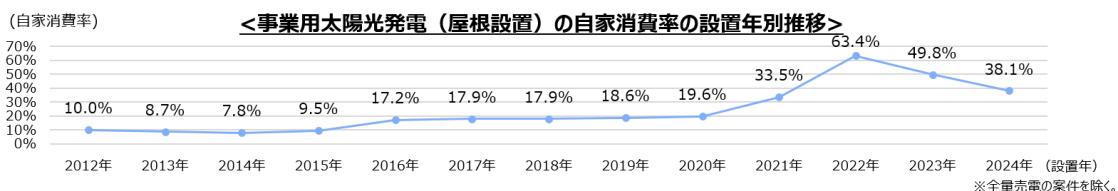
貢取期間	設備利用率（屋根設置）：平均値				
	10kW 以上	50kW 以上	250kW 以上	1,000kW 以上	2,000kW 以上
2023年6月－ 2024年5月	12.9%	12.6%	13.2%	13.6%	14.3%
2024年6月－ 2025年5月	13.0%	12.6%	13.3%	14.1%	15.0%

%	設備利用率（屋根設置）			
	10kW以上	50kW以上	250kW以上	1,000kW以上
5%	17.19%	17.72%	18.25%	18.72%
10%	15.94%	16.40%	16.92%	17.94%
15%	15.30%	15.57%	16.15%	17.29%
20%	14.86%	14.95%	15.49%	16.45%
25%	14.50%	14.46%	15.02%	15.77%
26%	14.43%	14.37%	14.95%	15.71%
27%	14.36%	14.27%	14.89%	15.60%
30%	14.18%	14.02%	14.64%	15.41%
35%	13.90%	13.66%	14.23%	15.19%
40%	13.62%	13.34%	13.91%	14.77%
45%	13.37%	13.07%	13.60%	14.44%
50%	13.11%	12.80%	13.31%	14.15%

④ 事業用太陽光発電（屋根設置）の自家消費分の便益

- 事業用太陽光発電（屋根設置）²の自家消費率の実績に着目すると、全設置期間で平均 17.6%、特に直近の設置年の自家消費率は約 38%程度となっており、低圧事業用太陽光発電（10kW 以上 50kW 未満）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 21）。

【参考 21】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

² 全量売電の案件を除く。

の直近 10 年間（2015～2024 年度）の産業用電気料金単価³の平均値に、現行の消費税率（10%）を加味すると、20.45 円/kWh となる（参考 22）。



（5）2026・2027 年度の事業用太陽光発電（屋根設置）の調達価格・基準価格

- 運転年数について、外壁や屋根の塗り替え等が想定されることから、屋根設置については 20 年間の運転を想定。引き続き、昨年度設定した 2026 年度の想定値を据え置くこととした。
- 資本費・運転維持費・設備利用率について、昨年度設定した 2026 年度の想定値と概ね同水準であることから、引き続き、想定値を据え置くこととした。
- その他、自家消費率・自家消費分の便益については、昨年度設定した想定値をやや上回る水準となっているが、足下の変動状況や、ウクライナの影響を受けた 2021・2022 年を含んだ水準となっている点など、総合的に勘案して、2026・2027 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、昨年度設定した 2026 年度の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・2027 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 23 の表のとおりとした。

³ 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考しつつ、引き続き動向を注視していくこととする。

【参考 23】2026/2027 年度の事業用太陽光発電（屋根設置）の
調達価格・基準価格における想定値

		最新のコストデータに基づいて算出された諸元	昨年度設定した2026年度の想定値	
		2027年度 屋根・10kW以上	2026年度 屋根・10kW以上	(参考) 2025年度 屋根・10kW以上
資 本 費	システム費用	据え置き (15.0万円/kW)	据え置き (15.0万円/kW)	15.0万円/kW
	土地造成費	-	-	-
	接続費用	据え置き (0.3万円/kW)	据え置き (0.3万円/kW)	0.3万円/kW
運転維持費		据え置き (0.5万円/kW/年)	据え置き (0.5万円/kW/年)	0.5万円/kW/年
設備利用率		据え置き (14.5%)	据え置き (14.5%)	14.5%
自家消費率		据え置き (30%)	据え置き (30%)	30%
自家消費分の便益		据え置き (19.56円/kWh)	据え置き (19.56円/kWh)	19.56円/kWh
運転年数		20年間	20年間	20年間
調達期間終了後の 売電価格		-	-	-

(6) 事業用太陽光発電の 2027 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」を設定してきた。
- 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、低圧事業用太陽光発電については、1 割以上設備利用率が低下しても、廃棄等費用を適切に積み立てる観点から、調達価格・基準価格の想定値から 1 割減じた設備利用率に基づき、2024 年度認定の解体等積立基準額を設定することとした。また、以降の委員会においては、2024 年度と同様の設定方法に基づき設定を行った。
- 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、昨年度の本委員会においては、特段の事情変更が生じない限りは、今後も同様の設定方法に基づき設定することとして取りまとめたところ。
- 一方で、今年度の本委員会において、2027 年度以降の事業用太陽光発電（地上設置）については支援の対象外とすること、屋根設置等の地域との共生が図られた形での太陽光発電の導入を促進していくことは重要な観点から、支援の重点化を行う対象等の 2027 年度以降の太陽光発電への具体的な支援のあり方を来年度以降の本委員会で検討・決定することとして議論がされたことを踏まえ、2027 年度のその他太陽光発電の

解体等積立基準額については、2027年度以降の太陽光発電の支援のあり方を踏まえ、来年度の本委員会において検討することとした。

- なお、引き続き支援の対象となる事業用太陽光発電（屋根設置）の2027年度認定の解体等積立基準額については、従来の設定方法に基づき設定することとした（参考24）。

【参考24】2027年度の事業用太陽光発電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	21円/kWh 入札対象外 第1回入札対象 落札者ごと	1.3万円/kW 1.1万円/kW	15.1% 15.1%	— —	0.99円/kWh 0.81円/kWh
2018年度	18円/kWh 入札対象外 第2回入札対象 (落札者なし) 落札者ごと	1.2万円/kW — 0.9万円/kW	17.1% — 17.1%	— — —	0.80円/kWh 0.63円/kWh
2019年度	14円/kWh 第4回入札対象 落札者ごと	1.0万円/kW 0.8万円/kW	17.2% 17.2%	— —	0.66円/kWh 0.54円/kWh
2020年度	10-50kW以外 10-50kW	12円/kWh 13円/kWh	17.2% 17.2%	50%	0.66円/kWh 1.33円/kWh
2021年度	10-50kW以外 10-50kW	11円/kWh 12円/kWh	17.2% 17.2%	50%	0.66円/kWh 1.33円/kWh
2022年度	10-50kW以外 10-50kW	10円/kWh 11円/kWh	17.2% 17.2%	50%	0.66円/kWh 1.33円/kWh
2023年度	10-50kW以外 10-50kW	9.5円/kWh 10円/kWh	17.7% 17.2%	50%	0.64円/kWh 1.33円/kWh
2024年度	地上・10-50kW以外 地上・10-50kW	9.2円/kWh 10円/kWh	18.3% 19.2%	— —	0.62円/kWh 0.60円/kWh
2025年度	屋根・10kW以上 地上・10-50kW以外	12円/kWh 8.9円/kWh	14.5% 18.3%	30%	1.12円/kWh 0.62円/kWh
2026年度	地上・10-50kW 地上・10-50kW以外	10円/kWh 11.5円/kWh	19.2% 14.5%	— 30%	0.60円/kWh 1.12円/kWh
2027年度	屋根・10kW以上 屋根・10kW以上	10円/kWh (審議中)	19.2% 18.3%	— —	0.60円/kWh 0.62円/kWh
			14.5%	30%	1.12円/kWh

本日、御議論いただきたい事項

※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ている観点から、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）。

※2027年度については、地域共生が回された形で導入が期待される太陽光発電については、具体的な支援のあり方を決定した後、解体等積立基準額について検討することとする。

（7）2027年度以降の初期投資支援スキーム（住宅用太陽光発電）の取扱い

- 昨年度の本委員会において、住宅用太陽光発電に適用する初期投資支援スキームとして、住宅用太陽光発電を設置する家庭等にとって、「階段型の価格」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り、「支援期間の短縮」が適切であるとの議論が行われた。
- その上で、「階段型の価格設定」について、FIT制度に依らない事業モデルの構築に一定の時間を要すること、事業者の予見可能性が担保されるよう、一定の猶予期間を設定する観点から、2026年度まで適用することとし、その上で、2027年度以降の取扱いについては、今年度以降の本委員会で議論することとして意見をとりまとめた。

- 一方で、昨年度の議論を踏まえ、住宅用太陽光発電における導入等の実態を精査するべく、再度事務局が業界団体に対して改めてヒアリングを行ったところ、以下のとおり意見があった。
 - 昨年度の本委員会における議論を踏まえ、PPA 事業における FIT 制度を前提としないビジネスモデルの構築に向けた協議が金融機関との間で行われているところであるが、結論を得るまでに一定の期間を要すること。
 - FIT 制度による支援終了後には住宅用太陽光発電を設置する各家庭等が小売電気事業者と契約を結ぶことになるが、当該契約が単年度契約であることを踏まえ、住宅用太陽光発電を設置する各家庭等からは買取期間が 10 年間から短縮されることについて懸念が示されていること。
- 住宅用太陽光発電についても他電源同様、早期の自立化を目指していくという方向性や、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という可能性を踏まえれば、引き続き、住宅用太陽光発電についても、早期に「支援期間の短縮」を適用していくことが望ましい。一方で、初期投資支援スキームは、住宅用太陽光発電の導入促進を図ることを目的とした制度であることから、改めて実施したヒアリングを通じて、事業者や家庭等から「支援期間の短縮」の適用に対して懸念が示されたという点については、2027 年度以降の初期投資支援スキームの取扱いを検討するに当たって、適切に考慮をする必要がある。
- 以上を踏まえ、初期投資支援スキームにおける「支援期間の短縮」の適用に当たっては、FIT 制度を前提としないビジネスモデルの構築や自立化に向けた業界団体等による取組の継続を前提としつつ、卒 FIT 後のビジネスモデルが成熟するまでの猶予期間として更に 2 年程度の準備期間を設けることとし、2029 年度に支援期間の短縮の適用を開始することを基本とすることとした。
- また、初期投資支援スキームの認定開始が 2025 年 10 月であることを踏まえ、自家消費の動向に与える影響について把握すべく、2026 年度よりモニタリング体制を構築することとした。
- 具体的には、再エネ特措法に基づいた定期報告にて太陽光発電を設置している主体(家庭等)から以下の項目(参考 25)について情報収集を行い、

結果については今後の本委員会にて事務局から報告することとした。

【参考 25】自家消費の動向に与える影響に関するモニタリングの項目

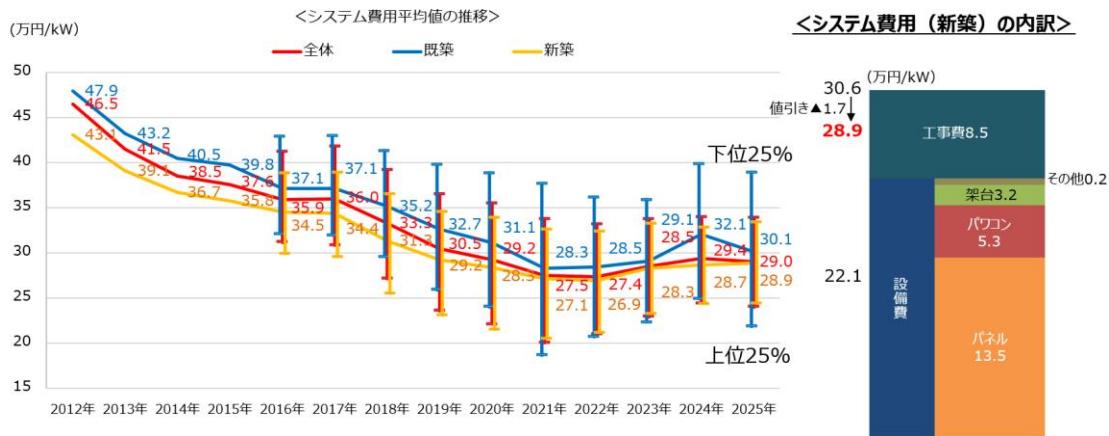
モニタリング項目	選択肢
設備設置住宅にかかる情報	新築住宅
	既存住宅
設置状況	設置有（蓄電池、給湯器、その他の中から複数選択可）
	設置無
設置年度	
契約中の電気料金プラン	従量電灯型料金プラン ・ 一定の単価に基づき、使用電力量に応じて料金が決定されるプラン
	時間帯別料金プラン ・ 昼間・夜間等の時間帯ごとにあらかじめ設定された単価に基づき料金が決定されるプラン a. 夜間が昼間の時間帯に比べて割安となるプラン b. 昼間が夜間の時間帯に比べて割安となるプラン
	市場連動型料金プラン ・ 卸電力取引市場の価格動向に連動して変動するプラン
	その他

(8) 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(10kW 未満)のシステム費用は新築案件・既築案件ともにやや低下傾向にあるが、直近 2023 年度以降はやや増加傾向にある。
- 新築案件について、設置年別に見ると、2025 年設置の平均値は 28.9 万円/kW(中央値 29.4 万円/kW)となり、2026 年度の想定値(25.5 万円/kW)を上回り、2024 年設置より 0.2 万円/kW (0.6%)、2023 年設置より 0.5 万円/kW (1.9%) 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 26)。

【参考 26】住宅用太陽光発電のシステム費用の推移とその内訳



~2014年：一般社団法人太陽光発電協会太陽光発電普及拡大センター補助金交付実績データ
2015年～：定期報告データ（2015年の新築・既築システム費用は、2014年の全体に対する新築・既築それぞれの費用の比率を用いて推計）

- 住宅用太陽光発電(10kW 未満)のシステム費用について、過去5年の案件において2026年度における想定値(25.5万円/kW)の水準について確認すると、2021年は上位43%水準、2022年は上位41%水準、2023年は上位35%水準、2024年上位29%水準、2025年上位30%水準と推移している(参考27)。
- 引き続き、上位30%のトップランナー水準に着目すると、25.6万円/kWと、想定値(25.5万円/kW)と概ね同水準。

【参考 27】住宅用太陽光発電のシステム費用の推移とその内訳

万円/kW	住宅太陽光(新設・既設)				
	2025年 1~8月設置 N=34,163	2024年 1~12月設置 N=76,291	2023年 1~12月設置 N=73,854	2022年 1~12月設置 N=61,224	2021年 1~12月設置 N=50,292
5%	15.24	15.44	14.76	13.86	13.64
10%	17.38	19.09	17.18	15.69	15.50
15%	20.00	21.41	19.52	17.92	17.09
20%	22.22	22.90	21.44	19.52	18.80
25%	24.00	24.46	22.94	20.99	20.07
26%	24.43	24.72	23.24	21.33	20.35
27%	24.73	25.00	23.50	21.57	20.64
28%	25.06	25.24	23.81	21.83	20.91
29%	25.32	25.45	24.09	22.07	21.25
30%	25.63	25.66	24.39	22.29	21.55
31%	25.87	25.85	24.59	22.54	21.86
32%	26.10	26.07	24.87	22.84	22.18
33%	26.34	26.25	25.09	23.14	22.49
34%	26.54	26.44	25.27	23.45	22.81
35%	26.76	26.61	25.47	23.78	23.14
36%	27.00	26.78	25.63	24.11	23.45
37%	27.17	26.92	25.82	24.41	23.75
38%	27.41	27.12	26.02	24.69	24.07
39%	27.62	27.33	26.16	24.99	24.44
40%	27.81	27.53	26.35	25.23	24.69
41%	28.03	27.74	26.49	25.42	24.97
42%	28.22	27.92	26.68	25.66	25.22
43%	28.37	28.09	26.87	25.92	25.48
44%	28.52	28.27	27.09	26.14	25.78
45%	28.69	28.43	27.19	26.40	26.08
50%	29.42	29.23	27.84	27.68	27.41

※ 2025年8月15日時点までに報告された定期報告を対象。

② 住宅用太陽光発電の運転維持費

- 運転維持費について、2025年設置案件の定期報告データ⁴を分析すると、平均値は、1,045円/kW/年であり、2026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、2025年1月から2025年8月の間に収集したシングル発電案件の平均値は14.1%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14.2%となり、想定値(13.7%)と同水準(参考28)。

【参考28】過去4年間に検討した設備利用率

2022年度	2023年度	2024年度	2025年度
14.0%	14.1%	14.5%	14.1%
平均値：14.2%			
想定値：13.7%			

④ 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、2025年1月から2025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64.8%(中央値60.7%)であり、想定値(70.0%)と同水準であった。

⁴ なお、定期報告データ(2025年1月～8月)の88%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、例年どおり、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3.8万円程度であること(昨年度のヒアリング調査では約4.1万円程度)、パワコンについては、20年間で一度は交換され、38.4万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42.3万円程度であり、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5,740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。

- 2026 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（2014 ～2023 年度）の家庭用電気料金単価に、消費税率（10%）を加味して、27.45 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（2015～2024 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 27.86 円/kWh となる（参考 29）。

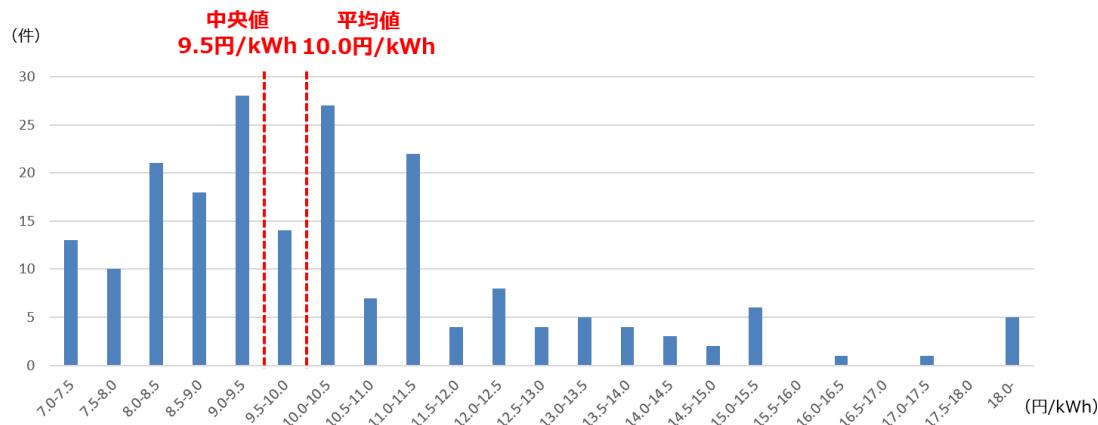
⑤ 住宅用太陽光発電の調達期間終了後の売電価格

- 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、2025 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 10.0 円/kWh、中央値は 9.5 円/kWh であった（2024 年 12 月末時点での確認では中央値は 9.5 円/kWh）（参考 29）。

【参考 29】各小売電気事業者が公表している買取メニューの分布

（2025 年 12 月時点）

＜各小売電気事業者が公表している買取メニューの分布（2025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。）。

（9） 住宅用太陽光発電の調達価格

- 運転年数について、外壁や屋根の塗り替え等が想定されることから、20 年間の運転を想定し、引き続き、昨年度の想定値について据え置くこととした。
- 2026・2027 年度の調達期間終了後の売電価格の想定値について、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。こうした点を踏まえ、2026・2027年度の想定値は、引き続き昨年度設定した2026年度の想定値（10.0円/kWh）を据え置くこととした。

- 運転維持費について、想定値の設定においては、定期報告データを参考しつつ、定期点検やパソ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、想定値を据え置くこととした。
- 資本費、設備利用率、余剰売電比率について、昨年度設定した2026年度の想定値と概ね同水準であることから、引き続き、想定値を据え置くこととした。
- 自家消費分の便益については、昨年度設定した2026年度の想定値をやや上回る水準となっているが、ウクライナの影響を受けた2021・2022年を含んだ水準となっている点を踏まえ、引き続き動向を注視することとし、想定値を据え置くこととした。
- 以上を総合的に勘案して、2026・2027年度の住宅用太陽光発電（10kW未満）における調達価格・基準価格における想定値は、昨年度設定した2026年度の調達価格における想定値を維持することとした（参考30）。

【参考30】2026・2027年度の住宅太陽光（10kW未満）の調達価格における想定値

		最新のコストデータに基づいて算出された諸元	昨年度設定した2026年度の想定値	
		2027年度	2026年度	（参考）2026年度
資本費	システム費用	据え置き (25.5万円/kW)	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)	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%)	据え置き (13.7%)	13.7%
余剰売電比率		据え置き（70%）	据え置き（70%）	70%
自家消費分の便益		据え置き（27.31円/kWh）	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）	据え置き（10.0円/kWh）	10.0円/kWh

（10）太陽光発電の2025年度以降にFIP制度のみ認められる対象

- 昨年度の本委員会では、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、FIP制度のみ認められる対象については、事業の予見性に配慮し、2025年度は250kW以上とし、2026年度は50kW以上とした。

- 昨年度の議論を踏まえ、引き続き、再エネの早期自立化による電力市場への統合を促すことは重要であることから、2027年度についても、FIP制度のみ認められる対象を50kW以上とすることとした⁵。

