

入札制・地域活用要件について

2026年1月
資源エネルギー庁

I 2026年度以降の入札制

- ① 事業用太陽光発電
- ② 陸上風力発電
- ③ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ④ 入札実施スケジュール
- ⑤ その他の制度見直し

II 2026年度以降の地域活用要件

FIT調達価格/FIP基準価格・入札上限価格

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

3

電源 【調達期間・ 交付期間】	2012 年度	2013 年度	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025年 度	2026 年度	2027 年度	価格 目標	
事業用 太陽光 10kW以上 【20年】	40円	36円	32円	29円 （～6月末） 27円 （7月～）	24円	入札制 21円 21円 （10kW以上2,000kW未満）	入札制 15.5円 （2,000kW以上） 18円 14円 （10kW以上500kW未満）	入札制 14円/13円 （500kW以上） 14円 （10kW以上500kW未満）	入札制 12円/11.5円 （250kW以上） 12円 （50kW以上250kW未満） 13円 （10kW以上50kW未満）	入札制 11円/10.75円/ 10.5円/10.25 円 11円 （10kW以上50kW未満） 12円 （10kW以上50kW未満）	入札制 10円/9.88円/ 9.75円/9.63 円 10円 11円	【地上設置】 入札制 9.50円/9.43円/ 9.35円/9.28円 （250kW以上）	【地上設置】 入札制 9.20円/9.13円/ 9.05円/8.98円 （250kW以上）	【地上設置】 入札制 8.90円/8.83円/ 8.75円/8.68円 （250kW以上）	入札制 （250kW以上） 8.6円 9.9円			
												9.5円 （50kW以上250kW未満）	9.2円 （50kW以上250kW未満）	8.9円 （250kW以上）				
												10円 （10kW以上50kW未満）	10円 （10kW以上50kW未満）	10円 （10kW以上50kW未満）			9.9円	
住宅用 太陽光 10kW未満 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※	31円 33円※	28円 30円※	26円 28円※	24円 26円※	21円	19円	17円	16円	16円	15 円	初期投資 支援スキーム※ （10kW以上）			
																		※ 出力制御対応機器設置義務あり（2020年度以降は設置義務の有無にかかわらず同区分）
風力 【20年】	22円（陸上20kW以上）					21円 （20kW以上）	20円 （陸上）	19円 （陸上）	18円 （陸上）	入札制 （250kW以上） 17円	入札制 （50kW以上） 16円	入札制 （50kW以上） 15円	入札制 （50kW以上） 14円	入札制 （50kW以上） 13円	入札制 （50kW以上） 12円	入札制 （50kW以上） 11.8円	卸電力 取引市場 価格 ＋ 環境 価値	
	55円（陸上20kW未満）					再エネ海域利用法適用の洋上風力については、公募毎に上限価格を決定												
		36円（洋上風力（着床式・浮体式））					36円（着床式）	入札制34円	32円	29円	入札制24円	入札制24円	入札制	入札制				
		36円（浮体式）																
バイオ マス 【20年】	24円（バイオマス液体燃料）					21円 （2万kW以上） 24円 （2万kW未満）	入札制 20.6円 （2万kW以上） 入札制 20.6円 （10,000kW以上）	入札制 19.6円	入札制 19.6円	入札制 18.5円	入札制 18.0円	入札制 17.8円	入札制 17.8円	入札制	入札制			
	24円（一般木材等）					※一般木材等（10,000kW以上）・バイオマス液体燃料												
	32円（未利用材）					24円（10,000kW未満）												
						32円（2,000kW以上） 40円（2,000kW未満）												
						39円（メタン発酵バイオガス発電） 35円												
						その他（13円（建設資材廃棄物）、17円（一般廃棄物その他バイオマス）												
地熱 【15年】	26円（15,000kW以上）														フォーミ ュラ方式 ※			
	40円（15,000kW未満）																	
水力 【20年】	24円（1,000kW以上30,000kW未満）					24円	20円（5,000kW以上30,000kW未満）					16円						
						27円（1,000kW以上5,000kW未満）										23円		
	29円（200kW以上1,000kW未満） 34円（200kW未満）																	

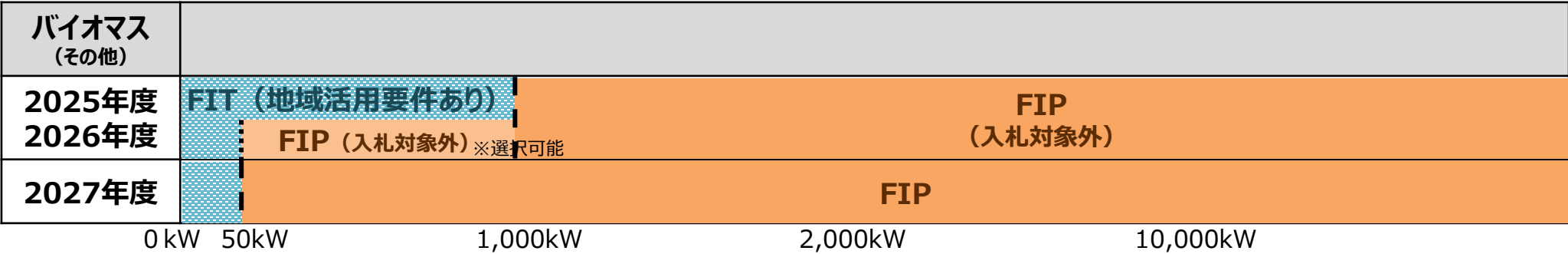
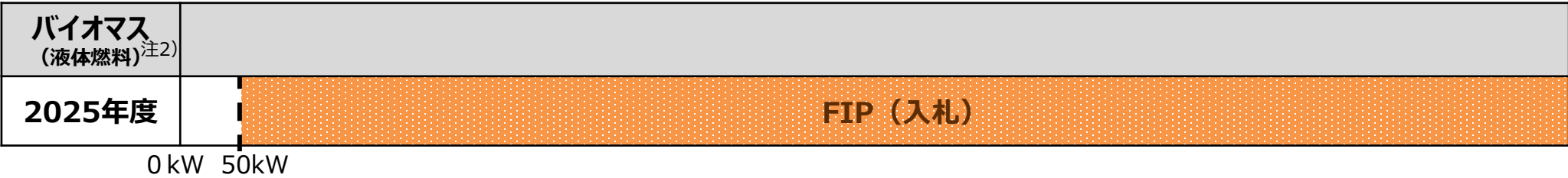
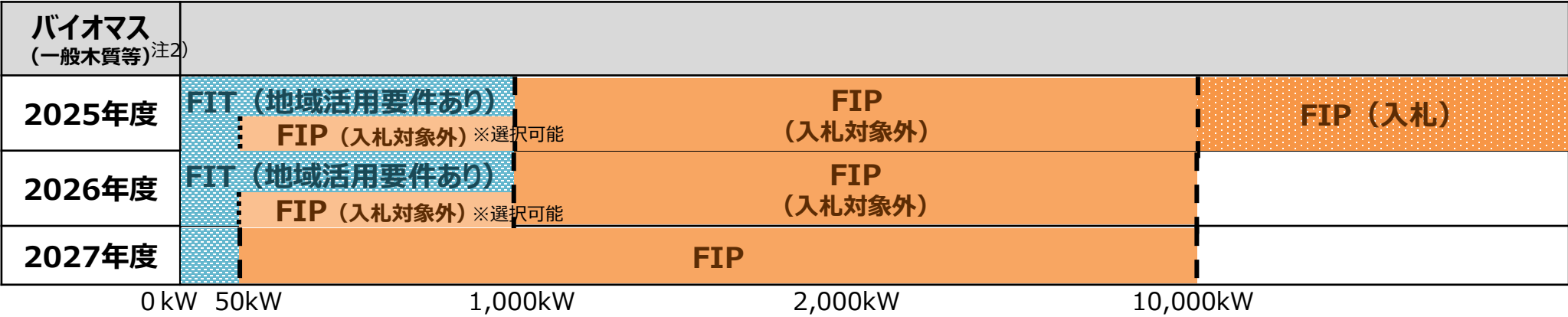
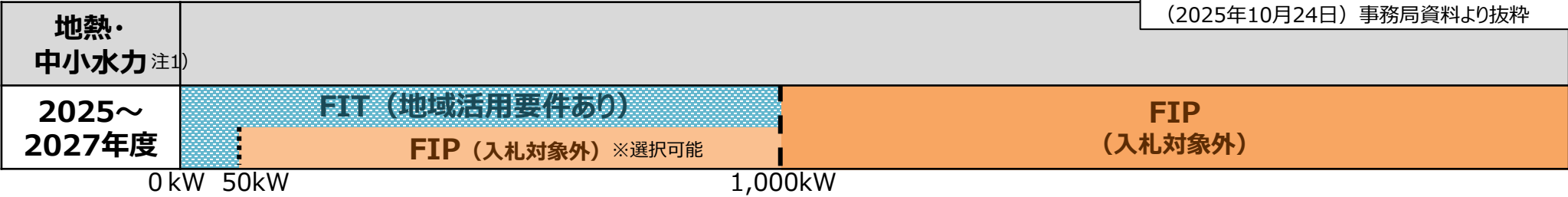
卸電力
取引市場
価格
+
環境
価値