(11) 新たな発電設備区分の創設に関する検討

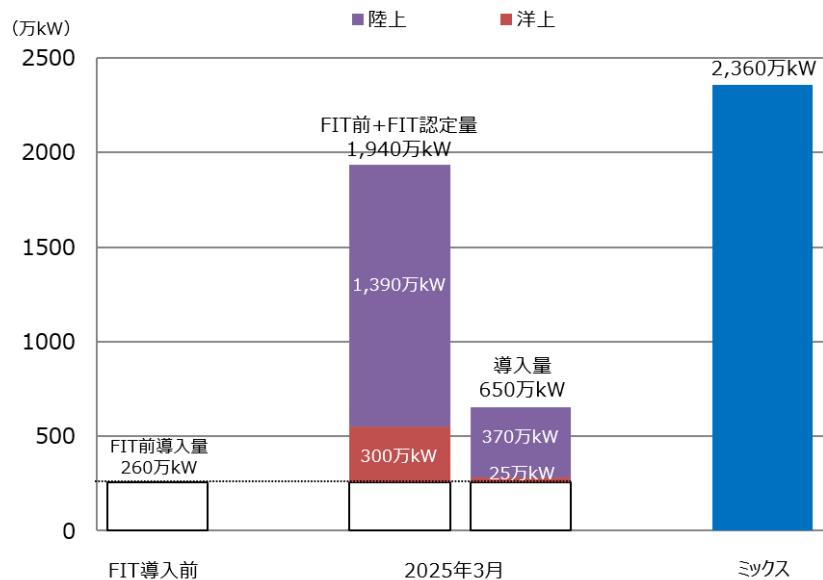
- 昨年度の本委員会においては、国民負担の抑制と、適切な自家消費を促す観点から、発電コストが電気料金水準未満になる時点を目安に、新区分による支援を開始する方向で検討を継続し、今後、「次世代型太陽電池戦略」を踏まえた自立化に向けた官民連携による取組や、予算による導入支援の状況を確認していくこととした。
- 次世代型太陽電池の早期社会実装に向けては、量産技術の確立、生産体制整備、需要の創出を三位一体で、官民関係者が総力を挙げて取り組み、2030年を待たずにGW級の生産体制の構築、2040年には約20GWの導入を目指しているところであり、具体的には、全国各地でのペロブスカイト太陽電池の社会実証、量産化に向けた3000億円規模の設備投資が進められているほか、今年度から予算による需要家向けの補助が開始するなど、社会実装に向けた取組が見られている。
- ペロブスカイト太陽電池は、エネルギー自給率の低い日本における国産エネルギーとして重要であり、早期の社会実装を進めることが必要不可欠であるが、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一方、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ことから、引き続き、昨年度の本委員会において示した方向で来年度以降の本委員会で議論を継続しつつ、ペロブスカイト太陽電池の量産化・低コスト化に向けた状況や、予算による導入支援の状況を引き続き確認していくこととした。

⁵ 屋根設置等の地域との共生が図られた形での太陽光発電の導入を促進していくことは重要な観点から、支援の重点化を行う対象等の2027年度以降の太陽光発電への具体的な支援のあり方を来年度以降の本委員会で検討・決定することとしたことを踏まえ、追加で検討すべき事項が生じた場合には、来年度の本委員会において検討することとする。

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、2025年3月末時点のFIT前導入量+FIT・FIP認定量は1,940万kW、導入量は650万kW。洋上風力（着床式・浮体式）発電については、現時点では導入案件は少ないものの、今後の導入拡大が見込まれる（参考31～33）。

【参考31】風力発電のFIT・FIP認定量・導入量



【参考 32】陸上風力発電（新設）の年度別・規模別の FIT・FIP 認定量・導入量

認定年度	＜陸上風力発電（新設）のFIT・FIP認定量＞										単位：MW（件）
	-20kW	20~50kW	50~250kW	250~1,000kW	1,000~7,500kW	7,500~10,000kW	10,000~30,000kW	30,000~37,500kW	37,500~50,000kW	50,000kW~	
2012年度	0(3)	0(0)	0(0)	0(0)	126(33)	28(3)	393(22)	103(3)	133(3)	51(1)	834(68)
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(28)	0(0)	0(0)	0(0)	133(28)	9(1)	344(17)	196(6)	42(1)	278(3)	1,002(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	42(2,166)	0(0)	0(0)	0(0)	289(59)	0(0)	315(16)	232(7)	425(10)	1628(20)	2,930(2,278)
2017年度	44(2,257)	0(0)	0(0)	0(0)	54(12)	0(0)	63(3)	64(2)	88(2)	707(9)	1,020(2,285)
2018年度	15(777)	0(3)	0(0)	0(0)	44(7)	0(0)	86(4)	34(1)	120(3)	578(7)	877(802)
2019年度	0(9)	0(5)	0(0)	1(1)	29(8)	9(1)	170(8)	62(3)	92(2)	802(9)	1,164(45)
2020年度	0(2)	1(19)	0(0)	1(1)	42(10)	0(0)	161(8)	169(5)	346(8)	1,590(23)	2,311(76)
2021年度	0(1)	1(18)	0(0)	0(1)	46(12)	0(0)	29(1)	67(2)	92(2)	677(9)	913(46)
2022年度	0(0)	0(0)	0(0)	2(6)	4(2)	8(1)	101(4)	101(3)	231(5)	765(9)	1,213(30)
2023年度	0(0)	0(0)	0(1)	2(7)	0(0)	10(1)	26(1)	34(1)	355(8)	486(8)	913(27)
2024年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
	104(5,433)	2(45)	0(1)	6(16)	921(211)	72(8)	1,787(89)	1,132(34)	2,047(47)	7,795(102)	13,866(5,986)

認定年度	＜陸上風力発電（新設）のFIT・FIP導入量＞										単位：MW（件）
	-20kW	20~50kW	50~250kW	250~1,000kW	1,000~7,500kW	7,500~10,000kW	10,000~30,000kW	30,000~37,500kW	37,500~50,000kW	50,000kW~	
2012年度	0(7)	0(0)	0(0)	0(0)	193(53)	36(4)	393(22)	137(4)	171(4)	51(1)	981(95)
2013年度	0(27)	0(0)	0(0)	0(0)	109(22)	9(1)	344(17)	165(5)	42(1)	122(1)	791(74)
2014年度	1(93)	0(0)	0(0)	0(0)	42(12)	0(0)	100(5)	35(1)	86(2)	182(3)	446(116)
2015年度	13(672)	0(0)	0(0)	0(0)	99(24)	0(0)	126(7)	133(4)	263(6)	640(9)	1,273(722)
2016年度	18(913)	0(0)	0(0)	0(0)	37(7)	0(0)	0(0)	30(1)	42(1)	0(0)	126(922)
2017年度	10(510)	0(0)	0(0)	0(0)	7(2)	0(0)	0(0)	0(0)	42(1)	0(0)	59(513)
2018年度	0(9)	0(3)	0(0)	1(1)	18(5)	0(0)	20(1)	0(0)	0(0)	0(0)	39(19)
2019年度	0(1)	0(2)	0(0)	1(1)	4(2)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	5(6)
2020年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2021年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2022年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(1)	2(1)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	2(2)
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)
2024年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
	42(2,232)	0(5)	0(0)	2(3)	511(128)	45(5)	982(52)	499(15)	645(15)	995(14)	3,722(2,469)

※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。

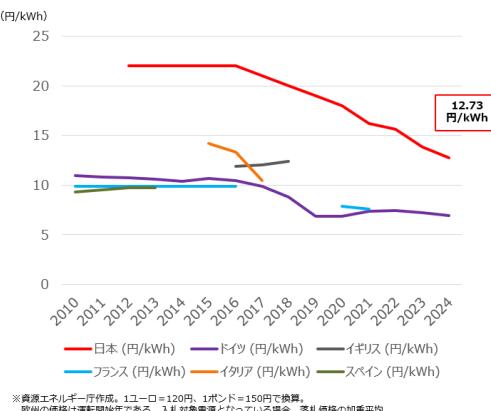
【参考 33】陸上風力発電（リプレース）の年度別・規模別の FIT・FIP 認定量・導入量

認定年度（リプレース）	＜陸上風力発電（リプレース）のFIT・FIP認定量＞										単位：MW（件）
	-20kW	20~50kW	50~250kW	250~1,000kW	1,000~7,500kW	7,500~10,000kW	10,000~30,000kW	30,000~37,500kW	37,500~50,000kW	50,000kW~	
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)	195(10)	96(3)	43(1)	0(0)	356(23)
2021年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	15(1)	33(1)	0(0)	0(0)	48(2)
2022年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
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)
2024年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	21(1)	0(0)	0(0)	0(0)	21(1)
	0(0)	0(0)	0(0)	0(1)	49(16)	8(1)	300(16)	159(5)	93(2)	0(0)	608(41)

認定年度（リプレース）	＜陸上風力発電（リプレース）のFIT・FIP導入量＞										単位：MW（件）
	-20kW	20~50kW	50~250kW	250~1,000kW	1,000~7,500kW	7,500~10,000kW	10,000~30,000kW	30,000~37,500kW	37,500~50,000kW	50,000kW~	
2017年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	5(2)	0(0)	20(1)	0(0)	0(0)	0(0)	25(3)
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(0)	2(1)	0(0)	67(3)	0(0)	0(0)	0(0)	69(4)
2021年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2022年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
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)
2024年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	27(8)	0(0)	122(6)	31(1)	0(0)	0(0)	179(15)

- 調達価格・基準価格は、陸上風力発電が 13 円/kWh (2025 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 34）。

【参考 34】風力発電 (20,000kW) の各国の買取価格



- 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 ・ 5 回 50kW 以上）。
- 第 4 回入札では、上限価格は 14.00 円/kWh、募集容量は 1,000MW として実施し、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。また、第 5 回入札では、上限価格は 13.00 円/kWh、募集容量は 900MW として実施し、応札容量は 651MW（応札件数 14 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 4 回が 12.73 円/kWh、第 5 回が 11.96 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 4 回が 22 件 1,012MW、第 5 回が 15 件 741MW であり、このうち第 4 回で 5 件・126MW、第 5 回で 1 件・90MW 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。

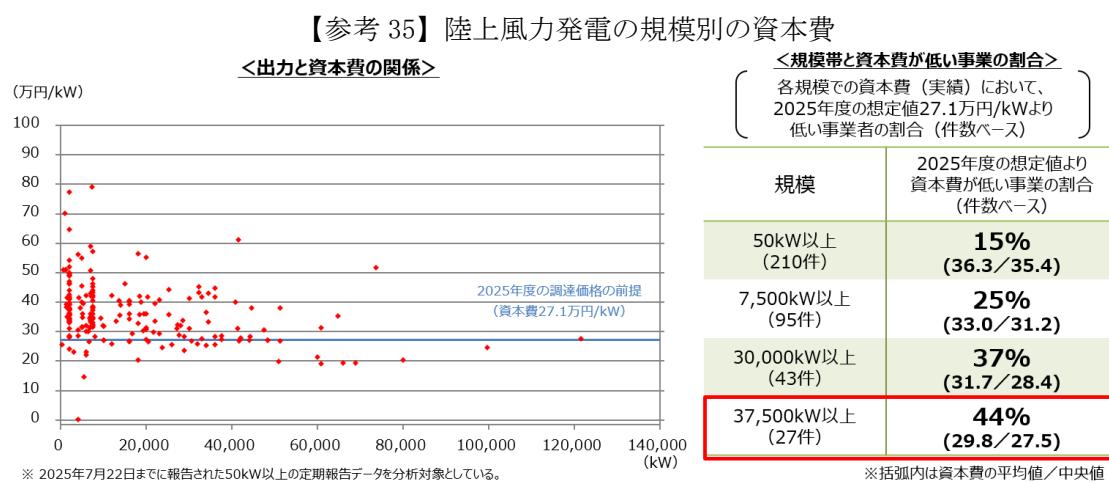
(1) 陸上風力発電のコスト動向

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 210 件。2025・2027 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 35.4 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 31.2 万円/kW

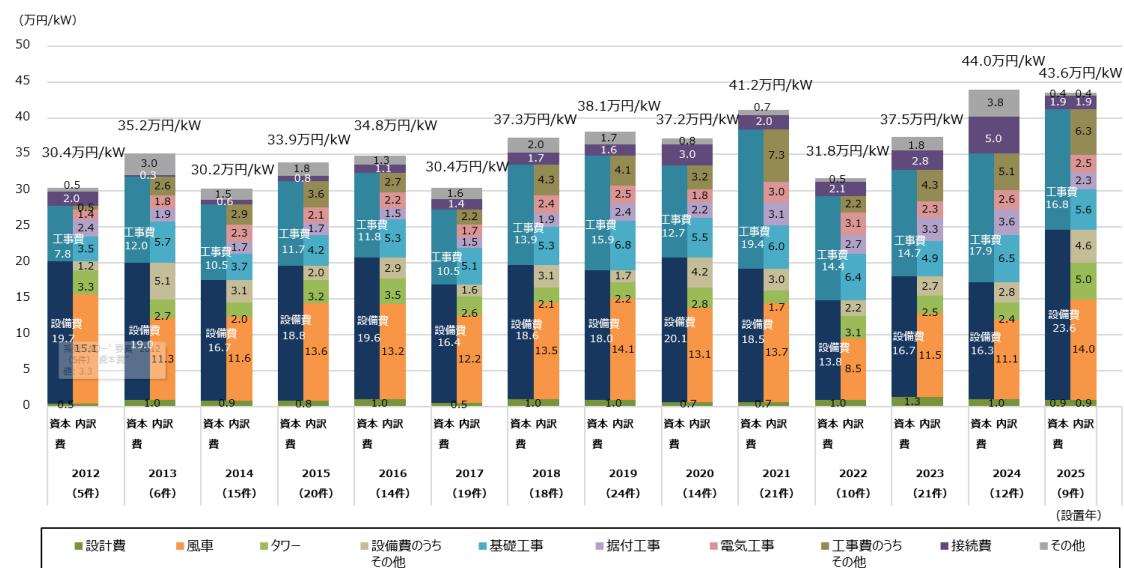
- より大規模な 30,000kW 以上では 28.4 万円/kW
- さらに大規模な 37,500kW 以上 (現行の環境影響評価制度の第 2 種事業の対象) では 27.5 万円/kW

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 35)。



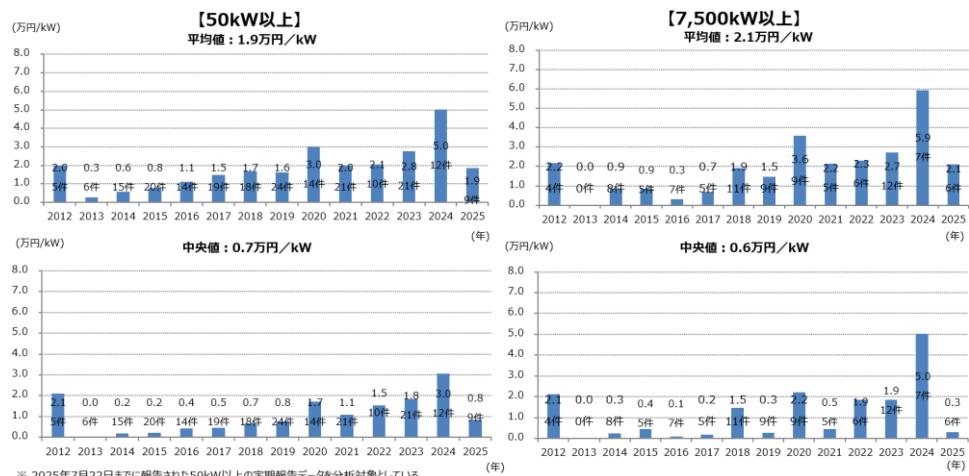
■ 陸上風力発電における設置年別の資本費については、2022 年に大きく低下し、その後は増加傾向となっているが、各設置年の件数が少なく、各費目において設置年ごとのばらつきが大きいことに留意する必要がある (参考 36)。

【参考 36】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1.9万円/kW、中央値は0.7万円/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⁶（参考37）。

【参考37】陸上風力発電の接続費の推移



※ 2025年7月22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。

② 陸上風力発電の運転維持費

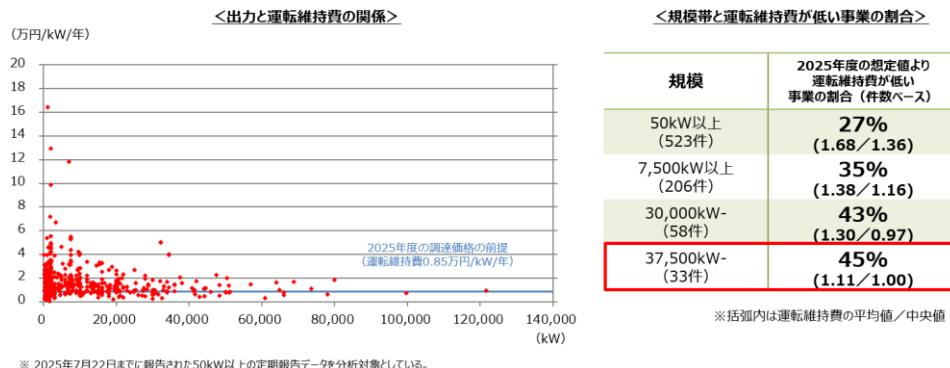
- 運転維持費の定期報告データは523件であった。2025・2027年度の調達価格等における想定値0.85万円/kW/年に対して、定期報告データ全体での中央値は1.36万円/kW/年となっている。ただし、

- 7,500kW以上（旧環境影響評価制度の第2種事業の対象）では1.16万円/kW/年
- より大規模な30,000kW以上では0.97万円/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1.00万円/kW/年

となっており、大規模案件は比較的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38）。

⁶ 2024年設置案件では12件の内、接続費10万円/kWを超える案件が3件あり、平均値が大幅に引き上がっている。いずれも距離あたりの接続費が16万円/km以上と他の案件よりも高く、うち2件は系統接続距離が40km以上ある。

【参考 38】陸上風力発電の規模別の運転維持費



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る（参考 39）。
- 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、2022～2024 年設置それぞれの平均値を平均した値は 30.7%、中央値を平均した値は 29.5% と、2025・2027 年度の想定値と概ね同水準である。

【参考 39】陸上風力発電の設置年別の設備利用率

Table 39 consists of two side-by-side tables showing equipment utilization rates by year for wind farms of 50kW and above. The left table shows the 'Average Utilization Rate' and the right table shows the 'Central Value Utilization Rate'. Both tables have columns for 2024, 2023, 2022, 2021, 2020, 2019, 2018, 2017, 2016, 2015, and 2014. The right table includes a red bracket and text '平均 30.7%' and '平均 29.5%' to indicate the average and central values respectively.