※2025年度下期以降、国民負担には中立的な形で、投資回収の早期化を図る初期投資支援スキームを採用し、事業用太陽光（屋根設置）は19円(～5年)、8.3円(6～20年)、住宅用太陽光は24円(～4年)、8.3円(5～10年)

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

(参考) FIT/FIP・入札の対象 (地熱・中小水力・バイオマス) のイメージ 4

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



注1) 地熱・中小水力発電のリブレースは新設と同様の取扱い。 注2) 一般木質等 (10,000kW以上) 及び液体燃料 (全規模) は、2026年度以降、FIT/FIP制度の支援の対象外。
※沖縄地域・離島等供給エリアはいずれの電源も地域活用要件なしでFITを選択可能とする。
※バイオマス発電 (液体燃料を除く) のうち、廃棄物の焼却施設に設置されるものについては、50kW以上2,000kW未満の範囲においてFIT (地域活用要件あり) かFIP (入札対象外) を選択可能。

今年度の本委員会の主な論点（電源横断の論点）（案）

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

1. 自立化に向けた進捗状況とそれを踏まえた支援のあり方

- 昨年度の本委員会においては、電源の特性、導入状況等に応じて、コストダウンのスピードに差異がある点を踏まえ、**各再エネ電源の自立化に向けた進捗状況とそれを踏まえた支援のあり方等**について御議論いただいた。昨今のインフレによる建設費の上昇等が見られる中でも、引き続き、**環境価値が適切に評価される再エネの事業環境整備を図りながら、FIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを目指していくことが重要**であることから、昨年度整理された支援のあり方を踏まえ、各電源について別紙の観点から今年度の本委員会において御議論いただくこととしてはどうか。

2. 今後のFIT/FIP制度における価格算定のあり方

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

3. FIT/FIP制度における入札制度の活用のあり方

- **事業用太陽光発電や陸上風力発電においては、入札制度によるコスト低減が実現してきたところであり、直近の入札では、卸電力市場価格を下回る価格での落札が生じており、非FIT/非FIPでの導入も増加する等、FIT/FIP入札への参加件数は減少傾向にある。**件数が減少する場合であっても、**入札システムの保守・運用費用等の事務コストは一定程度要することが課題。**
- 現時点で入札対象となっている各電源について、**上限価格や落札価格の水準、入札件数等を踏まえつつ、最大限の再エネ導入拡大という観点から、①入札制度を継続するか、②入札ではなく政府が一律の調達価格/基準価格を設定する方法とするか、**御議論いただくこととしてはどうか。

今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点①）（案）

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

<太陽光発電①>

● 事業用／住宅用太陽光発電の2027年度以降の調達価格／基準価格等

- 太陽光発電は、2040年度エネルギーミックスにおいて大きな電源構成を占める電源であるところ、地域共生を前提としつつ、国民負担の抑制に向けたより効率的な事業実施・自立化と導入の拡大の両立を実現する観点から、2027年度の調達価格／基準価格等をどう設定するか。また、2026年度のFIT／FIP入札の対象や募集容量、上限価格等について、どう設定するか。
- 特に、大規模な事業用太陽光については、調達価格／基準価格が卸電力市場価格を下回るなど、着実なコスト低減が実現されてきている中で、大規模な事業用太陽光の入札件数の減少やPPA等を活用しながら卸電力市場価格を大幅に下回る価格での入札も生じている。こうした事業者の入札行動を踏まえつつ、具体的な自立化の道筋の検討をより加速させていく。具体的には、2027年度以降の支援のあり方や価格水準について、どう考えるか。
- 電源毎の状況や事業環境を踏まえながらFIP制度の対象を徐々に拡大し、早期の自立化を促していくとのこれまでの本委員会の意見や、FIP制度の更なる促進に向けた関係審議会での検討状況を踏まえつつ、2027年度のFIT／FIP制度の対象をどう設定するか。

今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点③）（案）

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

<風力発電>

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

I 2026年度以降の入札制

- ① 事業用太陽光発電
- ② 陸上風力発電
- ③ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ④ 入札実施スケジュール
- ⑤ その他の制度見直し