設置年	設備利用率 (平均値)			
	2024年6月～ 2025年5月の データ	2023年6月～ 2024年5月の データ	2022年6月～ 2023年5月の データ	左記 3 年間での 各年データ 平均
2024年	33.3%(5)			33.3%(5)
2023年	31.1%(14)	33.2%(7)		31.8%(21)
2022年	27.7%(14)	26.9%(12)	24.5%(4)	26.9%(30)
2021年	29.8%(13)	31.8%(12)	30.5%(9)	30.7%(34)
2020年	26.5%(19)	25.9%(19)	28.3%(18)	26.9%(56)
2019年	25.9%(24)	24.9%(24)	26.7%(25)	25.8%(73)
2018年	27.8%(11)	29.0%(9)	27.6%(9)	28.1%(29)
2017年	25.8%(23)	25.4%(22)	25.1%(22)	25.4%(67)
2016年	26.0%(18)	23.7%(19)	25.2%(17)	24.9%(54)
2015年	24.2%(25)	23.7%(23)	26.5%(25)	24.8%(73)
2014年	23.7%(20)	23.7%(19)	24.3%(18)	23.9%(57)

設置年	設備利用率 (中央値)			
	2024年6月～ 2025年5月の データ	2023年6月～ 2024年5月の データ	2022年6月～ 2023年5月の データ	左記 3 年間での 各年データ 平均
2024年	32.3%			32.3%
2023年	29.5%	31.2%		30.4%
2022年	27.7%	25.1%	24.6%	25.8%
2021年	31.0%	30.5%	31.7%	31.1%
2020年	28.1%	24.2%	28.1%	26.8%
2019年	24.7%	25.8%	26.9%	25.8%
2018年	29.9%	29.9%	28.4%	29.4%
2017年	24.9%	24.9%	25.2%	25.0%
2016年	25.4%	23.8%	26.1%	25.1%
2015年	24.7%	25.7%	27.9%	26.1%
2014年	25.0%	23.5%	26.7%	25.1%

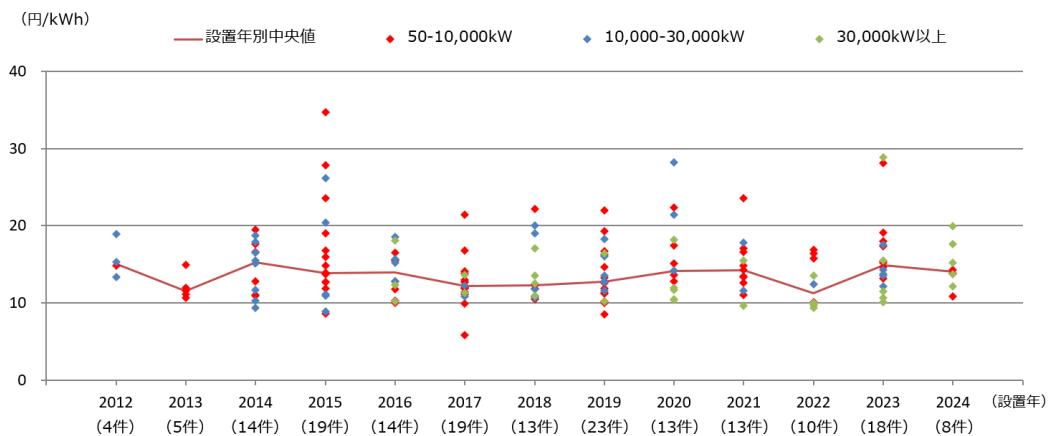
※括弧内は件数

④ 陸上風力発電の kWh 当たり発電コスト

- 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、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（参考40）。

【参考40】陸上風力発電の設置年別のkWh当たりの発電コスト



※ 2025年7月22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、2025年度の想定値（26.1万円/kW）⁷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、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当たっては、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13件で、平均値は1.5万円/kW/年、中央値は1.1万円/kW/年であり、2025年度の想定値（0.85万円/kW/年）を上回った。なお、7,500kW以上（5件）では、平均値は1.0万円/kW/年、中央値は0.9万円/kW/年であり、件数が少ないと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13件で、平均値は35.8%、中央値は33.4%であ

⁷ 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。

り、2025 年度の想定値（29.1%）をやや上回った。

（2）陸上風力発電（新設）の2026年度の入札上限価格等

① 2026年度の入札上限価格等の想定値

- 2026 年度の入札上限価格等の設定に当たっては、「固定価格買取制度からの電源自立化に向けて、発電コストの水準が 2030 年までに 8～9 円 /kWh となること」という価格目標の達成に向けた道筋が見えるかたちで、上限価格を設定するという方針のもと、資本費・運転維持費・設備利用率・IRR について想定値の設定を行わなかったものの、昨年度には価格目標の考え方を変更したこと等を踏まえ、今年度の本委員会において、最新のコストデータに基づいて新たに 2026 年度の想定値を設定することとした。

② 2026 年度以降の入札上限価格の設定方法

- 運転年数について、2026 年度については 20 年、2027 年度については、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、25 年と設定した⁸。特段の事情の変化が見られなかったことから、それぞれを据え置くこととした。
- 設備利用率について、既に設定されている 2025・2027 年度の想定値と概ね同程度であることから、2026 年度については 2025 年度の想定値を据え置くこととし、2027 年度については既に設定されている想定値を据え置くこととした。
- 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後、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 IRR 1～2 % 分に相当する分を上乗せした⁹。
- こうした中で、2020 年度及び 2021 年度の本委員会では、資金調達コストの低減の状況や、直近の認定・入札結果や事業環境変化等も踏まえて、

⁸ 事業用太陽光発電と同様に、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 2024 年度までのシステムプライス平均値の平均（ただし、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、10.0 円 /kWh を想定。

⁹ 2014 年度の算定委においては、2015 年度の IRR を 8 % と設定した。

2024 年度の陸上風力発電の IRR の想定値を新設区分は 6 %、リプレース区分は 4 %とした。また、昨年度の本委員会では、2027 年度の IRR の想定値について、日本の陸上風力発電の資金調達コストが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 2023 年下半期時点で 3 %程度低減していること及び 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。

- 2026 年度の IRR の想定値については、これまでの本委員会における議論を踏まえ、2025 年度の想定値（6 %）を据え置くこととした。
- なお、民間機関の調査によれば、日本における足下の陸上風力発電の資金調達コストは、昨年度に参照したデータと比較して変動はほぼ見られなかった。昨年度の本委員会においては、2027 年度に向けて 2 年の期間があることを踏まえて 1 %の引き下げを行ったものの、最新の資金調達コストに変動が見られないことを踏まえ、引き続き資金調達コストの動向を注視することとし、2027 年度の IRR 想定値を 2025 年度の想定値を据え置く形で 6 %と設定し直すこととした。
- また、最新のコストデータによると、資本費・運転維持費については、既に設定されている 2025・2027 年度の想定値を上回っていることから、今後の FIT/FIP 制度における価格算定のあり方についての今年度の本委員会の方針を踏まえ、陸上風力発電（新設）については、以下の点を確認することとした。
 - ①について、FIT 制度開始以降におけるコストダウンの着実な進展をもって、自立化に向けた取組がなされていること。
 - ②について、陸上風力発電の入札上限価格等の設定にあたり、資本費・運転維持費ともに 37,500kW 以上の中央値を想定値として設定しているが、最新のコストデータに基づくと、それぞれに上昇が見られたことから、特に効率的に実施されている場合においても上昇が見られること。
- 以上を総合的に判断し、コストデータの上昇を調達価格等/基準価格等に適切に反映を行うこととした。
- また、今年度の委員会では、コストデータの上昇について調達価格等/基準価格等への反映を行ったうえで、当該価格が既に設定している 2026・2027 年度の調達価格等/基準価格等を上回る場合には、2026・2027 年度の調達価格等/基準価格等を改めて設定することとした。

- 最新のコストデータに基づいた想定値を用いて改めて 2026・2027 年度の入札上限価格等を算出した場合、既に設定した 2026・2027 年度の入札上限価格等を上回ることから、上記方針を踏まえ、2026・2027 年度の想定値については、今年度の本委員会において改めて設定することとした。

(3) 2026・2027 年度の入札対象範囲外の調達価格の設定方法

- 2026・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 2026 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・容量が限定期であり、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、2026 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、2026 年度のリプレース区分の資本費の想定値については、2025 年度までと同様、2026 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 41）。
- IRR については、2026 年度の新設区分における考え方（2025 年度の想定値を維持）と同様、リプレース区分についても、2025 年度の想定値を維持することとした。

【参考 41】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	27.5	26.5	27.5	-
運転維持費 [万円/kW/年]	0.93	0.93	0.85	0.85	1.00	1.00	1.00	-
設備利用率 [%]	28.0	28.0	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	-
IRR [%]	6	4	6	4	6	4	6	-

※2026年度・2027年度価格は、コストデータの上昇を反映する形で上限価格を改めて設定。

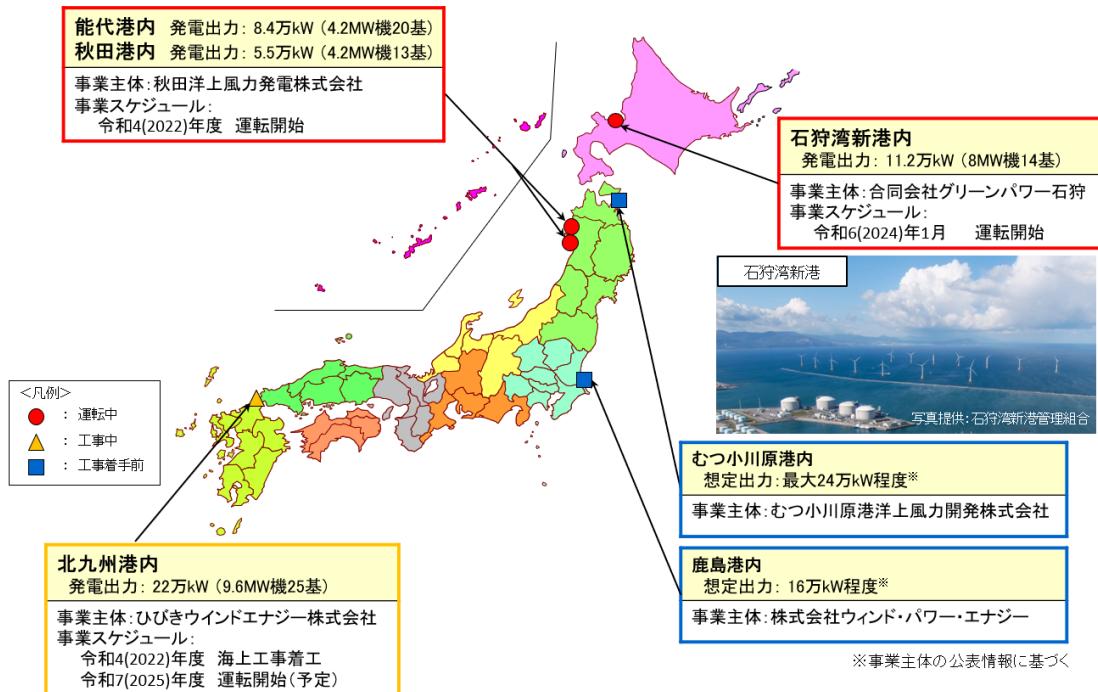
(4) 陸上風力発電の 2027 年度に FIP 制度のみ認められる対象

- 昨年度の本委員会で、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 2026 年度に FIP 制度のみ認められる対象として設定した。
- 2027 年度についても、引き続き 50kW 以上を FIP 制度のみ認められる対象とし、引き続き、動向を注視していくこととした。
- なお、陸上風力発電については、2025 年 12 月時点で計 88 件・約 2,351MW の FIP 認定、計 30 件・約 926MW 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、2026 年度は 1,000kW 以上を FIP 制度のみ認められる対象とした。2027 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

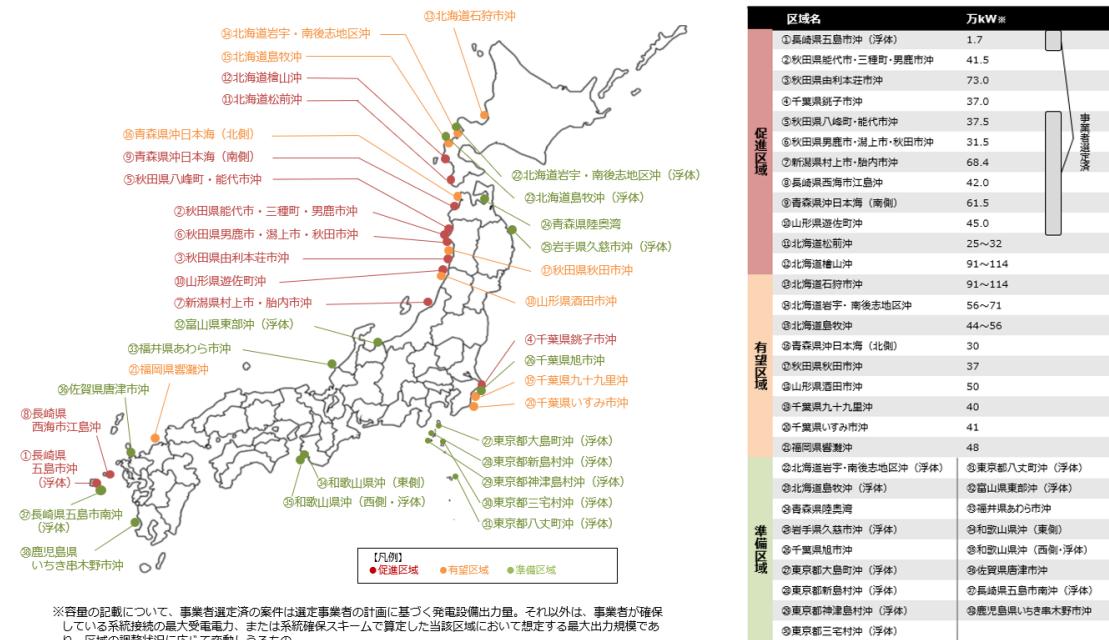
- 洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）においては、条例や港湾法に基づき海域占用許可を得た上で、小規模な洋上風力発電の導入が進んでいる（参考 42）。

【参考 42】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5件得られた。そのうち実証機は1件で3.0万円/kW/年であり、想定値(2.25万円/kW/年)をやや上回った。商用機4件の平均値は2.6万円/kW/年であり、同様に想定値(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5件で、平均値は31.6%であり、想定値(30.0%)をやや上回った。
- 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43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 43】再エネ海域利用法の施行等の状況



① 着床式海上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の 2027 年度の取扱い

- 2023 年度の本委員会では、着床式海上風力発電（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等を踏まえ、再エネ海域利用法適用外を含め、国内の着床式海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 年度について入札制を適用することとした。
- また、昨年度の本委員会においては、FIT 制度の活用状況や着床式海上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）公募の参加状況を踏まえ、引き続き競争的な状況であることは変わらないことから、2026 年度についても入札制を採用することとしつつ、更なる競争を促す観点から上限価格を事前非公表とした。
- 国内における海上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の FIT 認定件数・認定容量については 11 件・743MW と一定の実績はあることから、2027 年度についても、引き続き入札制を採用することとした。なお、上限価格の事前公表/非公表については、海上風力を取り巻く状況を踏まえ、以降の本委員会で検討を行うこととした。

② 浮体式海上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の 2028 年度の取扱い

- 国内における浮体式海上風力発電の FIT 認定量は 3 件・34MW、導入量は 2 件・5MW となっており、導入済の発電事業は、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、2027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。
- 2025年12月17日に開催された関係審議会（洋上風力促進ワーキンググループ）において¹⁰、第1ラウンド3海域の事業からの事業者の撤退に至った要因の検証や公募制度の見直しを含む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事業環境整備のあり方等について一定の整理がなされた。その中では、洋上風力発電を取り巻く事業環境の変化（インフレ等）や風車調達費用等の建設費用の増加が見られた点についても言及されたところ、これらが浮体式洋上風力発電へ与える影響や、FIT/FIP制度において支援を行う前提となる自立化に向けた道筋を確認した上で、2028年度以降の浮体式洋上風力発電の取扱いについて来年度以降の本委員会で検討を行うこととした。

(6) 洋上風力発電の2028年度にFIP制度のみ認められる対象

- 昨年度の本委員会で、2027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、2027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。
- 再エネ海域利用法適用対象の公募については、第1ラウンド3海域の事業からの事業者の撤退等の状況の変化はあったものの、引き続き国民負担の抑制を図りながら、導入拡大を進めていくという方針を踏まえ、2028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2027年度と同様とすることを基本としつつ、来年度に検討を行うこととした。

¹⁰ 洋上風力発電に係る第1ラウンド公募事業の撤退要因等の分析については、当日座長一任となり、一部修正の上で2025年12月23日に公開。

(7) 洋上風力発電（再エネ海域利用法適用）の取扱い（価格調整スキーム）

- 昨年度の本委員会で、大規模な洋上風力発電に係る電源投資の確実な実遂という観点から、大規模な洋上風力発電の特性を踏まえ、収入・費用の変動リスクへの対応として価格調整スキームが導入された。
- 昨年度の本委員会においては、足下における洋上風力発電事業の実態等を踏まえつつ、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が、契約や調達などにおいて、発電事業者自身が創意工夫を行った上での適切な事業実施を促していく観点から、物価変動率の下限を早期に引き上げることを目指すなど、今後不斷の見直しの実施が重要であることが確認されたとともに、物価変動率の下限を2%に引き上げることについて今年度議論を行うとの意見がとりまとめられた。
- しかしながら、今般、第1ラウンドの事業撤退が生じたことを受け、関係審議会（洋上風力促進WG・洋上風力促進小委員会）において、再エネ海域利用法に基づく公募制度に係る見直しを行っているところであり、本スキームを適用した事例も存在していないことから、引き続き案件の形成状況等を注視しつつ、本スキームにおける物価変動率の下限については来年度以降の本委員会で検討していくこととした。

(8) 風力発電の解体等積立基準額等

- これまでの調達価格等/基準価格等の設定に当たって、風力発電の廃棄等費用及び撤去費は、陸上風力発電・浮体式洋上風力発電においては資本費の5%の水準、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）においては工事費の70%を採用してきたが、再生可能エネルギー発電設備の適切かつ確実な廃棄等をこれまで以上に確保するため、2025年9月30日に開催された第76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、FIT/FIP制度における風力発電についても、同制度に基づく廃棄等費用積立制度の対象とすることについて議論が行われた（参考44～46）¹¹。

¹¹ 上記措置は、システムの対応にかかる期間も勘案しながら速やかに実施すべきであるところ、パブコメ等を実施した上で、関係規定等を整備し、2027年4月を目処に施行することとされている。

【参考 44】風力発電における廃棄等費用積立制度の整理の全体像

主な論点	太陽光発電設備に対する措置		風力発電設備に対する措置の整理（案）
	措置内容	措置の考え方	
1. 廃棄等積立の対象範囲	・ 10kW以上の事業用太陽光発電設備。	・ 10kW未満は住宅用が大半で、建物の解体と同時に撤去・処分される場合が多いと想定されるため除外。	・ 風力発電設備は基本的に事業用であることから、原則として、出力によらず、全ての風力発電設備を対象とする（P.14）
2. 廃棄等積立を行う期間	・ 調達期間/交付期間の後半10年間での積立て。	・ 運転維持費に対して初期にかかる資本費が大きいことや、積立て時期を複数設定した場合に生じる管理運営コストの抑制及び認定事業者の混乱の防止等の観点から、一律に後半10年として設定。	・ 風力発電設備についても同様の取扱いとし、制度開始時に残存期間が10年未満となっている案件についても、原則、残存期間によらず必要な廃棄等費用の全額が確保される制度とすることとする。（P.15, P.17）
3. 廃棄等積立を行う金額の水準	・ 調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用の水準。	・ 2019年度までの認定案件は、調達価格の算定において資本費の5%を廃棄等費用として計上していたことを踏まえて設定。 ・ 2020年度以降の認定案件は、太陽光廃棄WG ^{注1} でのヒアリング結果等を踏まえ、想定額を1万円/kW ^{注2} 固定。	・ 風力発電設備についても、調達価格/基準価格の算定において想定している廃棄等費用の水準の積立てを求めることが軸に、積立金額を決定することとする。（P.15, P.17）
4. 積立金の一部取戻しを認める場合	・ 調達期間/交付期間中は、事業終了・縮小のみ取戻しを認める。 ・ 調達期間/交付期間終了後については、事業終了・縮小する場合のほか、パネルを交換して事業継続する場合であって、当該パネルが一定値を超える場合には取戻しを許容。	・ 将来的な再投資の促進及び制度運用コスト抑制等の観点から、廃棄される太陽光パネルの割合や量が一定値を超える場合に限定する形で設定。	・ 調達期間/交付期間中は、事業終了・縮小の場合のみ取戻しを認める。 ・ 調達期間/交付期間終了後については、事業終了・縮小する場合のほか、風力発電設備を交換して事業継続する場合であって、風車単位での交換である場合には取戻しを認めることとする。（P.18）

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

(注) 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー・分科会 新エネルギー小委員会 太陽光発電設備の廃棄等費用の確保に関するワーキンググループ

13

【参考 45】風力発電における廃棄等費用積立制度の対象範囲

認定件数 ^{※2}	対象範囲	
	陸上風力	洋上風力
6,292件		<p>設備出力が20kW未満の風力発電設備も含めて、全ての風力発電設備を制度の対象とする。</p> <p>○ なお、RPS制度からの移行認定案件については、残存期間が極めて短い案件も存在することから、その積立金額等については、太陽光発電設備に対する措置と同様の配慮を行うこととする。（次ページ参照）</p>
5 件	再エネ海域利用法に基づく公募案件	<p>公募占用指針に基づき、廃棄等費用の確保に関して、具体的な金額や方法まで含めて厳格な確認が実施されることから、一律に本制度の対象外とする。</p>
14 件	再エネ海域利用法に基づく公募案件以外	<p>○ 再エネ海域利用法に基づく公募案件と同様の廃棄等費用の確保はなされていないことから、一律に本制度の対象とする。</p>

※1：海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（平成30年法律第89号）

※2：認定件数は、2025年3月時点の数値

【参考 46】風力発電における廃棄等費用積立制度の対象範囲

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

- 議論の結果、風力発電を FIT/FIP 制度における廃棄等費用積立制度の対象とするに当たっては、既に同制度の対象である太陽光発電の取扱いを前提に、現在風車の大型化が進んでいる中で、廃棄等の実例が少なく十分なデータが蓄積されていない現状において、特に既認定事業者に対する財産権制約の観点も考慮しつつ、調達価格/基準価格の算定に当たって計上された廃棄等費用の積立てを求める方針を軸に、具体的な金額を定め、それに応じて調達価格等/基準価格等を設定するよう、同委員会から本委員会へ要請がなされた。
- 以上を踏まえ、本委員会においては、①風力発電における今後の廃棄等費用の取扱い、②風力発電の解体等積立基準額について検討を行った。
 - ① 陸上風力発電における今後の廃棄等費用の取扱い
 - a) 陸上風力発電における廃棄等費用の取扱い
- 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事務局資料として提示した陸上風力発電を廃棄等した事業者に対する調査結果によると、その廃棄等費用は、事業者によるばらつきはあるものの、中央値は 1.95 万円/kW であり、これまでの認定案件において、調達価格の算定に当たり計上された廃棄等費用から著しい乖離は見られなかった。
- 現在風車の大型化が進んでいる中で、今後想定する資本費が低減する場

合に、それと同等のスピードで廃棄等費用が低減するかについては、今後の動向を注視する必要があることから、長期安定的な事業運営の確保に向けた廃棄等費用の確保に向けて、今後新たに調達価格/基準価格が決定される認定案件における陸上風力発電における廃棄等費用の想定値については、入札対象範囲の内外に関わらず、資本費の5%ではなく、定額として定めることとした。

- 具体的には、その額については、調査結果や現行の想定値の水準も踏まえ、想定資本費の額に関わらず、1.95万円/kWとすることとし、廃棄等の実例が少なく十分なデータが蓄積されていない状況を踏まえ、廃棄等費用の水準については、今後も随時見直していくこととした(参考47)。陸上風力発電は、こうした廃棄等費用の新たな算定方法について、2026年度の調達価格等/基準価格等から適用することとした(参考48~50)。

【参考47】陸上風力発電の廃棄等費用の水準

項目	廃棄等費用 [万円/kW]		
	最小値	中央値	最大値
A.風車(ブレード、ナセル、タワー)	0.43	1.24	2.87
B.基礎	0.23	0.62	1.72
C.付属設備	-0.05	0.09	2.36
廃棄等費用の合計	0.61	1.95	6.95
基礎を撤去しない場合の費用合計	0.38	1.33	5.23

b) 洋上風力発電における廃棄等費用の取扱い

- 着床式洋上風力発電(再エネ海域利用法適用外)については、国内における廃棄等の実績が極めて少ないと踏まえ、引き続き実態の把握に努めることとしつつ、従来の方法によって算定することとした。
- 浮体式洋上風力発電についても、国内外における廃棄等の実績が極めて少ないと踏まえ、引き続き実態の把握に努めることとしつつ、2028年度以降における廃棄等費用の具体的な算定方法についてはその支援のあり方とともに以降の本委員会で検討することとした。

c) 今後の調達価格等/基準価格等にかかる算定方法

- 現行の調達価格等/基準価格等においては、廃棄等費用を運転開始20年目に一括して支出することを念頭に算定されているが、廃棄等費用積立制度における外部積立では一律調達価格の終了前10年間で積み立てる

とされていることから、今後は、運転開始 11～20 年目に分割して積み立てる想定で算定を行うこととした。

② 風力発電における解体等積立基準額の考え方

- これまでの本委員会においては、同制度に基づき、事業用太陽光発電における解体等積立基準額を設定してきたが、具体的な考え方としては、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」としてきしたことから、風力発電の解体等積立基準額についても、同様の設定方法とすることとした。

a) 残存期間が 10 年未満となっている案件の取扱い

- 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、制度開始時に残存期間が 10 年未満となっている案件についても、本制度において確実に廃棄等費用を確保するため、RPS 制度からの移行認定案件を除き、残存期間によらず、当該残存期間に応じて算定した積立単価に基づき、必要な廃棄等費用の全額が確保される制度とすることとされた。これを踏まえ、制度開始時に残存期間が 10 年未満となっている案件における解体等積立基準額は、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終了前の残存期間で、想定の廃棄等費用を積み立てられる kWh 当たりの単価とした。その際の残存期間については、月単位で算定することとした。

- 同委員会においては、RPS 制度からの移行認定案件については、残存期間が極めて短い案件もあるところ、原則、当該新規認定案件における調達価格の算定において想定されてきた廃棄等費用について、10 年間で積立てを行うこととした場合と同じ積立ての単価等を適用することとされた。これを踏まえ、RPS 制度からの移行認定案件の解体等積立基準額は、当該年度の調達価格の想定設備利用率で電気供給すると想定した単価とした。

b) 2025 年度までの入札案件の取扱い

- 同委員会においては、既認定の案件については事業者の予見可能性に配慮する必要があることなどを考慮し、入札案件については、太陽光発電と同様に、非入札案件において想定されてきた廃棄等費用

の額を、当該年度の非入札案件の調達価格/基準価格で除して、入札案件の最低落札価格を乗じた額を積み立てることとされた。これを踏まえ、2025年度までの入札案件の解体等積立基準額は、当該年度の調達価格の想定設備利用率で電気供給すると想定した単価とした。

【参考 48】陸上風力発電（新設）の解体等積立基準額¹¹

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- 2017年度上半期	20kW未満	55円/kWh	6.3万円/kW	16.7%	-
	20kW以上	22円/kWh	1.5万円/kW	20.0%	4.27円/kWh 0.86円/kWh
2017年度下半期	20kW未満	55円/kWh	6.3万円/kW	16.7%	-
	20kW以上	21円/kWh	1.6万円/kW	24.8%	4.27円/kWh 0.72円/kWh
2018年度	全規模	20円/kWh	1.5万円/kW	24.8%	-
2019年度	全規模	19円/kWh	1.4万円/kW	24.8%	-
2020年度	全規模	18円/kWh	1.4万円/kW	25.6%	-
2021年度	入札対象外	17円/kWh	1.4万円/kW	25.6%	-
	第1回入札上限価格	17円/kWh	1.4万円/kW	25.6%	-
	第1回入札対象	落札者ごと	1.3万円/kW	25.6%	-
2022年度	入札対象外	16円/kWh	1.4万円/kW	26.8%	-
	第2回入札上限価格	16円/kWh	1.4万円/kW	26.8%	-
	第2回入札対象	落札者ごと	1.3万円/kW	26.8%	-
2023年度	入札対象外	15円/kWh	1.4万円/kW	28.0%	-
	第3回入札上限価格	15円/kWh	1.4万円/kW	28.0%	-
	第3回入札対象	落札者ごと	1.2万円/kW	28.0%	-
	第3回追加 入札上限価格	14.08円/kWh	1.3万円/kW	28.0%	-
	第3回追加入札対象	落札者ごと	0.9万円/kW	28.0%	-
2024年度	入札対象外	14円/kWh	1.4万円/kW	28.0%	-
	第4回入札上限価格	14円/kWh	1.4万円/kW	28.0%	-
	第4回入札対象	落札者ごと	1.1万円/kW	28.0%	-
2025年度	入札対象外	13円/kWh	1.4万円/kW	29.1%	-
	第5回入札上限価格	13円/kWh	1.4万円/kW	29.1%	-
	第5回入札対象	落札者ごと	1.1万円/kW	29.1%	-
2026年度	全規模	(審議中)	2.0万円/kW	29.1%	-
2027年度	全規模	(審議中)	2.0万円/kW	29.1%	-

【参考 49】陸上風力発電（リプレース）の解体等積立基準額¹¹

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
2017年度	18円/kWh	1.5万円/kW	24.8%	-	0.70円/kWh
2018年度	17円/kWh	1.4万円/kW	24.8%	-	0.66円/kWh
2019年度	16円/kWh	1.4万円/kW	24.8%	-	0.63円/kWh
2020年度	16円/kWh	1.4万円/kW	25.6%	-	0.61円/kWh
2021年度	15円/kWh	1.4万円/kW	25.6%	-	0.61円/kWh
2022年度	14円/kWh	1.3万円/kW	26.8%	-	0.57円/kWh
2023年度	13円/kWh	1.3万円/kW	28.0%	-	0.54円/kWh
2024年度	12円/kWh	1.3万円/kW	28.0%	-	0.53円/kWh
2025年度	12円/kWh	1.3万円/kW	29.1%	-	0.51円/kWh
2026年度	(審議中)	2.0万円/kW	29.1%	-	0.76円/kWh

【参考 50】洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の解体等積立基準額¹¹¹⁴
【着床式洋上風力発電】

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
2014年度-2019年度		36円/kWh	2.8万円/kW	30.0%	–	1.07円/kWh
2020年度	第1回入札 (事前非公表)	34円/kWh	工事費の70%	–	–	4.79円/kWh
2021年度		32円/kWh	–	–	–	4.23円/kWh
2022年度		29円/kWh	10.7万円/kW	33.2%	–	3.68円/kWh
2023年度	第2回入札 (事前非公表)	24円/kWh	工事費の70%	–	–	4.43円/kWh
2024年度	第3回入札 (事前非公表)	24円/kWh	工事費の70%	–	–	2.64円/kWh

【浮体式洋上風力発電】

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
2014年度～2027年度	36円/kWh	2.8万円/kW	30.0%	–	1.07円/kWh

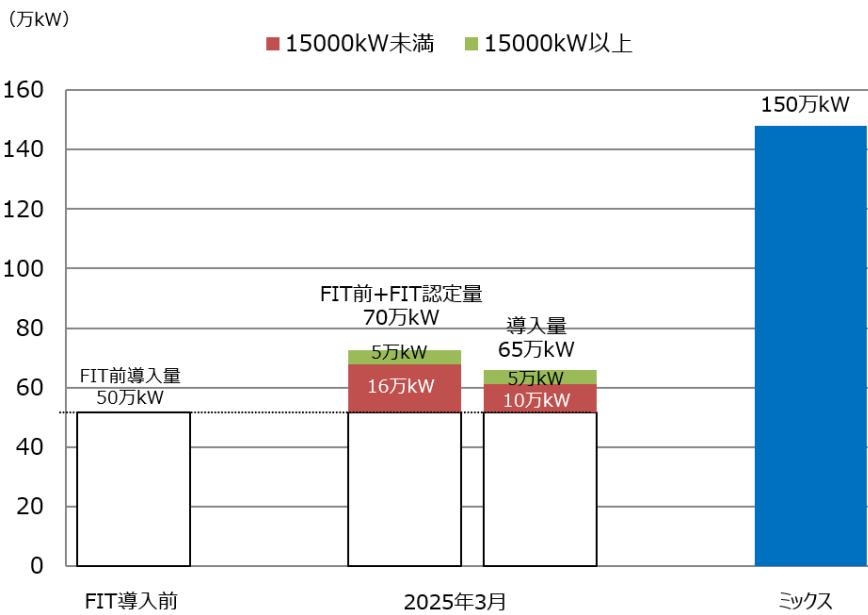
(9) 洋上風力発電にかかる今後の進め方

- 今年度の本委員会における洋上風力発電の事業者団体からのヒアリングを踏まえ、委員から以下の指摘がなされた。以降の本委員会においては、これらの点を踏まえ、洋上風力発電全体における価格設定や案件形成の進め方に係る方針について、以降の本委員会において、事務局が一定の整理を行うこととした。
 - 我が国のエネルギー事情を踏まえると、四方を海に囲まれているというポテンシャルの高さを活かし、エネルギー自給率の向上や脱炭素化に貢献する洋上風力発電に対する期待が大きいこと。
 - その上で、導入拡大を進めるに当たっては、国民負担とのバランス・他の電源とのバランスを考えていく必要があること。
 - コストが低減していくかという点については、風車の大型化が進み、海外製も取り入れることによってコスト低減を実現してきた欧州の状況を踏まえた時に、日本においても今後同様の習熟効果が働くのか、慎重に見極めていく必要があること。
 - 海域ごとにその条件を踏まえた上限価格を設定してほしいとの業界からの要望については、風況・地盤・自営線の距離等、海域ごとに条件が異なる中で、基本的には、費用効率的に事業が実施できる海域から順に案件形成を進めていくことが望ましいこと。
 - 条件が悪いことによりコストが高い段階で、当該海域の案件形成を進めることについては、国民負担との関係では慎重に考えていく必要があること。

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、2025年3月末時点では、FIT前導入量+FIT・FIP認定量は70万kW、導入量は65万kWである（参考51、52）。

【参考51】地熱発電のFIT・FIP認定量・導入量



※失効分（2025年3月末時点）を反映済。

【参考52】地熱発電の年度別・規模別のFIT・FIP認定量・導入量

認定年度 (新設)	<地熱発電(新設)のFIT・FIP認定量>								単位:kW(件)
	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(6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)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	125(1件)	
2024年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	4,985(2件)	0(0件)	0(0件)	4,985(2件)	
合計	2,107(46件)	9,047(42件)	5,240(9件)	5,403(3件)	52,017(12件)	44,889(3件)	46,199(1件)	164,902(116件)	

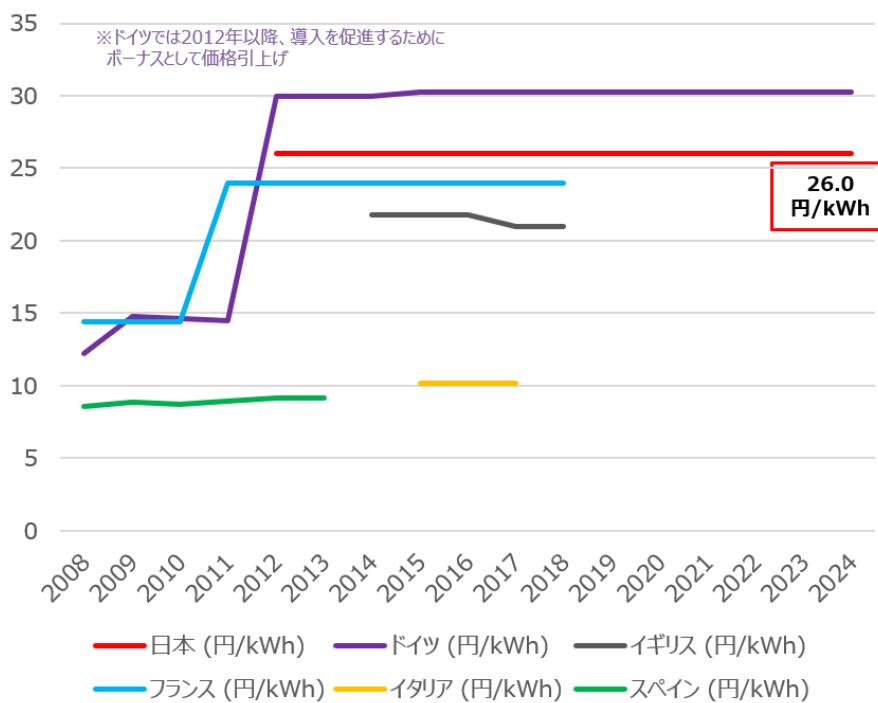
認定年度 (新設)	<地熱発電(新設)のFIT・FIP導入量>								単位:kW(件)
	100kW未満	100kW以上 500kW未満	500以上 1,000kW未満	1,000kW以上 2,000kW未満	2,000以上 7,500kW未満	7,500以上 15,000kW未満	15,000kW以上	合計	
2012年度認定	97(2件)	225(2件)	0(0件)	3,405(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,727(6件)	
2013年度認定	70(2件)	440(1件)	500(1件)	0(0件)	9,330(2件)	0(0件)	0(0件)	10,340(6件)	
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(6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)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	125(1件)	
2024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)	37,037(8件)	14,900(1件)	46,199(1件)	114,319(89件)	

※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。
※リリ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)、地下設備利用で28,185kW(2件)の認定・導入(導入は13,195kW(1件)のみ)がある。

- 2025 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 53）。

【参考 53】地熱発電（30,000kW）の各国の買取価格

（円/kWh）



※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。
歐州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。ただし、イギリスは落札者なしのため入札上限価格。また、イタリアは落札価格非公表のため、入札上限価格。
フランスは12,000kW以上は支援対象外のため、12,000kW設備の価格。

（1）地熱発電のコスト動向

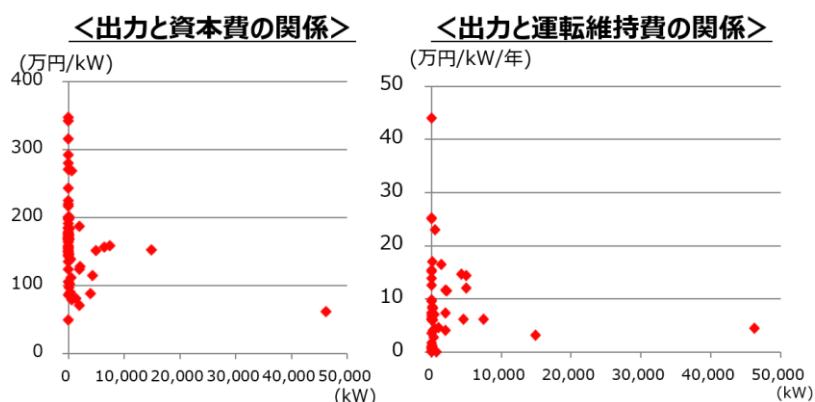
① 地熱発電の資本費・運転維持費

- 15,000kW 未満の資本費の定期報告データは 69 件、運転維持費の定期報告データは 47 件。

- 資本費の平均値は 167 万円/kW、中央値は 167 万円/kW となり、小規模地熱発電の想定値（123 万円/kW）を上回った。また、運転維持費の平均値は 9.0 万円/kW/年、中央値は 7.3 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、1,000kW 以上 15,000kW 未満案件において、資本費の平均値は 128 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 5.3 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 54)。

【参考 54】地熱発電の出力と資本費・運転維持費の関係



- 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、100kW 以上 1,000kW 未満は平均値 153 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、1,000kW 以上 15,000kW 未満は平均値 128 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はあるが、規模によるコストの違いは見られなかった (参考 55)。

【参考 55】地熱発電の規模別のコスト動向

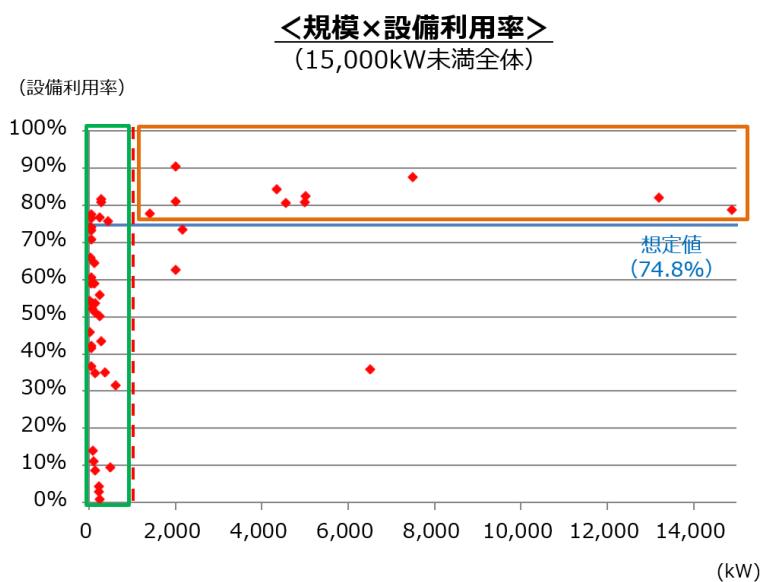
	-100kW	100-1,000kW	1,000-15,000kW	15,000kW-
認定件数 導入件数 (新設)	46件 38件	51件 38件	18件 12件	1件 1件
資本費 平均値 (万円/kW)	192	153	128	61
運転維持費 平均値 (万円/kW/年)	9.6	7.2	9.8	4.4

※資本費・運転維持費については、2025年7月22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。

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 56.0%、中央値は 59.8%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 80.7%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 1 件で、設備利用率は 76.8%であり、大規模地熱発電の想定値 (73.9%) を上回った (参考 56)。

【参考 56】地熱発電の出力と設備利用率の関係



※2024年6月～2025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、運転開始年数が長い設備のデータが少ない点に留意が必要であるが、運転年数の経過による設備利用率の低下傾向は見られなかった。

(2) 地熱発電に係る 2027 年度以降の取扱い

① 地熱発電に係る今後の調達価格・基準価格の設定について

- 地熱発電については、業界ヒアリングの際に、業界団体から、発電コストや採算性についての現状把握やコスト削減策の具体化、新たなビジネスモデルの構築に向けた検討が進められている旨の報告があったとともに、委員から、今後、コストの低減が見込めるのかという点についても指摘がなされた。
- 業界ヒアリングにおける議論等を踏まえ、地熱発電に係る今後の調達価格/基準価格の設定について、以下の方針とすることとした。
 - 自立化に向けた取組として、来年度に予定されている業界ヒアリングにおいて、具体的なコスト削減策や JOGMEC のフロンティアプロジェクトの実施等の官民のリスク分担のあり方の見直しによるリスク低減状況について確認することとし、確認を行った後、特に効率的に事業が実施されている場合においてもコストデータに上昇が見られることが確認されるときには、上昇分について適切に反映を行う。
 - 加えて、業界団体に対しては、インフレ等のコスト動向の要因など、調達価格/基準価格の検討に資する情報の収集について報告を求める。
- なお、本委員会においては、再エネ特措法に基づいて事業者から提出のあったコストデータの分析を行った上で、法第 2 条の 3 第 2 項又は第 3 条第 5 項の規定に基づき、再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎とし、適正な利潤その他の事情を勘案して調達価格/基準価格を定めてきたところ。一方で、大規模な地熱発電については、足下複数年における認定件数及び導入件数が少なく、建設費等の実態変化コストデータのみでは実態の確認が困難であることから、今後の調達価格/基準価格の設定に当たっては、こうした状況についても勘案し、モデル分析等の代替的方法の活用も含めて検討をしていくこととした。

② 地熱発電に係る 2027 年度以降の取扱いについて

- 地熱発電の調達価格/基準価格については 2026 年度まで取扱いが決定しており、2027 年度の取扱いについては、昨年度の本委員会において、JOGMEC による資源調査の拡大等を通じて事業者の開発リスクの低減が見込まれることによる開発リスクの低減の程度などの検討を踏まえ、今年度の本委員会において決定することとしていた。
- しかしながら、上記のとおり、地熱発電についてはコストデータの上昇を適切に反映するに当たり、まずは、来年度に予定されている本委員会の業界ヒアリングにおいて、自立化に向けた取組を確認することとしていることから、2027 年度以降の取扱いについては、原則として、業界団体から説明がなされる取組内容も踏まえた上で、来年度の本委員会において検討することとした。
- 一方で、事務局が業界団体に対して別途ヒアリングを実施したところ、事業の予見可能性確保に向けた配慮が必要との意見があった。こうした業界団体からの意見や、本委員会においては、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、来年度までに自立化に向けた取組に一定の進捗が見込まれることを前提に、2027 年度についても引き続き支援を行うことを基本とした。
- なお、今後の FIT/FIP 制度における価格算定のあり方についての今年度の本委員会の方針を踏まえ、その取扱いについては来年度の本委員会において検討することとした。