II 2026年度以降の地域活用要件

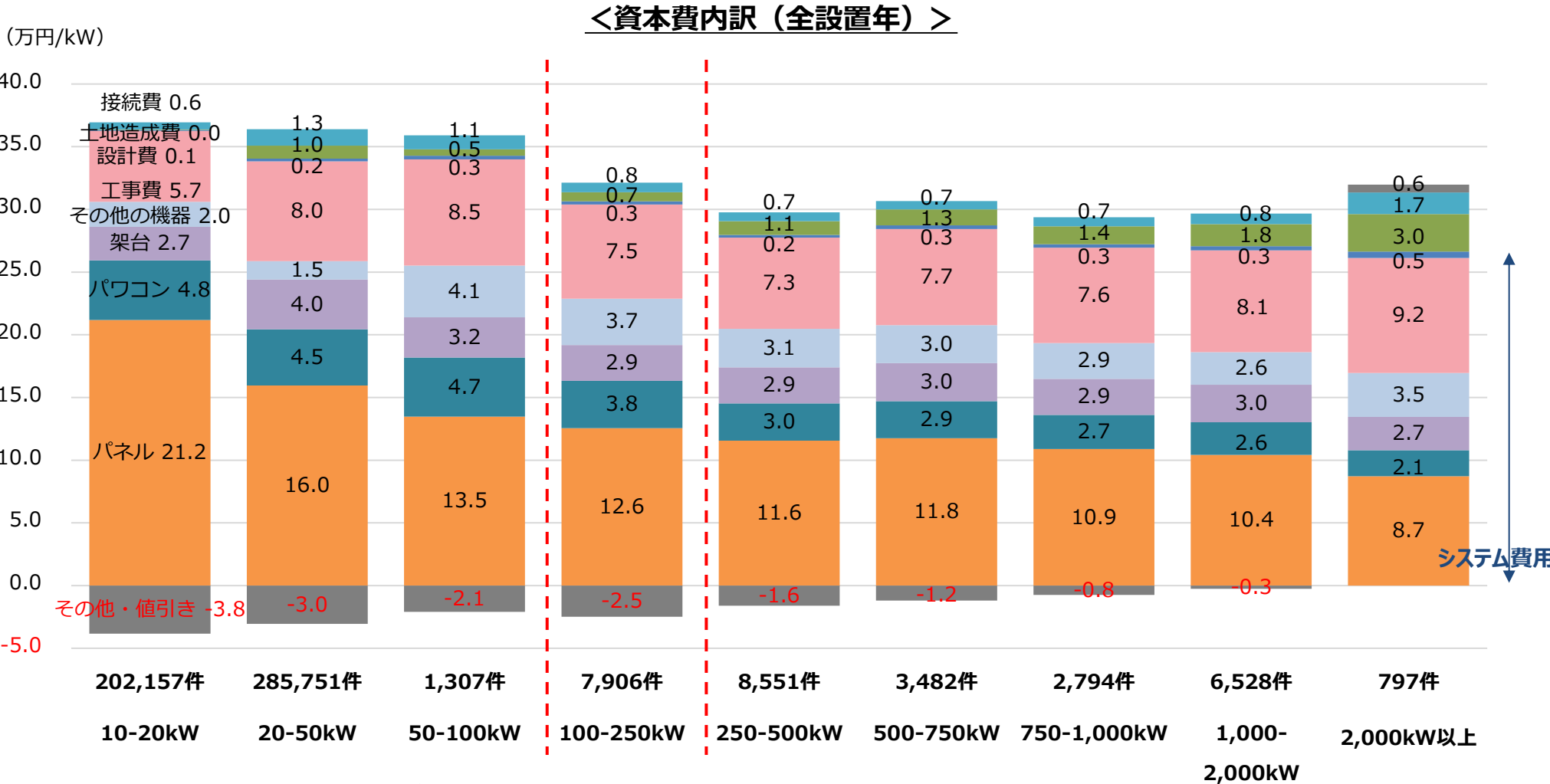
<上限価格の事前公表／事前非公表>

- 入札制度の設計にあたっては、以下の2つの大きな方向性が考えられる。
 - ① 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。
 - ② 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（②）で入札を実施している。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てはどうか。

<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年度の入札対象範囲については、これまでと同様に、原則250kW以上としてはどうか。
- 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。
- 今年度の本委員会においても、屋根設置等の地域共生が図られた形での太陽光発電の導入は重要であることを改めて確認し、2027年度以降は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を重点化するという方向性についても御議論いただいたところ。屋根設置区分における導入を促進していく観点から、引き続き、2026年度の事業用太陽光発電の入札においても、屋根設置区分に該当する案件については入札制の適用を免除することとしてはどうか。

■ 事業用太陽光発電の規模別のコスト動向を定期報告データを用いて分析した結果、100kW未満、100-250kW、250kW以上で一定のコスト差が見られる。



※2025年8月15日時点までに報告された定期報告を対象。

(参考) 太陽光発電の年度別／規模別の認定／導入容量

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

＜事業用太陽光発電の認定量：2025年3月末時点＞

単位：MW（件）（注）オレンジハイトは入札対象区分。

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

＜事業用太陽光発電導入量：2025年3月末時点＞

単位：MW（件）

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

※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

12

	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				FIP250kW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	8.17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）														

＜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回としてはどうか。

＜2026年度初回の募集容量＞

- 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回までの応募量の平均）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採ることで、過去1年間（通年）の平均値を参照すると、91MWとなる。
- 事業用太陽光（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てはどうか。

<2026年度2回目以降の募集容量>

- 今年度の事業用太陽光の入札においては、前回の入札における入札容量を踏まえ、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。

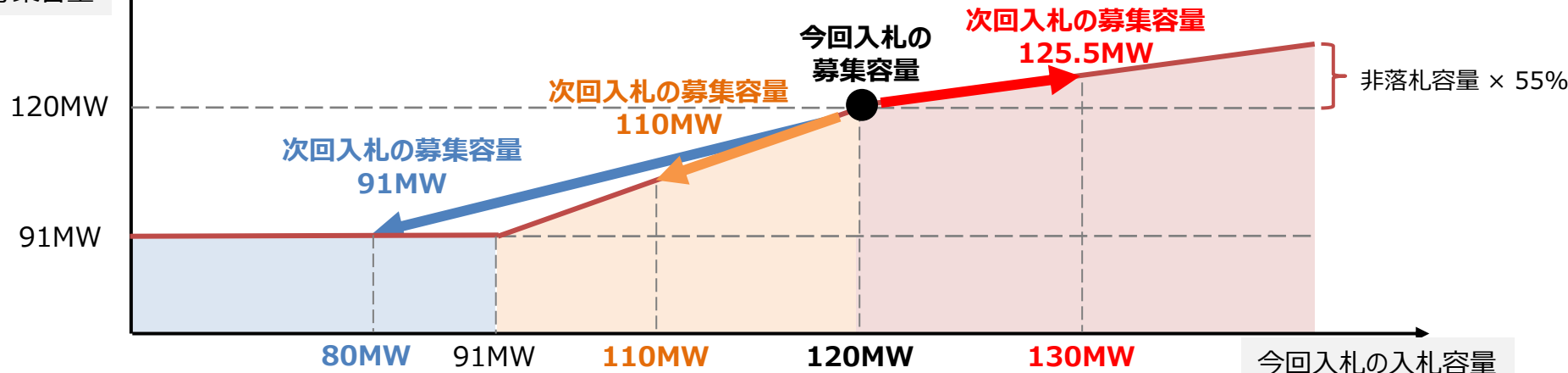
今回入札の結果	次回の募集容量
入札容量が募集容量を上回った場合	今回入札の募集容量 + 今回入札の非落札容量の <u>55%</u>
入札容量が募集容量を下回った場合	今回入札の入札容量（ただし、年度初回入札の募集容量を下限とする）

- 来年度の入札においても、引き続き今年度の入札と同様の考え方に基づいた募集容量の機動的な見直しの仕組みにより、競争性の確保と太陽光導入の加速化を図ることとしてはどうか。

<募集容量の機動的な見直しの例> ※募集容量が120MWとなった場合の例

今回入札において、 入札容量 < 91MWの場合	今回入札において、 91MW < 入札容量 < 募集容量の場合	今回入札において、 入札容量 > 募集容量の場合
次回入札の募集容量： 91MW	次回入札の募集容量： 今回入札の入札容量	次回入札の募集容量： 今回入札の募集容量 + 非落札容量 × 55%

次回入札の募集容量



I.①事業用太陽光：2026年度の入札上限価格（案）

＜入札上限価格＞

- 昨年度の委員会では、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回入札から第27回入札にかけて、8.90円/kWh、8.83円/kWh、8.75円/kWh、8.68円/kWhと設定した。
- 一方で、第110回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てはどうか。

＜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＞



※第110回の本委員会においては、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が明らかであることから、改めて想定値を設定することとして議論が行われた。

＜調達価格・基準価格の設定方法③＞

- コストデータ等を踏まえて算出された各諸元については以下のとおり。
- **2026年度事業用太陽光発電（地上設置（10kW-50kW））について、最新のコストデータに基づいて算出された諸元を、2026年度の想定値として改めて設定するかについては前述の設定方法を踏まえ、以降の本委員会で具体的な調達価格等の案とともにお示しすることとしたい。**

（※）**2026年度の入札上限価格**については、以降の本委員会において御議論いただくこととしたい。

		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	
		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)	15.8万円/kW (想定値より低下)	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)	1.21万円/kW (想定値より上昇)	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)	1.45万円/kW (想定値より上昇)	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	10.0円/kWh	9.6円/kWh	9.6円/kWh

<2027年度以降の事業用太陽光発電（地上設置）の取扱いについて>

- 第109回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の確認を行った。
 - ① 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、次回以降の本委員会において、最新のコストデータを踏まえて方針を議論すること
 - ② 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
 - ③ 加えて、2026年度の取扱いについては、既に調達価格/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、足下における事業用太陽光発電（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。
 - ① 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
 - ② 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。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
 - ③ 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
 - ④ 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指摘がなされる状況に至っていること
- 以上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てはどうか。
- 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・決定することとしてはどうか。