③ 長期安定稼働が可能な電源への支援のあり方の検討

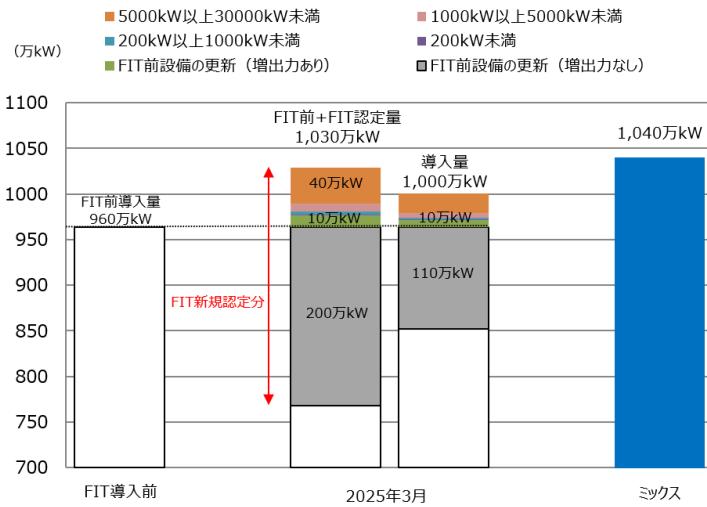
- 地熱発電は長期稼働が見込まれる電源であり、これまでの業界ヒアリングにおいても、業界団体から、50 年以上の長期稼働を前提としたエネルギーであるとの説明があった。また、実態としても、50 年程度運転を継続した地熱発電所は日本に複数存在している。
- 調達期間/交付期間の終了後も長期間にわたって稼働可能という特性を踏まえると、①長期稼働が可能という特性を必ずしも評価し切れない現行の FIT/FIP 制度と、他の措置との役割分担を検討するとともに、②FIT/FIP 制度においても、調達期間/交付期間終了後の便益も加味した調達価格/基準価格の算定を検討することが必要となる。このため、引き続き更なる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

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、2025年3月末時点のFIT前導入量+FIT・FIP認定量は1,030万kW、導入量は1,000万kW（参考57～59）。

【参考57】中小水力発電のFIT・FIP認定量・導入量



※失効分（2025年3月末時点）を反映済。
※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58】中小水力発電（新設）の年度別・規模別のFIT・FIP認定量・導入量

認定年度（新設）	<中小水力発電（新設）のFIT・FIP認定量>				単位：kW（件）
	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	
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)	11,112(19件)	18,120(9件)	185,741(15件)	220,389(97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	3,518(57件)	864(2件)	6,303(3件)	21,830(1件)	32,515(63件)
2019年度認定	3,362(44件)	5,783(9件)	20,866(7件)	27,600(3件)	57,611(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	9,308(117件)	19,539(32件)	79,377(26件)	298,250(18件)	406,474(193件)
2022年度認定	1,550(16件)	7,103(9件)	4,200(2件)	11,798(1件)	24,651(28件)
2023年度認定	1,358(23件)	5,417(11件)	5,816(4件)	24,423(1件)	37,015(39件)
2024年度認定	988(14件)	2,587(5件)	7,486(4件)	0(0件)	11,061(23件)
合計	53,238(648件)	108,118(191件)	256,956(99件)	1,224,029(90件)	1,642,341(1,028件)

認定年度（新設）	<中小水力発電（新設）のFIT・FIP導入量>				単位：kW（件）
	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	
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)	11,112(19件)	18,120(9件)	185,741(15件)	220,389(97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	3,749(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	3,464(55件)	864(2件)	6,303(3件)	0(0件)	10,631(60件)
2019年度認定	3,272(40件)	4,272(6件)	13,272(4件)	27,600(3件)	48,416(53件)
2020年度認定	3,881(52件)	8,088(14件)	18,390(6件)	0(0件)	30,360(72件)
2021年度認定	5,660(66件)	8,311(15件)	18,089(6件)	0(0件)	32,060(87件)
2022年度認定	1,261(12件)	2,383(3件)	0(0件)	0(0件)	3,644(15件)
2023年度認定	799(16件)	1040(2件)	0(0件)	0(0件)	1,839(18件)
2024年度認定	92(3件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	92(3件)
合計	47,174(564件)	81,523(148件)	155,923(62件)	725,441(61件)	1,010,060(835件)

※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

【参考 59】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

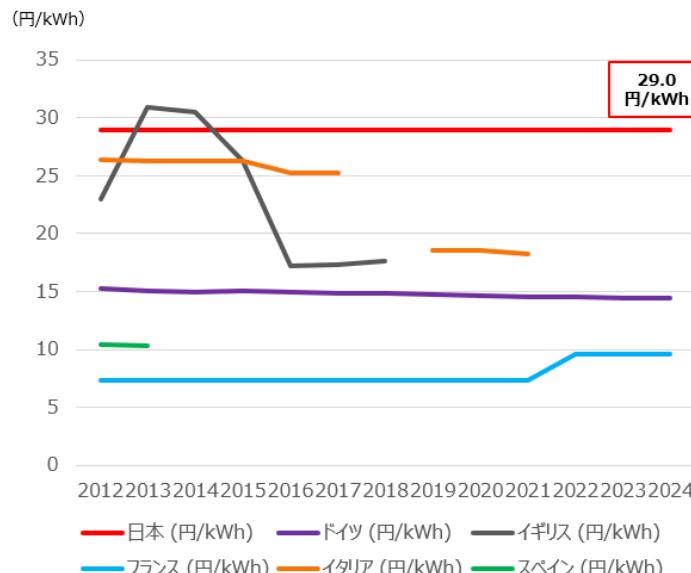
中小水力発電（既設導水路活用型）のFIT・FIP認定量					単位:kW(件)
認定年度 (既設導水路活用型)	200kW未満	200kW以上 1,000kW未満	1,000以上 5,000kW未満	5,000以上 30,000kW未満	合計
2012年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2013年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2014年度認定	0(0件)	5,923(8件)	8,006(2件)	12,333(1件)	26,262(11件)
2015年度認定	0(0件)	3,925(7件)	1,007(1件)	33,801(3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)	82,752(35件)	296,476(23件)	398,814(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)
2024年度認定	0(0件)	1,310(2件)	4,700(2件)	0(0件)	6,010(4件)
合計	1,038(8件)	42,860(66件)	157,598(62件)	765,870(59件)	967,366(195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)
認定年度 (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)	3,522(5件)	8,496(4件)	98,300(6件)	110,517(16件)
2021年度認定	45(1件)	12,707(19件)	28,758(15件)	91,926(9件)	133,436(44件)
2022年度認定	279(2件)	990(1件)	5,169(3件)	22,520(1件)	28,959(7件)
2023年度認定	0(0件)	0(0件)	9,500(3件)	0(0件)	9,500(3件)
2024年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	721(5件)	32,147(48件)	78,624(34件)	370,611(29件)	482,103(116件)

※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

- 2025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60）。

【参考 60】中小水力発電（200kW）の各国の買取価格



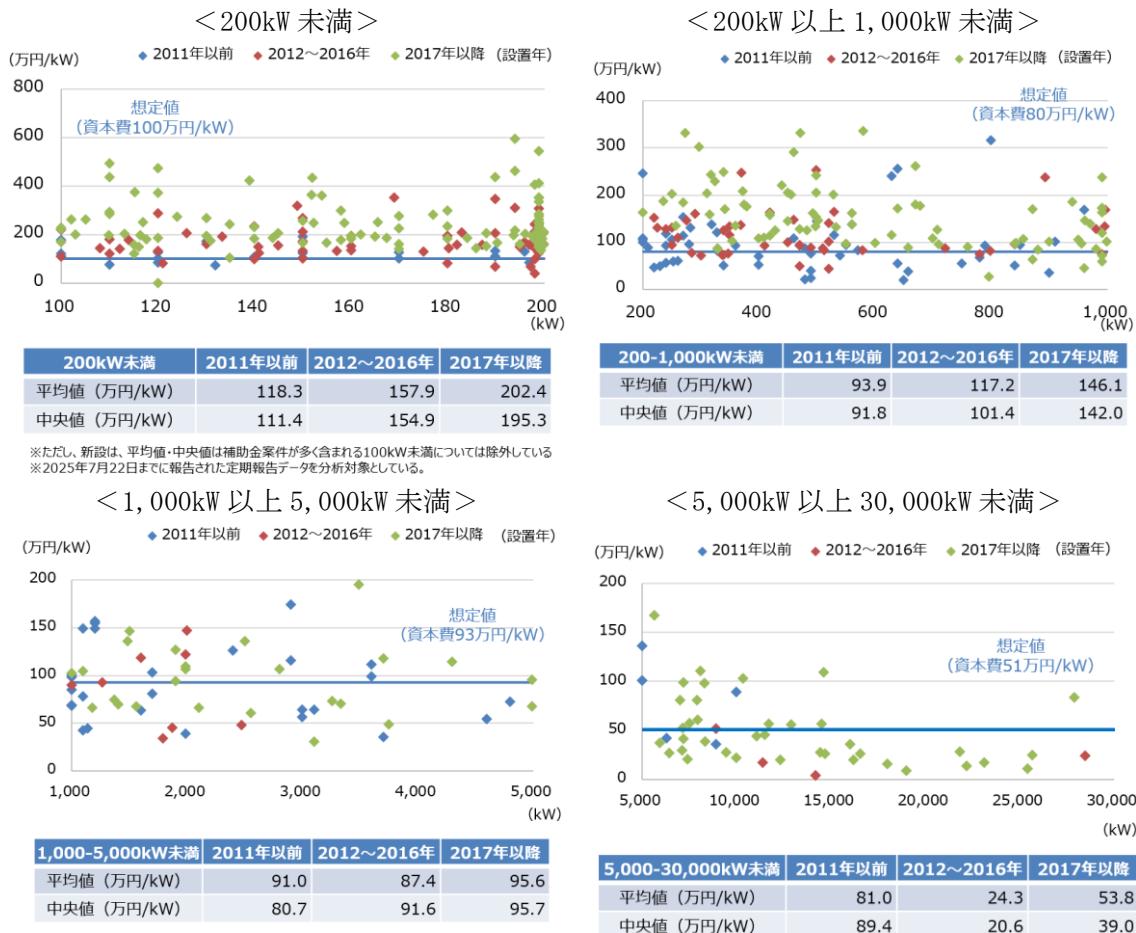
※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。
　　歐州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。
　　フランスは発電効率等により価格が異なるが、最も安い場合の価格を採用した。

(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555件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと(529件)、平均値297万円/kW、中央値217万円/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246件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと(176件)、平均値144万円/kW、中央値115万円/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123万円/kW、中央値112万円/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135件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと(61件)、平均値176万円/kW、中央値93万円/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92万円/kW、中央値92万円/kWとなり、想定値(93万円/kW)と同水準。
- 5,000kW以上30,000kW未満の資本費のデータは102件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと(49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54万円/kW、中央値40万円/kWとなり、想定値(51万円/kW)とは概ね同水準(参考61)。

【参考 61】中小水力発電（新設）の出力と資本費の関係

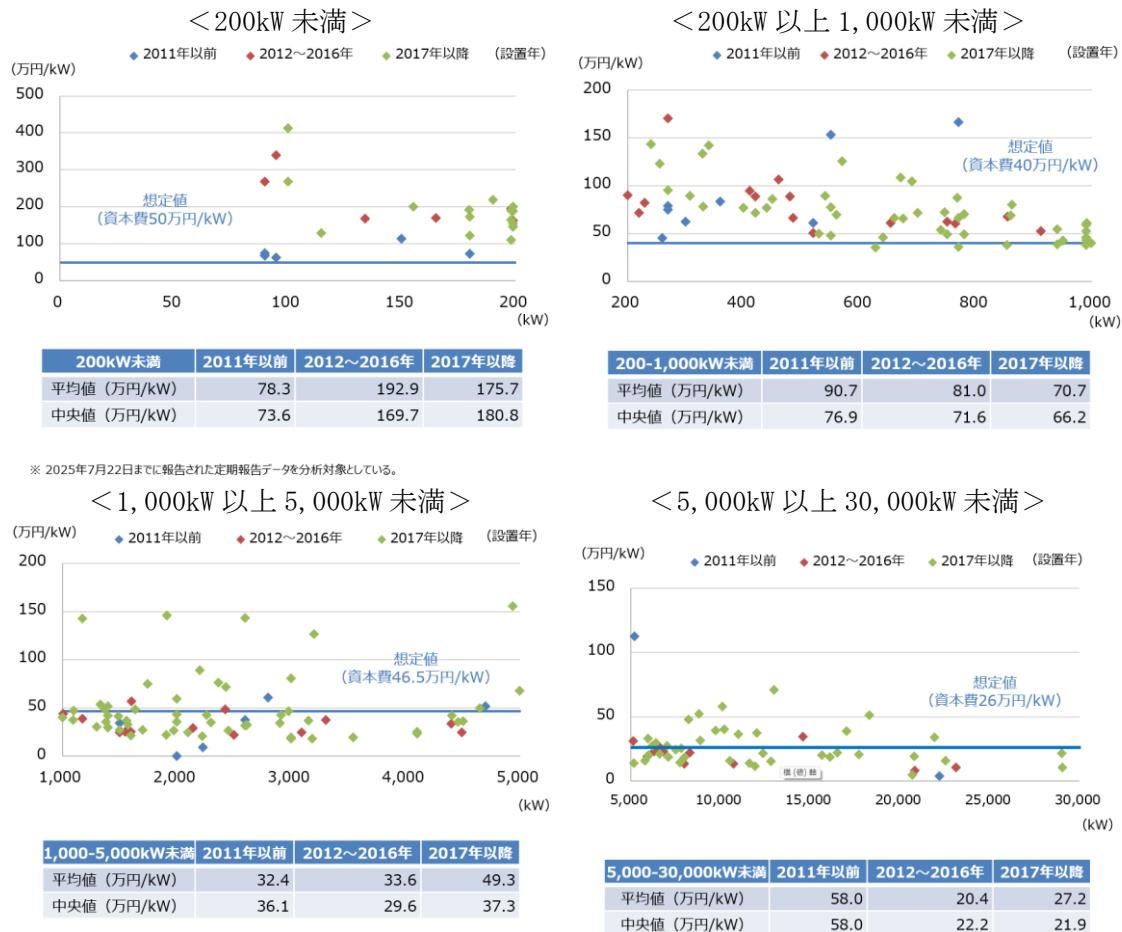


※ 2025年7月22日までに報告された定期報告データを分析対象としている。

- 既設導水路活用型¹²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（70 件）の平均値は 75 万円/kW、中央値は 69 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（74 件）の平均値は 45 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（53 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 62）。

¹² 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 62】中小水力発電（既設導水路活用型）の出力と資本費の関係



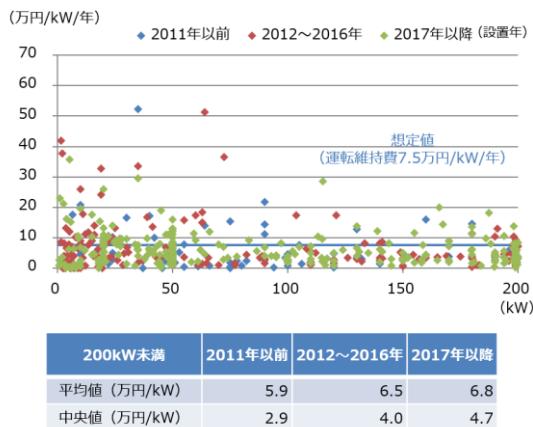
※ 2025年7月22日までに報告された定期報告データを分析対象としている。

② 中小水力発電の運転維持費

- 200kW 未満の運転維持費の定期報告データは 538 件。平均値 6.6 万円 /kW/年、中央値 4.2 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 303 件。平均値 3.8 万円/kW/年、中央値 2.7 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 130 件。平均値 2.3 万円/kW/年、中央値 1.9 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 97 件。平均値 1.3 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 63)。

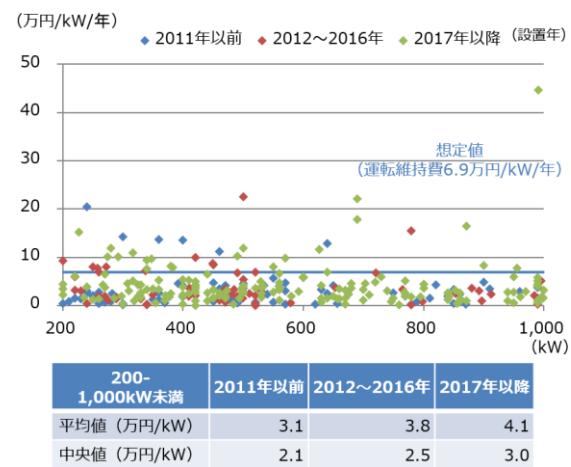
【参考 63】中小水力発電の出力と運転維持費の関係

<200kW 未満>

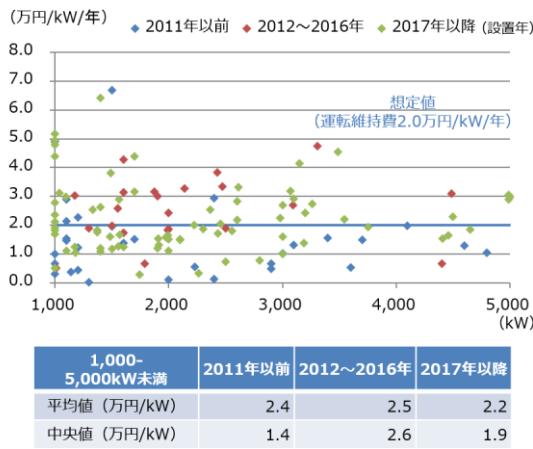


※ 2025年7月22日までに報告された定期報告データを分析対象としている。

<200kW 以上 1,000kW 未満>

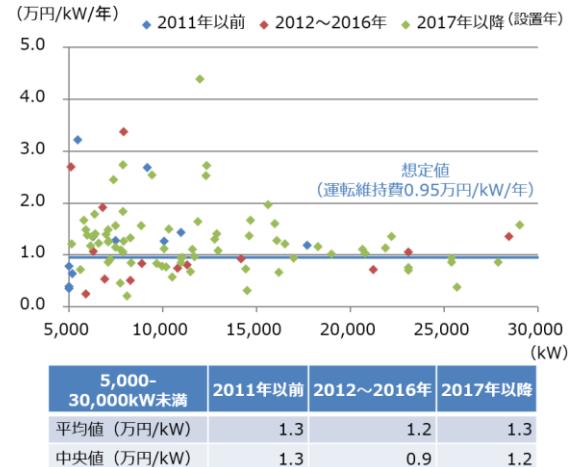


<1,000kW 以上 5,000kW 未満>



※ 2025年7月22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。

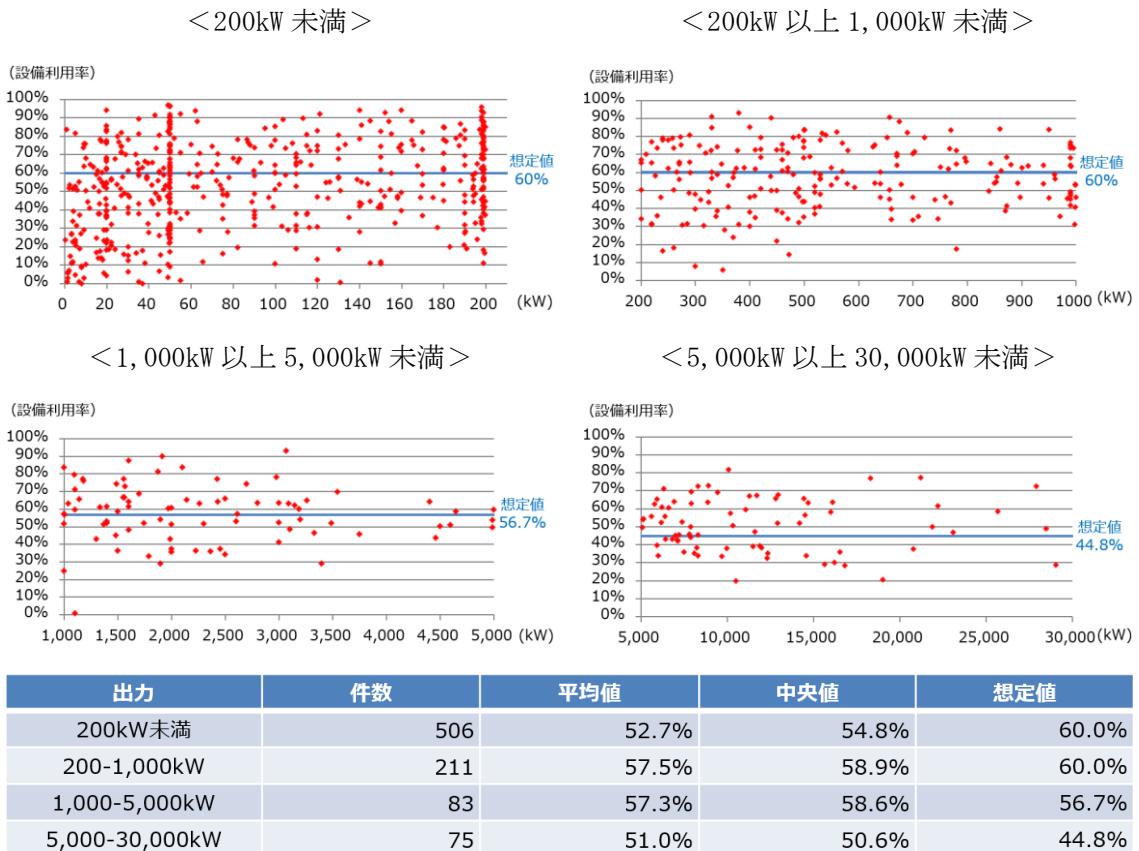
<5,000kW 以上 30,000kW 未満>



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 64）。

【参考 64】中小水力発電の出力と設備利用率の関係



出力	件数	平均値	中央値	想定値
200kW未満	506	52.7%	54.8%	60.0%
200-1,000kW	211	57.5%	58.9%	60.0%
1,000-5,000kW	83	57.3%	58.6%	56.7%
5,000-30,000kW	75	51.0%	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 65）。

【参考 65】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	538	6.6	4.7	7.5
200-1,000kW	303	3.6	2.8	6.9
1,000-5,000kW	130	2.2	2.0	2.0
5,000-30,000kW	97	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	629	49.9%	51.9%	60.0%
200-1,000kW	317	57.5%	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%

※ 運転維持費は2025年7月22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。

※ 設備利用率は2024年6月～2025年5月までのデータを対象としている。

(2) 中小水力発電に係る 2027 年度以降の取扱い

① 中小水力発電に係る今後の調達価格/基準価格の設定について

- 中小水力発電については、本委員会の業界ヒアリングでは、高コストとなる中でもなお開発を進めていくことについての是非や、中小水力発電の自立化に向けた可能性について指摘がなされたところ。
- 今後のFIT/FIP制度における価格算定のあり方についての今年度の本委員会の方針を踏まえ、中小水力発電に係る今後の調達価格/基準価格の設定の進め方としては、来年度に予定されている業界ヒアリングにおいて、今後の開発ポテンシャルを踏まえた自立化に向けた道筋について確認することとし、確認を行った後、特に効率的に事業が実施されている場合においてもコストデータに上昇が見られることが確認されるときには、上昇分を適切に反映することとした。

② 中小水力発電に係る 2027 年度以降の取扱いについて

- 中小水力発電については、2026 年度¹³までの取扱いが既に決定しているところであるが、上記のとおり、中小水力発電についてはコストデータの上昇を適切に反映するにあたり、まずは、来年度に予定されている本

¹³ ただし、2027 年度の 1,000kW 未満の調達価格/基準価格については、2027 年度まで決定している。

委員会の業界ヒアリングにおいて、自立化に向けた取組を確認することとしていることから、2027年度以降の取扱いについては、原則として、業界団体から説明がなされる自立化の取組内容も踏まえた上で、来年度の本委員会において検討することとした。

- 一方で、事務局が業界団体に対して別途ヒアリングを実施したところ、事業の予見可能性確保に向けた配慮が必要との意見があった。こうした業界団体からの意見や、本委員会においては、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、来年度までに自立化に向けた取組に一定の進捗が見込まれることを前提に、2027年度についても引き続き支援を行うことを基本とした。なお、今後のFIT/FIP制度における価格算定のあり方についての今年度の本委員会の方針を踏まえ、その取扱いについては来年度の本委員会において検討することとした。
- ただし、既に2027年度まで取扱いを決定している1,000kW未満については、来年度の本委員会において2028年度以降の取扱いについて検討することとした。

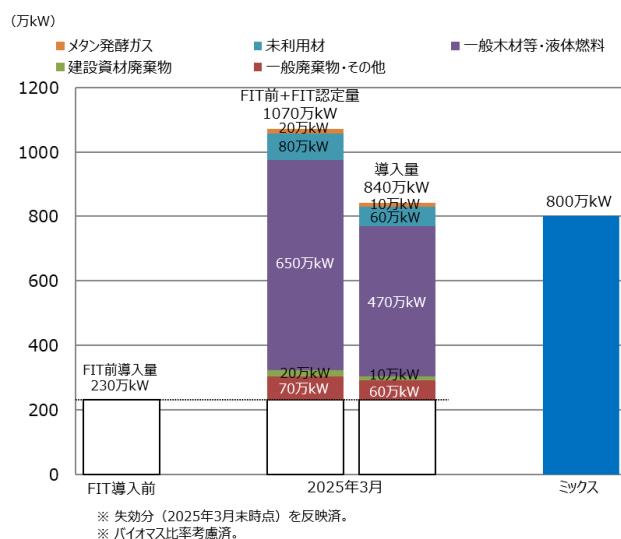
③ 長期安定稼働が可能な電源への支援のあり方

- 中小水力発電は長期稼働が見込まれる電源であり、これまでの業界ヒアリングにおいても、業界団体から、補修を適切に行えば40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、50年以上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現行の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、長期的な稼働が可能な実態に合わせた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。

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2025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）を超えていている（参考66～68）。

【参考66】バイオマス発電のFIT・FIP認定量・導入量



【参考67】バイオマス発電の年度別・規模別のFIT・FIP認定量

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	10,784(36件)	4,700(5件)	106,190(16件)	197,677(10件)	12,109(3件)	378,507(12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)	449,389(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)	28,797(28件)	25,647(4件)	18,195(2件)	37,136(7件)	2,999,201(49件)	
2017年度認定	7,446(17件)	5,387(10件)	20,998(3件)	18,000(1件)	9,850(1件)	1,193,942(16件)	
2018年度認定	6,335(16件)	10,804(9件)	19,800(2件)	0(0件)	20,440(2件)	0(0件)	
2019年度認定	6,958(21件)	11,161(22件)	13,350(2件)	0(0件)	16,040(3件)	0(0件)	
2020年度認定	8,176(24件)	18,489(38件)	7,100(1件)	0(0件)	7,500(1件)	0(0件)	
2021年度認定	27,774(45件)	47,315(49件)	48,740(6件)	0(0件)	76,553(16件)	0(1件)	
2022年度認定	29,815(65件)	9,309(29件)	38,300(5件)	0(0件)	10,100(2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)	
2024年度認定	49(1件)	7,948(4件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	
合計	157,235(369件)	169,395(249件)	388,718(55件)	250,401(14件)	244,333(47件)	5,355,077(101件)	
認定	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	10,000kW以上		
2012年度認定	0(0件)	3,146(2件)	12,100(1件)	42,222(15件)	89,627(10件)	234,341(53件)	
2013年度認定	53,363(2件)	9,300(2件)	33,566(1件)	41,640(14件)	21,781(3件)	869,617(104件)	
2014年度認定	25,862(2件)	0(0件)	0(0件)	44,650(25件)	29,680(3件)	618,783(95件)	
2015年度認定	31,279(2件)	0(0件)	24,400(1件)	27,364(9件)	6,429(1件)	666,291(69件)	
2016年度認定	571,080(14件)	1,990(1件)	78,110(2件)	27,393(18件)	0(1件)	3,810,339(172件)	
2017年度認定	33,496(8件)	0(0件)	0(0件)	4,002(2件)	84,817(3件)	1,377,938(61件)	
2018年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	25,260(12件)	0(0件)	72,638(41件)	
2019年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	51,493(16件)	17,713(2件)	116,715(66件)	
2020年度認定	1,920(1件)	0(0件)	8,520(1件)	9,262(3件)	0(0件)	60,967(69件)	
2021年度認定	0(0件)	17,825(3件)	0(0件)	31,208(15件)	95,032(7件)	344,447(141件)	
2022年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	40,449(17件)	10,024(1件)	137,997(119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)	
2024年度認定	0(0件)	1990(1件)	0(0件)	9,250(4件)	12,605(1件)	31,843(11件)	
合計	717,001(29件)	34,250(9件)	156,696(6件)	358,008(153件)	383,390(34件)	8,414,504(1,066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 68】バイオマス発電の年度別・規模別の FIT・FIP 導入量

導入	メタノ発酵バイオガス		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	10,784(36件)	4,700(5件)	106,190(16件)	197,677(10件)	12,10(3件)	378,507(12件)
2014年度認定	17,519(45件)	1,995(1件)	37,704(6件)	0(0件)	0(0件)	449,389(11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(36件)	22,347(21件)	18,547(3件)	18,195(2件)	27,146(6件)	2,125,651(35件)
2017年度認定	6,518(14件)	1,312(5件)	20,998(3件)	18,000(1件)	0(0件)	929,192(11件)
2018年度認定	6,335(16件)	6,806(2件)	19,800(2件)	0(0件)	9,990(1件)	0(0件)
2019年度認定	6,140(18件)	6,324(16件)	13,350(2件)	0(0件)	16,040(3件)	0(0件)
2020年度認定	6,816(22件)	9,840(21件)	7,100(1件)	0(0件)	7,500(1件)	0(0件)
2021年度認定	11,370(33件)	11,233(18件)	14,600(0件)	0(0件)	9,079(2件)	0(0件)
2022年度認定	6,343(25件)	1,137(6件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2023年度認定	147(3件)	50(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2024年度認定	0(0件)	0(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	110,148(293件)	72,929(106件)	289,189(43件)	250,401(14件)	104,778(21件)	4,416,777(82件)
導入	建設資材廃棄物				合計	
	液体燃料	10,000kW未満	10,000kW以上	10,000kW未満	10,000kW以上	合計
2012年度認定	0(0件)	3,146(2件)	12,100(1件)	42,222(15件)	89,682(10件)	234,341(53件)
2013年度認定	53,363(2件)	9,300(1件)	33,566(1件)	41,640(14件)	21,781(3件)	869,617(104件)
2014年度認定	25,862(2件)	0(0件)	0(0件)	44,650(25件)	29,680(3件)	606,799(93件)
2015年度認定	1,999(1件)	0(0件)	24,400(1件)	27,364(9件)	6,429(1件)	618,241(62件)
2016年度認定	41,100(1件)	1,990(1件)	50,000(1件)	27,393(18件)	0(0件)	2,350,816(126件)
2017年度認定	7,966(4件)	0(0件)	0(0件)	4,002(2件)	84,817(3件)	1,072,805(43件)
2018年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	25,260(12件)	0(0件)	68,190(38件)
2019年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	51,493(16件)	17,713(2件)	111,060(57件)
2020年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	7,462(2件)	0(0件)	38,718(47件)
2021年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	27,931(14件)	31,415(4件)	111,629(73件)
2022年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	8,313(7件)	0(0件)	15,792(38件)
2023年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,767(2件)	10,151(1件)	14,115(7件)
2024年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	130,291(10件)	14,436(5件)	120,066(4件)	311,495(136件)	291,612(27件)	6,112,122(741件)

単位: kW (件)

※出力はバイオマス比

率考慮後出力

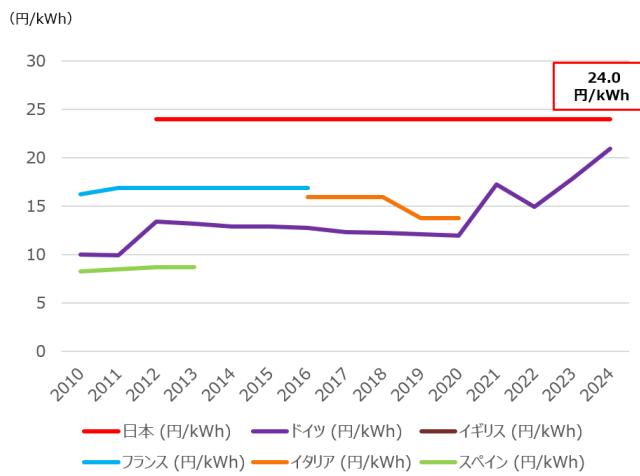
※四捨五入の関係で

合計が一致しない場

合がある。

- 2025 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 69)。

【参考 69】バイオマス発電 (5,000kW、ペレット使用) の各国の買取価格



※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。
歐州（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。

- 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 70 のとおりである。

【参考 70】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	第8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	2025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	30MW ※一定の条件下で拡大	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)	17.8円/kWh (事前非公表)	18.2円/kWh (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)	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)	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)	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)	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。

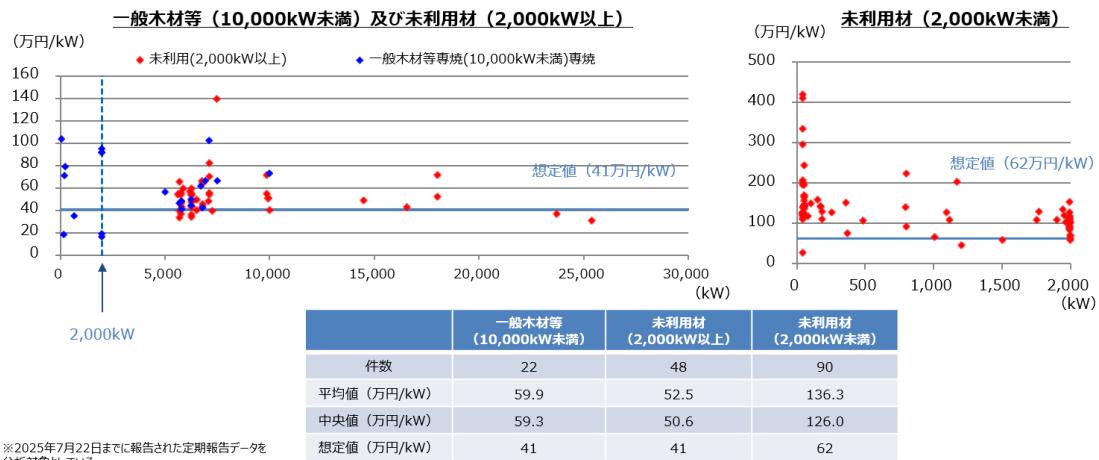
(1) バイオマス発電のコスト動向

① 木質等バイオマス発電のコスト動向

(資本費)

- 一般木材等 (10,000kW 未満) の資本費のコストデータは 22 件。平均値は 59.9 万円/kW、中央値は 59.3 万円/kW となり、想定値 (41 万円/kW) を上回る。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 48 件。平均値は 52.5 万円/kW、中央値は 50.6 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 90 件。平均値は 136.3 万円/kW、中央値は 126.0 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 71)。

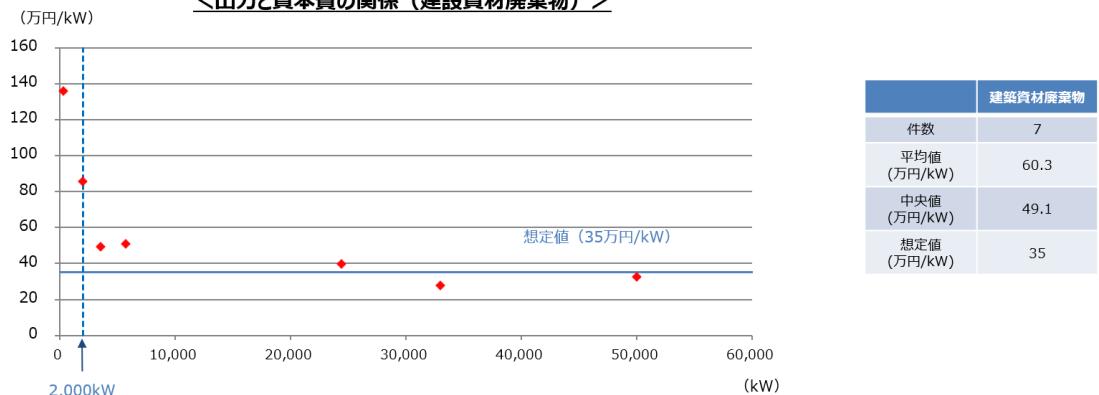
【参考 71】一般木材等・未利用材バイオマス発電の資本費



- 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(参考72)。

【参考 72】建設資材廃棄物バイオマス発電の資本費

＜出力と資本費の関係（建設資材廃棄物）＞



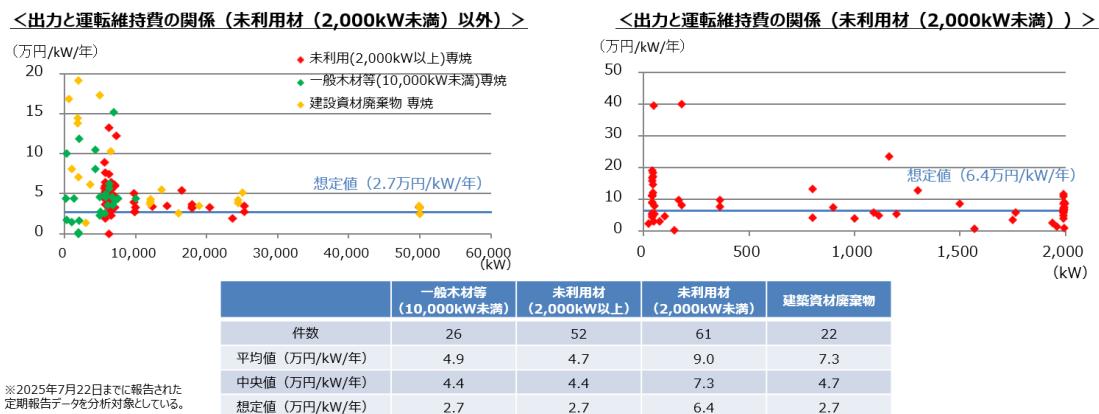
(運転維持費)

- これまでに得られた一般木材等(10,000kW未満)の運転維持費のコストデータは26件。平均値4.9万円/kW/年、中央値4.4万円/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52件。平均値4.7万円/kW/年、中央値4.4万円/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未満)の運転維持費のコストデータは61件。平均値

9.0 万円/kW/年、中央値 7.3 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 22 件。平均値 7.3 万円/kW/年、中央値 4.7 万円/kW/年となり、想定値 (2.7 万円/kW/年) を上回る (参考 73)。

【参考 73】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



(燃料費)

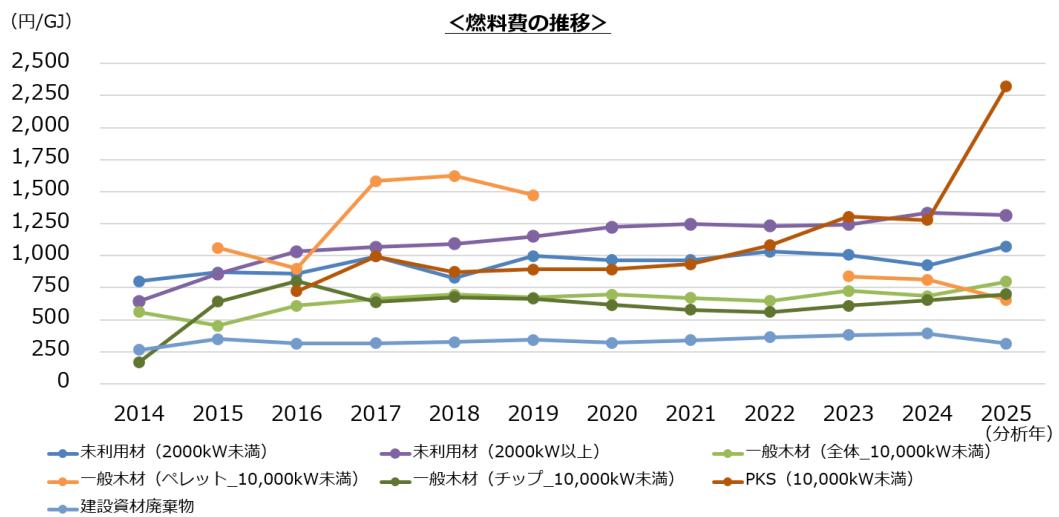
- 未利用材 (2,000kW 以上) の燃料費のコストデータは 133 件。平均値は 1,301 円/GJ、中央値は 1,200 円/GJ となり、想定値 (1,200 円/GJ) と概ね同水準である。
- 未利用材 (2,000kW 未満) の燃料費のコストデータは 75 件。平均値は 941 円/GJ、中央値は 1,000 円/GJ となり、想定値 (900 円/GJ) と概ね同水準である。
- 一般木材等 (10,000kW 未満) の燃料費のコストデータは 91 件。平均値は 679 円/GJ、中央値は 638 円/GJ となり、想定値 (750 円/GJ) を下回る。
- 建設資材廃棄物の燃料費のコストデータは 84 件。平均値は 356 円/GJ、中央値は 340 円/GJ となり、想定値 (200 円/GJ) を上回る (参考 74)。
- 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。

【参考 74】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

		実績平均値（熱量ベース）	想定値（熱量ベース）	(参考) 実績設備利用率
未利用木材	2,000kW以上	1,301円/GJ (133件)	1,200円/GJ	74.1%
	2,000kW未満	941円/GJ (75件)	900円/GJ	47.4%
一般木材等 (10,000kW未満)	ペレット	679円/GJ (91件) ※ペレット、チップ、PKS以外も含む	655円/GJ (1件)	750円/GJ
	チップ		631円/GJ (71件)	
	PKS		1,466円/GJ (9件)	
建設資材廃棄物		356円/GJ (84件)	200円/GJ	46.5%

- 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、一般木材 (10,000kW未満) や未利用材 (2,000kW未満) については、足下では上昇傾向にある（参考 75）。
- なお、PKS (10,000kW未満) は 2025 年の燃料費が高くなっているが、コストデータが 2 件のみである点に留意が必要である。

【参考 75】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) 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 76）。

【参考 76】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



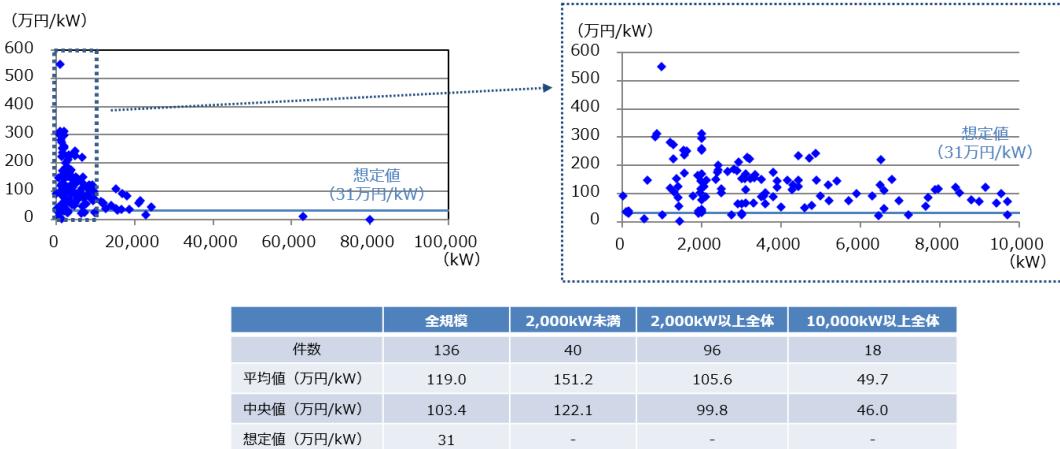
- これは、小規模案件は主に国内から燃料調達を行っているところ、季節変動等により、国内材の安定的な調達が必ずしも容易ではないことが一要因と考えられる。

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136件。平均値は119.0万円/kW、中央値は103.4万円/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(18件)に限定すると、平均値は49.7万円/kW、中央値は46.0万円/kWとなり、想定値(31万円/kW)をやや上回る。
- また、2,000kW以上の平均値は105.6万円/kW、中央値は99.8万円/kWである一方、2,000kW未満の平均値は151.2万円/kW、中央値は122.1万円/kWと特に高額となる(参考77)。

【参考 77】一般廃棄物その他バイオマス発電の資本費

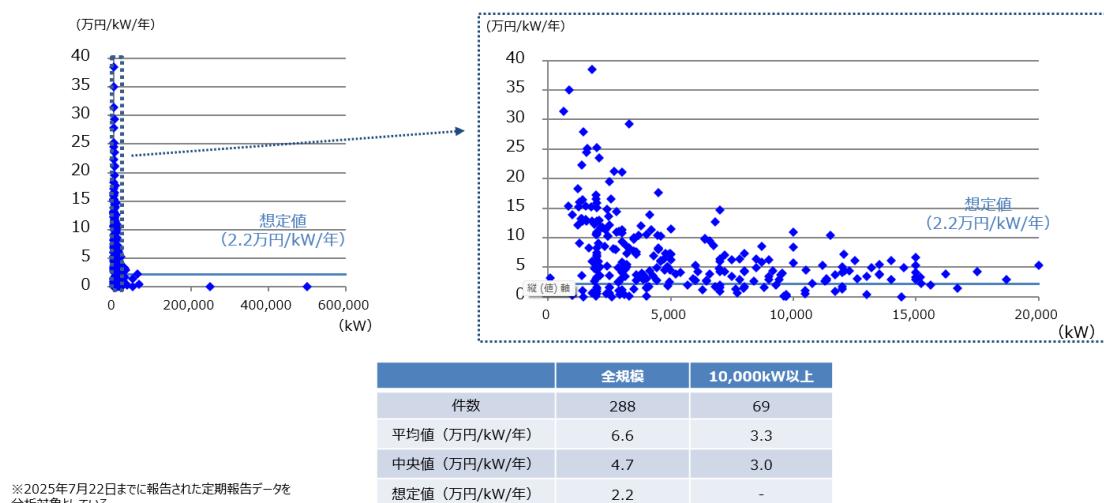


※2025年7月22日までに報告された定期報告データを分析対象としている。

(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 288 件。平均値は 6.6 万円/kW/年、中央値は 4.7 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 (69 件) に限定すると、平均値は 3.3 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¹⁴ (参考 78)。

【参考 78】一般廃棄物その他バイオマス発電の運転維持費



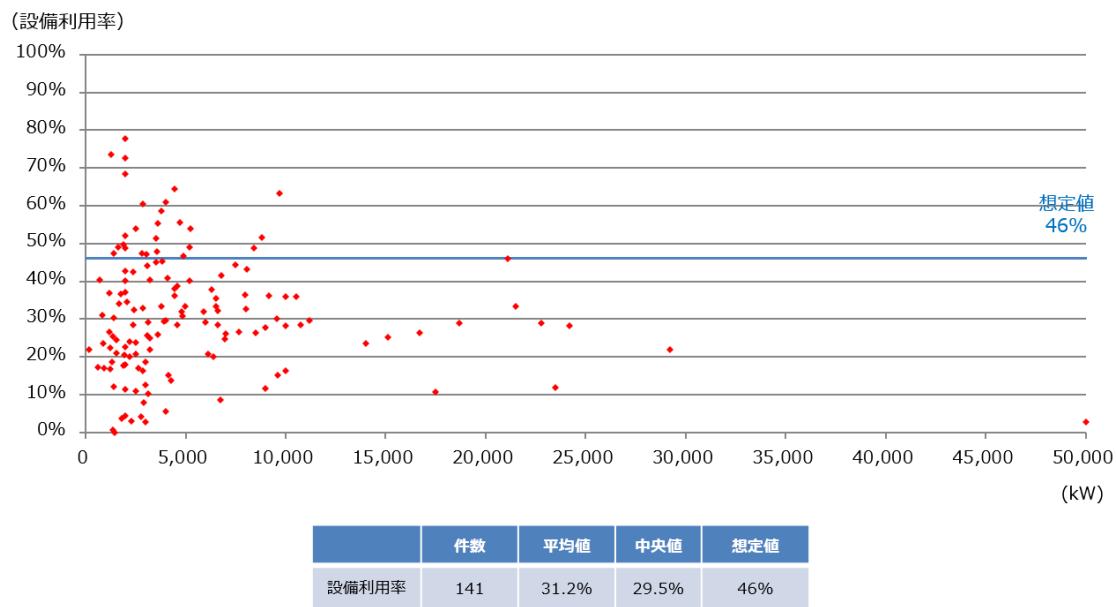
※2025年7月22日までに報告された定期報告データを分析対象としている。

¹⁴ 運転維持費 0 円/kW/年の案件を除く。

(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31.2%、中央値は29.5%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79)。

【参考79】一般廃棄物その他バイオマス発電の設備利用率



③ メタン発酵バイオガス発電のコスト動向

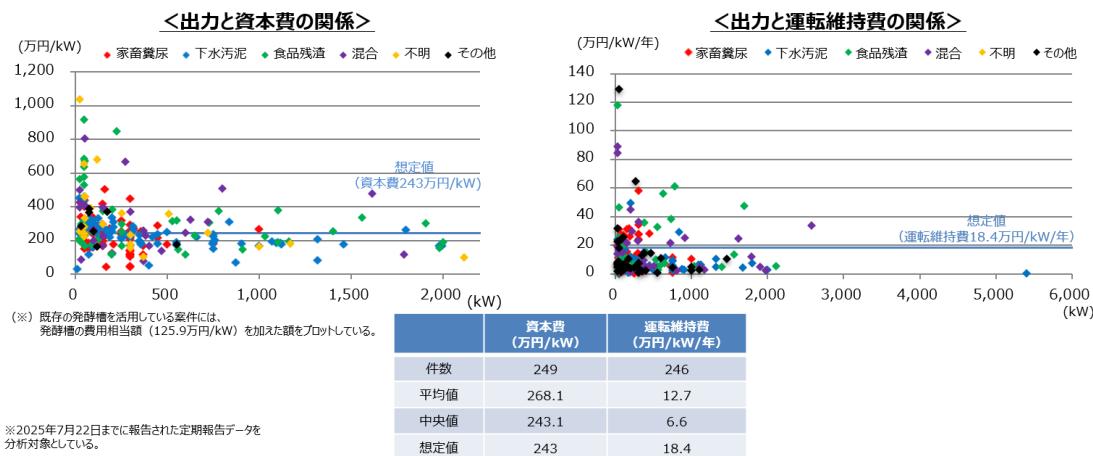
(資本費・運転維持費)

- これまでに得られた資本費のコストデータは249件¹⁵。平均値は268.1万円/kW、中央値は243.1万円/kWとなるが、2026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246件。平均値は12.7万円/kW/年、中央値は6.6万円/kW/年となり、2026年度の想定値(18.4万円/kW/年)を下回った(参考80)。
- 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

¹⁵ 249件のうち134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(125.9万円/kW)を加えて分析している。

500kW未満)に着目すると、資本費の平均値は322.5万円/kW、中央値は263.6万円/kWとなり、運転維持費の平均値は20.8万円/kW/年、中央値は15.1万円/kW/年となる。

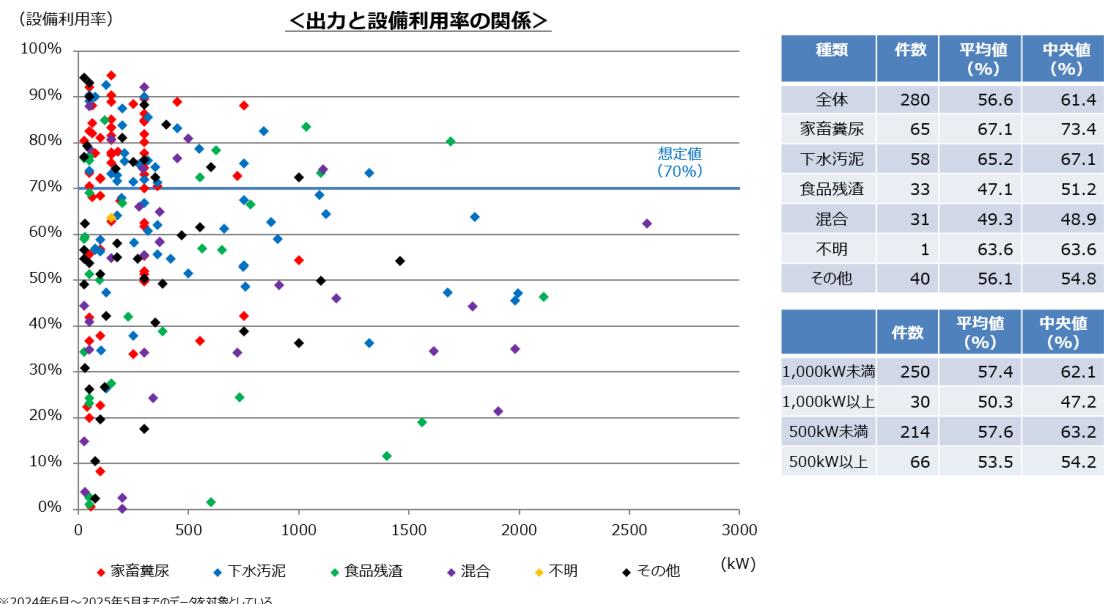
【参考80】メタン発酵バイオガス発電の資本費・運転維持費



(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2026年度の想定値(70%)を下回るが、分散が大きい(参考81)。

【参考81】メタン発酵バイオガス発電の設備利用率



(2) バイオマス発電に係る 2027 年度以降の取扱い

① バイオマス発電に係る今後の調達価格/基準価格の設定について

- バイオマス発電については、本委員会の業界ヒアリングにおいて、発電コストの大半を燃料費を含む運転維持費が占める構造にあることから、FIT/FIP 制度による支援終了後の事業の安定継続に課題が生じており、自立化への課題が大きいコスト構造にある電源として指摘されているところ。
- 今後の FIT/FIP 制度における価格算定のあり方についての今年度の本委員会の方針を踏まえ、バイオマス発電については、来年度に予定されている業界ヒアリングにおいて、自立化に向けた全体の取組に加え、特に、コスト低減を進めていくに当たって重要な燃料供給サプライチェーンの強化・構築の状況について確認することとし、確認を行った後、特に効率的に事業が実施されている場合においてもコストデータに上昇が見られることが確認されるときには、上昇分を適切に反映することとした。
- なお、燃料費については、資本費や運転維持費と比べ、国際的な市場動向等によって、上昇・下落の両方の意味において価格変動が生じやすいという特徴がある。したがって、燃料費におけるコストデータの上昇については、中長期的な価格推移の動向や変動幅を踏まえながら、調達価格/基準価格へ適切に反映していくこととした。

② バイオマス発電に係る 2027 年度以降の取扱いについて

- バイオマス発電については、2026 年度までの取扱いが決定しているところであるが、上記のとおり、バイオマス発電についてはコストデータの上昇を適切に反映するにあたり、まずは、来年度に予定されている業界ヒアリングにおいて、自立化に向けた取組を確認することとしていることから、2027 年度以降の取扱いについては、原則として、業界団体から説明がなされる取組内容も踏まえた上で、来年度の本委員会において検討することとした。
- ただし、事務局が業界団体に対して別途ヒアリングを実施したところ、事業の予見可能性確保に向けた配慮が必要との意見があった。他方で、バイオマス発電については、FIT/FIP 制度における支援の前提である自立化に向けた課題が大きい点には留意をした上で、その取扱いを検討していく必要がある。

- これらの点を踏まえ、来年度までに自立化に向けた取組に一定の進捗が見込まれることを前提に、2027年度については引き続き支援を行うことを基本としつつ、自立化に向けた取組状況の進捗に関する確認結果や、今後のFIT/FIP制度における価格算定のあり方についての今年度の本委員会の方針を踏まえ、その取扱いについては来年度の本委員会において検討することとした。

(3) 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82）について、報告があった。

【参考82】バイオマス持続可能性ワーキンググループからの報告

バイオマスの持続可能性の確保に向けて

※赤色：今年度のバイオWGにて検討・整理

(1) 持続可能性確保に向けた基準等の整理

調達価格等算定委員会における輸入材に関するFIT認定量の急増等に係る議論を踏まえ、2019年度以降、バイオWGでは、FIT/FIP制度で求める燃料の持続可能性や食料競合、ライフサイクルGHGの基準等について、専門的・技術的な検討を実施。

- ▶ 農産物の収穫に伴い生じるバイオマス（輸入）について、持続可能性基準（環境、社会、労働、ガバナンス等）を整理し、第三者認証スキームによって確認することを求める整理。
- ▶ また、非可食かつ副産物のバイオマスを食料競合の懸念がないものと整理し、持続可能性等の確認方法が整理された候補を算定委に報告し、新規燃料として追加。
- ▶ 輸入木質バイオマスについて、クリーンウッド法に基づき合法性が確認された燃料を調達・使用することを求める整理。
- ▶ バイオマス発電のライフサイクルGHG基準について、化石燃料による火力発電と比較して2030年度に70%削減、それまでの間は50%削減を求める整理。

(2) 基準を満たすとの確認方法の整備

各第三者認証スキームが必要な要件を満たすことの評価や、ライフサイクルGHG既定値が実態を適切に反映するよう必要に応じた見直しなどを実施。

- ▶ 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、PEFC（輸入木質バイオマス）及びMSPDのCoC認証（PKS等）を追加。
- ▶ ライフサイクルGHG既定値について、一律の値としていた加工工程のLCA電力排出係数を、各生産国の資源構成等を反映した値に見直す整理。

(3) サプライチェーン全体での取組の底上げ

ライフサイクルGHG基準が適用されない案件も含め自主的取組により排出削減に努める。

- ▶ 2024年度は、発電出力ベースで対象事業者の約50%が自主的取組に参加。全てのデータで50%削減水準を下回ることを確認。
- ▶ 引き続き、業界団体等が中心となって普及促進を進め、ライフサイクルGHG算定期制構築や燃料サプライチェーンの最適化、発電効率の向上など取組状況のフォローアップを行う。

(4) 今後の国際動向を踏まえた適正な水準の確保

さらに、世界的に脱炭素の機運が高まる中で、燃料需給がタイトになっていることや、欧州を中心に持続可能性基準を強化する動きもあり、持続可能性が確保された燃料のニーズはますます高まっていると考えられ、引き続き適正な水準の確保に向けた検討を進めていく。

2031年度以降のライフサイクルGHG基準の検討

- ▶ 事業者への影響や削減水準を踏ますバイオマスの供給可能性について留意しつつ、業界団体等からのヒアリングや2025年度の自主的取組のフォローアップを行い、目標水準の検討を進める。
- ▶ 輸入木質バイオマスに今後求めるべき持続可能性基準等の検討
- ▶ 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やつ、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。今後の議論に柔軟に対応できるよう、輸入木質バイオマスの持続可能性の確認方法については、林野庁が策定した木質バイオマス証明ガイドラインに内容を統合すると整理。

持続可能性の確保やライフサイクルGHG低減の取組を通じ、
燃料の安定調達や燃料コストの低減、環境価値の向上など、バイオマス発電の信赖性確立に繋げていく。

IV. 入札制度

1. 太陽光発電

(1) 2026年度の入札上限価格の事前公表/事前非公表

- 入札制度の設計に当たっては、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、2026年度も上限価格を事前公表することとした。

(2) 2026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、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、2026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。
- なお、昨年度の本委員会では、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を目的に「初期投資支援スキーム」を措置したこと等を踏まえて、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。
- こうした状況を踏まえ、2026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。

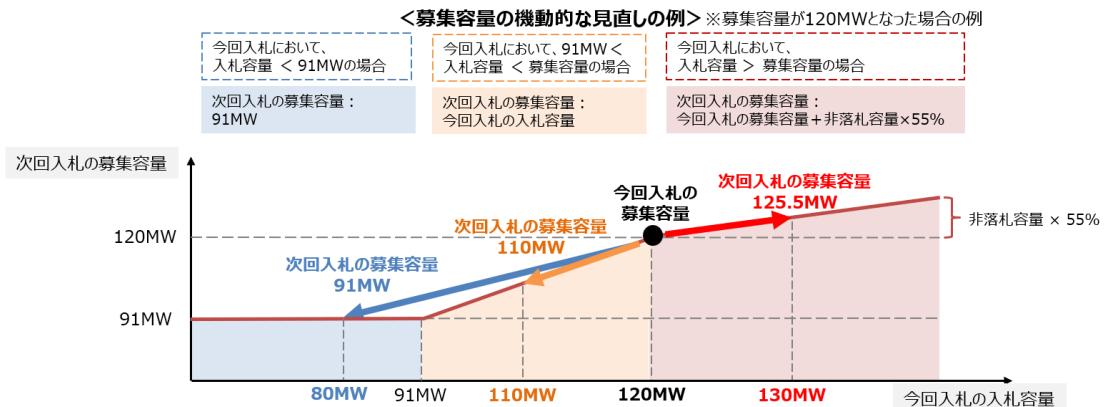
(3) 2026 年度の入札実施回数

- 事業用太陽光発電については、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、2026 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) 2026 年度の入札募集容量

- 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、2025 年度初回の募集容量は、過去 1 年間（一昨年度第 4 回から昨年度第 3 回までの応札量の平均）の落札容量（全体）の平均値である 79MW とした。
- 今年度についても同様の考え方に基づき、昨年度第 4 回から今年度第 3 回までの落札容量の平均を探ることで、過去 1 年間（通年）の平均値を参考すると、91MW となる。
- 事業用太陽光発電（地上設置）については、来年度が最後の入札となることも踏まえ、事業者の落札機会を確保する観点から、直近 1 年間（通年）の落札容量（全体）の平均値である 91MW を 2026 年度初回の募集容量とした。
- また、今年度の事業用太陽光発電の入札においては、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 83）。
 - 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発電の導入の加速化を図ることとした。

【参考 83】募集容量の機動的な見直しの例



(5) 2026 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、2025 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外の 50kW 以上の地上設置）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 50kW 以上の地上設置）の調達価格/基準価格 8.6 円/kWh の間を刻む形で、第 24 回から第 27 回にかけて、8.90 円/kWh、8.83 円/kWh、8.75 円/kWh、8.68 円/kWh と設定した。
- 一方で、今年度の本委員会においては、2027 年度以降の事業用太陽光発電（地上設置）については支援の対象外として議論を行ったことを踏まえ、来年度の入札上限価格については、2026 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外の 50kW 以上の地上設置）の調達価格/基準価格の諸元を前提に、4 回実施する入札全てについて、同一の入札上限価格を設定することとした（参考 84）。

【参考 84】2026 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) 2026 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、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 年度の入札対象を 50kW 以上とすることとしたことから、引き続き、2026 年度の入札対象についても 50kW 以上とすることとした。

(2) 2028 年度以降の入札制の活用

- 今年度の本委員会においては、FIT/FIP 制度における入札制度の活用のあり方として、件数が減少する場合であっても、入札システムの保守・運用費用等の事務コストは一定程度要することが課題であり、FIT/FIP 制度において、効率的・効果的にコスト低減を促していく上限価格や落札価格の水準、入札件数等を踏まえつつ、①入札制度を継続するか、②入札ではなく政府が一律の調達価格/基準価格を設定する方法とするか、今年度の本委員会で検討することとした。
- 陸上風力発電については、足下では入札件数が減少傾向にあることや、入札上限価格を一定程度下回る平均落札価格となり、着実なコスト低減が確認されていることから、こうした入札の動向については来年度も注視することとしつつ、2028 年度以降については政府が一律の調達価格/基準価格を設定する方法とする方向で、来年度以降の本委員会において検討することとした。

(3) 2026 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。

(4) 2026 年度の入札募集容量・入札実施回数

- 2025 年度の入札制の募集容量の設定に当たっては、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 年度及び 2024 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、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（2018-2022 年度）¹⁶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）¹⁷の平均が 1.3GW/年
- 2026 年度の入札制の募集容量及び追加入札の設定に当たっては、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つつ、今年度の入札では、応札容量は 651MW と、募集容量 0.9GW 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 85）。
- 具体的には、以下の実績もふまえ、2026 年度の初回入札の募集容量を 0.7GW とした上で、初回入札で入札容量が 1.1GW 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（2021-2025 年度）¹⁷の平均が 0.9GW/年、最低水準が 0.7GW/年程度
 - これまでの年間認定量（2012-2025 年度）¹⁷の平均が 1.1GW/年

【参考 85】2026 年度の陸上風力発電の入札のイメージ

	初回入札	追加入札
入札対象範囲	50kW以上	50kW以上
募集容量	0.7GW	初回入札の非落札容量×40%
上限価格の事前公表/非公表	事前公表	事前公表
上限価格	審議中	初回入札の加重平均落札価格または 2027年度入札の上限価格（審議中） のいずれか高い額

¹⁶ 2021, 2022 年度については、入札容量

¹⁷ 2024, 2025 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・2026年度の入札制の取扱い

- 2025年10月1日の本委員会においては、令和7年度の入札制について以下のとおりの意見が取りまとめられた。
 - ①着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）第4回入札の実施に当たって本委員会で決定する入札上限価格については、2025年内目途に行う上記一定の整理を踏まえた検討を行う必要があること、②入札への参加要件である事業計画の提出は9月19日をもって受付を終了しているところ、当該計画の提出はなかったことから、来年度に入札を延期した場合であっても延期による不利益を被る事業者が存在しないことを踏まえ、10月14日を予定していた第4回入札の開始を延期すること。
 - 今回延期する第4回入札を含め、今年度から来年度にわたっての具体的な入札実施回数及び時期についても、年内目途に行う関係審議会において、第1ラウンド3海域の事業からの事業者の撤退に至った要因の検証や公募制度の見直しも含む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事業環境整備のあり方についての一定の整理を踏まえた上で、来年1月下旬を目途に本委員会で検討を行うこと。
- 前述のとおり、2025年12月17日に開催された関係審議会（洋上風力促進WG・洋上風力促進小委員会）において、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事業環境整備のあり方等について一定の整理がなされ、その中では、洋上風力発電を取り巻く事業環境の変化（インフレ等）や風車調達費用等の建設費用の増加が見られた点についても言及されている。
- 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の入札実施に当たっては、洋上風力発電全体における価格設定や案件形成の進め方に係る方針との整合性が確保されることが必要不可欠である。国民負担の抑制と導入拡大の両立に向けた入札上限価格の設定に関する考え方やその具体的水準については、今後整理される当該方針を踏まえ、以降の本委員会において検討することとした。

- その上で、昨秋に実施を延期した第4回入札について、事業者に対し一定の予見可能性に配慮する観点から、その取扱いは以下のとおりとしたこととした。

① 入札実施時期

- 延期した第4回入札について、上記の方針を踏まえて入札上限価格の設定に向けた検討を行うに当たって一定の期間を要することを踏まえて、来年度に実施することとした。具体的には、例年秋頃に着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の入札を実施していることを踏まえ、入札実施回数については 2025・2026 年度の 2 年間で 1 回、秋頃の実施とすることとした。
- 入札への参加要件である事業計画の提出は 2025 年 9 月 19 日をもって受付を終了しているところ、当該計画の提出はなかったことを踏まえ、第4回入札の実施に当たっては、再度事業計画の受付を実施することとした。

② 入札上限価格の事前公表/事前非公表

- 入札制度の設計に当たっては、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・743MW（2025 年 12 月時点）であり、これまでには認定案件のない年度も存在し、次回の入札においては、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、延期する第4回入札については、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。

③ 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 で認定した案件も存在したことから、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. 入札実施スケジュール

(1) 2026 年度の入札実施スケジュール

■ 2026 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 28 回、第 29 回、第 30 回、第 31 回)。なお、例年、落札者の認定の取得期限については、入札結果が公表された日の翌日から起算して 7 ヶ月以内に認定を受けなければならぬとしてきたことを踏まえ、2026 年度中に落札が決定した案件については、2027 年度中も新規認定の対象とすることとする。
- 陸上風力発電は 1 回 (第 6 回)。ただし、1.1GW 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) の入札を実施する。詳細は参考 86 のとおりとした。

【参考 86】2026 年度の入札実施スケジュール

	2026年度				
	第28回太陽光	第29回太陽光	第30回太陽光※2	第31回太陽光※2	第6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)
4月	入札説明会				
5月	事業計画受付〆切 (5/11) 事業計画審査〆切 (5/25)				
6月	入札募集開始 (6/2) 入札募集〆切 (6/15) 入札結果公表 (6/22)	事業計画受付 (6/23)			
7月		事業計画受付〆切 (7/13) 事業計画審査〆切 (7/27)			
8月		入札募集開始 (8/3) 入札募集〆切 (8/17) 入札結果公表 (8/24)			事業計画受付 (8/31)
9月			事業計画受付 (9/24)		事業計画受付〆切 (9/18)
10月			事業計画受付〆切 (10/14) 事業計画審査〆切 (10/28)		事業計画審査〆切 (10/2) 入札募集開始 (10/13) 入札募集〆切 (10/26)
11月			入札募集開始 (11/9) 入札募集〆切 (11/18) 入札結果公表 (11/25)		入札結果公表 (11/2)
12月					陸上風力追加入札※1
2027年 1月	認定補正期限 (1/8) 認定取得期限 (1/22)		事業計画受付 (1/4) 事業計画受付〆切 (1/21)		事業計画受付 (1/19)
2027年 2月			事業計画審査〆切 (2/4) 入札募集開始 (2/17) 入札募集〆切 (2/26)		事業計画受付〆切 (2/5) 事業計画審査〆切 (2/19)
2027年 3月		認定補正期限 (3/10) 認定取得期限 (3/24)		入札結果公表 (3/5)	入札募集開始 (3/1) 入札募集〆切 (3/12) 入札結果公表 (3/19)
2027年 4月以降			認定補正期限 (6/11) 認定取得期限 (6/25)	認定補正期限 (9/21) 認定取得期限 (10/5)	認定補正期限 (5/19) 認定取得期限 (6/2) 認定補正期限 (10/5) [認定取得期限 (10/19)]

※1 陸上風力発電の追加入札については、第6回陸上風力の入札容量が1.1GWを超えた場合に実施する。

※2 例年、落札者の認定の取得期限については、入札結果が公表された日の翌日から起算して 7 ヶ月以内に認定を受けなければならぬとしてきたことを踏まえ、2026 年度中に落札が決定した案件については、2027 年度中も新規認定の対象とすることとする。

5. その他の制度見直し

- (1) 2026 年度に実施される入札 (太陽光発電) における第 2 次保証金の繰り越しの取扱い

- 保証金については、

- ① 適正な入札実施を担保するため、入札参加者に対して第 1 次保証金 (500 円/kW)
- ② 落札者の確実な事業実施を担保するため、落札者に対して第 2 次保証金 (5,000 円/kW)

を求めるとしてし、例えば、認定取得期限までに認定を取得できなかつた場合等の保証金の没収事由に該当する場合には、保証金を返還しないこととしている。

- ただし、2017 年度の本委員会においては、接続契約の締結に至るまでのスケジュールが見通しづらくなっている中で、第 2 次保証金の没収条件が、入札参加に対するリスク要因となっているという事業者の声などを踏まえ、認定取得期限までに認定を取得できないときは、第 2 次保証金は即時没収とはせず、当該認定取得期限の経過後、最初に実施される入札に参加し当初落札価格以下の価格で入札することを条件に、1 回に限り、当該入札の保証金として充当することができることとした。
- 事業用太陽光発電（地上設置）については、2027 年度以降、FIT/FIP 制度における支援区分の対象外とすることとして今年度の本委員会において議論がされたことを踏まえ、現行の区分としては最後となる 2026 年度に実施する太陽光発電の入札における保証金について、認定取得期限までに認定を取得できない場合における取扱いを整理する必要がある。
- 2026 年度に実施する入札における当該措置については、以下を踏まえ、認定取得期限までに認定を取得できないときには、第 2 次保証金は一律没収し、返還しないこととした。
 - ① 第 2 次保証金は落札者の確実な事業実施の担保を目的として求めていること。
 - ② 落札後に接続契約の申込みを行った場合でも、十分に認定取得に至ることができるよう配慮し、落札した案件に係る認定取得期限を入

札結果公表後、7ヶ月が経過した期日とする入札制度の見直しを行ったこと。

- ③ 新規案件については、2027年度以降のFIT/FIP制度における支援区分の対象外とするという方針と整合性が取れた形で、認定取得期限を含めたスケジュールを設定すべきであること。
- (2) 2026年度に実施される入札(太陽光発電)における保証金免除事由の取扱い
- 2021・2023年度における本委員会においては、電源接続案件一括検討プロセス・計画策定プロセスに伴う対応として、以下の場合においては、これまでの入札で没収となった保証金の額と同額の保証金を免除することとした。
 - ① これまでの入札において、当該案件が電源接続案件一括検討プロセスの対象となったことを理由に辞退した結果として保証金が没収となった案件と同一の案件であって、既に電源一括検討プロセスに参加しており、当該プロセスにおいて、期日までの接続契約が見込まれることが確認できた場合。
 - ② これまでの入札において、計画策定プロセスを理由に接続申請への回答が「暫定的回答」となった案件のうち、期日までに系統接続申請に係る正式な回答を一般送配電事業者から得られないことを理由に辞退した結果として保証金が没収となった案件と同一の案件であって、期日までの接続契約が見込まれることが確認できた場合。 - 前述のとおり、事業用太陽光発電(地上設置)については、2027年度以降、FIT/FIP制度における支援区分の対象外とすることとして今年度の本委員会において議論されたが、上記の保証金免除事由は、一度没収した保証金を以降の入札において返還するものではなく、あくまでも以降の入札において没収された保証金額分の保証金の支払いを免除するものであることから、2026年度における入札において上記の理由で保証金が没収されたとしても、その後に返還は行わないこととすることが妥当である。

V. 地域活用要件

1. 2026 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。昨年度の本委員会においては、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て意見を取りまとめたことを踏まえ、今後、特段の事情が生じない限りは、以降の地域活用要件については同様の設定とする。
- ただし、事業用太陽光発電（10kW 以上 50kW 未満）については、2027 年度以降、事業用太陽光発電（地上設置）について FIT/FIP 制度における支援区分の対象外とし、支援の重点化を行う対象等の 2027 年度以降の屋根設置等の地域との共生が図られた形での太陽光発電への具体的な支援のあり方を来年度以降の本委員会で検討・決定することとして議論がされたことから、2027 年度の太陽光発電における地域活用要件については、こうした議論を踏まえて来年度以降の本委員会で検討することとした。
 - 事業用太陽光発電（10kW 以上 50kW 未満）
 - ・ 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¹⁸
 - ・ 災害時に自立運転¹⁹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 87）

¹⁸ 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。

¹⁹ 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 87】自家消費型・地域消費型/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

VI. その他電源共通事項

1. 2026 年度以降のバランスингコスト

- 昨年度の再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会では、出力制御の順番を FIT 電源→FIP 電源の順とする出力制御順の変更により結果的に生じる国民負担の減少の範囲内で、一定の電源 (FIT/FIP 全体の約 25%) が FIP 電源に移行するまでの間、バランスングコストの更なる増額措置により、発電量予測などの FIP 電源に係る事業環境整備への支援を強化することとされた。
- 上記を踏まえ、昨年度の本委員会においては、増額措置の詳細について、措置期間は、FIP 比率が 25%に達した年度まで、交付額については、年度を経るにつれて交付額が減少していくこととしつつ、今般の出力制御順の変更により結果的に生じる国民負担の抑制効果²⁰の範囲内において設定し、国民負担の抑制の観点から、当該抑制効果を全て活用するのではなく、限定的に活用することとして意見を取りまとめた。なお、2026 年度以降のバランスングコストの増額分（単価）は、その時点での FIP 対象電源の量によって、国民負担の抑制効果内となる単価水準が変わることから、来年度以降に算定することとしていた。
- 今年度の本委員会においても、前述の考え方に基づき、一定の仮定の下で機械的な計算を行うと、出力制御順の変更による国民負担の抑制額は、約 37 億円（バランスングコスト単価に換算すると 1.12 円/kWh 程度に相当）²¹となる。この範囲内の支援とする観点から、2026 年度のバランスングコストの増額分は、+1.00 円/kWh とした。
- 2027 年度以降のバランスングコストの増額分（単価）は、その時点での FIP

²⁰ 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变となる。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。

²¹ 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 倍である 7 %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 1 kWh 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 37 億円となる。これを現時点での FIP 発電電力量（約 33 億 kWh）で除すと、約 1.12 円/kWh となる。

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、来年度の本委員会で算定²²することとした。

2. 変更認定申請案件の取扱い

- 現在は、既認定案件が発電設備の出力増加等を行い、変更認定申請した場合に、適用される調達価格/基準価格が変わるのは、以下のような運用としている。
 - 入札対象外案件については、最新の調達価格/基準価格を変更認定申請後の調達価格/基準価格として適用する。
 - 入札対象案件について、直近に実施された入札における上限価格を変更認定申請後の調達価格/基準価格として適用する。ただし、直近の入札における上限価格よりも、当該事業における変更認定申請前の調達価格/基準価格の方が低い場合は、調達価格/基準価格は据え置くこととする。
- 今後の FIT/FIP 制度における価格算定のあり方についての今年度の本委員会の方針に基づいて算定を行うと、今後設定される調達価格/基準価格が過去設定された調達価格/基準価格よりも高い水準となる可能性も考えられ、そのような場合には、変更認定申請を行い、認定を受けた価格よりも高い価格での支援を受けようとする事業者が現れることも想定される。
- 変更認定申請した場合に適用される調達価格/基準価格が変わる場合における現行の運用や国民負担抑制の観点から、入札対象外案件について変更認定申請した場合に、適用される調達価格/基準価格が変わる場合においては、引き続き、最新の調達価格/基準価格を変更認定申請後の調達価格/基準価格として適用することとしつつ、変更認定申請前の調達価格/基準価格よりも、最新の調達価格/基準価格の方が高い場合については、調達価格/基準価格は据え置くこととした。

²² 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を維持する。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。

3. FIP 移行の取扱い

- 昨年度の本委員会においては、大規模バイオマス発電（一般木質等（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模））について、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よる将来的な自立化が見通しづらい状況や、直近の応札がないという足下における案件形成状況等を踏まえ、2026年度以降にFIT/FIP制度からの支援の対象外とすることとして意見が取りまとめられた。
- また、今年度の本委員会においては、事業用太陽光発電（地上設置）について、FIT/FIP制度における支援の対象外とすることとした。
- FIT/FIP制度からの支援の対象外とする措置に至った理由や背景は、大規模バイオマス発電（一般木質等（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模））と事業用太陽光発電（地上設置）で異なるものの、既にFIT認定を受けた案件について、FIP制度への移行を通じて再エネの電力市場への統合を促していくことは、再エネの自立化という観点から重要。
- こうした点も踏まえ、既にFIT認定を受けたバイオマス発電（一般木質等（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模））²³、事業用太陽光発電（地上設置）については、FIT/FIP制度の支援の対象外となるそれぞれ2026年度、2027年度以降においてもFIP移行について認めることとした。

4. 再生可能エネルギーの自立化

(1) 技術動向等を踏まえた再生可能エネルギーの自立化に向けた取組状況

の検証

- 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。
- こうした前提のもと、今年度の本委員会においては、各再エネ電源につ

²³ ただし、バイオマス発電（一般木質（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模））については、既認定案件であったとしても、2026年度以降に変更認定申請した際に、適用される調達価格/基準価格が変わる場合には、FIT/FIP制度の支援の対象外となる。

いて、今年度の本委員会における、再生可能エネルギーの自立化に係る論点に基づいて、自立化に向けた進捗の確認やそれを踏まえた支援のあり方について検討していくことの重要性を改めて確認した上で、全ての電源に関し業界団体へのヒアリングを通じ事業者の取組を確認するとともに、最新のコストデータに基づき、技術進展を踏まえたコスト低減の状況・自立化に向けた進捗状況について検証を行い、結果は下記のとおりであった。

➤ 太陽光発電について、

- 事業用太陽光発電（地上設置）については、FIT制度開始から現在にかけて、大規模のみならず全ての規模において技術革新等による着実なコスト低減が実現され、FIT/FIP制度からの自立の時期が到来しつつあることが確認されたことを踏まえ、2027年度以降、再エネ賦課金を用いたFIT/FIP制度における支援の対象外とすることについて、議論が行われた。
- 住宅用太陽光発電・事業用太陽光発電（屋根設置）については、コスト低減が着実に進展してきたものの、自立化に向けては更なるコスト低減が必要であることが確認された。
- ペロブスカイト太陽電池については、今年度から予算による導入支援が開始されているが、需要地に近接した設置が可能であるという特長を活かし適切な自家消費を促していく観点に留意しつつ、引き続き、量産化や低コスト化に向けた取組やコスト低減の状況を確認していくこととした。

- 陸上風力発電について、コスト低減が着実に進展してきたものの、自立化に向けては更なるコスト低減が必要であることが確認された。
- 洋上風力発電について、大規模化や案件形成等を行うことによる産業基盤の構築を通じてコスト低減が図られることが期待される電源であるが、黎明期にある状況やインフレ等の事業環境変化を踏まえて、今後の洋上風力発電全体における価格設定や案件形成の進め方に係る方針について整理する必要があることが確認された。
- 地熱発電・中小水力発電について、中長期的にコスト低減を進めながら、電源の特性に応じた形で自立化を目指していく必要があることが確認された。

- バイオマス発電について、発電コストの大半を燃料費を含む運転維持費が占める構造にあり、FIT/FIP 制度による支援終了後の事業の安定継続に課題が生じるなど、自立化への課題が大きいコスト構造にある電源であることが確認された。
- 上記の議論等を踏まえ、来年度の本委員会においては、下記に記載の観点から、自立化に向けた取組状況を確認した上で、国民負担の抑制と導入拡大の両立を図る観点から、支援のあり方について引き続き検証・検討を行うこととした。

(2) 来年度に向けた論点

① 太陽光発電

- 太陽光発電については、着実なコスト低減を実現してきた電源²⁴。特に、屋根設置等をはじめとした、地域共生が図られた形で導入がされる太陽光発電のコスト動向については、注視していく必要がある。

② 風力発電

- 陸上風力発電については、コスト低減が着実に進展してきている電源。地域との共生の観点から、関係法令に基づいて適切に事業規律の確保を図りながら、自立化に向けた道筋の検討を加速化させる必要がある。
- 着床式洋上風力発電については、他電源とのバランスを踏まえながら、導入拡大と国民負担抑制の両立に向けた価格設定や案件形成の進め方に係る方針について整理を行った上で支援のあり方について検討する必要がある。浮体式洋上風力発電については、洋上風力発電全体における事業環境変化等の影響を踏まえつつ、中長期的な自立化に向けた道筋を確認した上で、支援のあり方について検討することとした。

③ 地熱発電

- 地熱発電は、地熱資源の開発を伴うという電源の性質上、開発リスク/開発コストが高いという特徴を持つ。こうした点を踏まえ、官民における適切なリスク分担に向けた具体的なスキームやコスト削減策について

²⁴ 事業用太陽光発電（地上設置）については、FIT 制度開始から現在にかけて、大規模のみならず全ての規模において技術革新等による着実なコスト低減が実現されてきたこと等を踏まえ、2027 年度以降、FIT/FIP 制度における支援の対象外とすることとした。

て関係審議会等にて議論が行われているところであることから、これらの取組・検討状況を引き続き確認していくこととした。

- 特に小規模な案件については、資本費・運転維持費・設備利用率にばらつきが大きい。コスト効率的に実施できている案件も見られている一方で、足下では案件の形成は進んでいないことから、今後の案件形成の見通しを踏まえた自立化の道筋について確認した上で、設定する価格水準を含めた支援のあり方を検討していくこととした。

④ 中小水力発電

- 中小水力発電について、特に、小規模な案件については、既に一定量の導入が進んできた中で、足下でも高コストとなっている実態や条件の良い地点から開発されてきたと考えられることを踏まえ、将来の自立化に向けた道筋を確認した上で、区分のあり方を含めた支援のあり方を検討することとした。

⑤ バイオマス発電

- バイオマス発電については、発電コストの大半を燃料費を含む運転維持費が占める構造にあり、FIT/FIP制度による支援終了後の事業の安定継続に課題が生じるなど、自立化への課題が大きいコスト構造にあるという点や、地域の農林業・地域活性化等のバイオマス固有の価値について、当該価値に対する政策間の役割分担についても留意しつつ、支援のあり方を検討していくこととした。
- 検討にあたっては、自立化に向けた全体の取組に加え、特に、国産木質バイオマス発電については、地域の林業と連携したコスト低減や燃料安定調達の確保に向けた取組として燃料供給サプライチェーンの強化・構築の状況を確認することとした。

VII. 調達価格等に関する結論

以上を踏まえ、2026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。