I 2026年度以降の入札制

- ① 事業用太陽光発電
- ② 陸上風力発電
- ③ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ④ 入札実施スケジュール
- ⑤ その他の制度見直し

II 2026年度以降の地域活用要件

＜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てはどうか。

＜2028年度以降の入札制の活用＞

- 第105回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議論することとしていた。
- 陸上風力については、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てはどうか。

＜上限価格の事前公表／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、事前公表としてはどうか。

	陸上風力					
	第1回	第2回	第3回	第3回追加入札	第4回	第5回
実施時期	2021年度	2022年度	2023年度	2023年度	2024年度	2025年度
入札対象	50kW以上					
募集容量	1.0GW	1.3GW	1.0GW	166MW	1.0GW	900MW
上限価格	17.00円/kWh 事前公表	16.00円/kWh 事前公表	15.00円/kWh 事前公表	14.08円/kWh 事前公表	14.00円/kWh 事前公表	13.00円/kWh 事前公表
入札容量 (件数)	936MW (32件)	1,290MW (30件)	1,414MW (50件)	211MW (25件)	885MW (17件)	651MW (14件)
落札容量 (件数)	936MW (32件)	1,290MW (30件)	1,000MW (20件)	166MW (25件)	885MW (17件)	651MW (14件)
平均落札価格	16.16円/kWh	15.60円/kWh	14.08円/kWh	12.42円/kWh	12.73円/kWh	11.96円/kWh

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

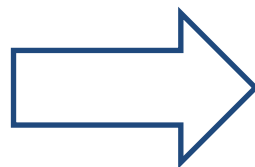
I.②陸上風力発電：2026年度の入札制（募集容量・入札実施回数）（案）

<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あたっては、エネルギーミックスの実現に向けた導入加速化にも配慮しつつ、他の応募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。
 ※2023年度の設定時に考慮した実績
 - ✓ 直近5年間の年間認定量（2018-2022年度）（※）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）（※）の平均が1.2GW／年、また、直近の入札容量が1.3GW／年
 （※）2021,2022年度については、入札容量
- 2026年度の入札制の募集容量及び追加入札の設定にあたっては、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、応募容量は651MWと、募集容量0.9GWを下回ったことを踏まえ、他の応募者との競争が働くよう、応募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てはどうか。
- 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てはどうか。
 - ✓ 直近5年間の年間認定量（2021-2025年度）（※）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）（※）の平均が1.1GW／年
 （※）2024,2025年度については、入札容量

	初回入札
入札対象範囲	50kW以上
募集容量	0.7GW
上限価格の事前公表/非公表	事前公表
上限価格	審議中

初回入札で入札容量が
1.1GWを超える場合



追加入札
50kW以上
初回入札の非落札容量×40%
事前公表
初回入札の加重平均落札価格または 2027年度入札の上限価格（審議中） のいずれか高い額

調達価格等算定委員会（第112回）
（2026年1月9日）事務局資料1より一部修正

<陸上風力に係るコストデータの動向>

- 資本費及び運転維持費について、昨年度と同様に**37,500kW以上の中央値**に着目すると、資本費については**27.5万円/kW**であり、運転維持費については**1.00万円/kW/年**と既に設定されている**2025年度・2027年度の想定値**（それぞれ27.1万円/KW、0.85万円/kW/年）を**上回る**。
- 設備利用率について、昨年度と同様、設置年別に直近3年間（2022年,2023年,2024年）の設備利用率データの平均値・中央値に着目すると、2022～2024年設置案件の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、既に設定されている**2025年度・2027年度の想定値（29.1%）とほぼ同水準**。

<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あたっては、「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てはどうか。

※昨年度の本委員会においては、価格目標の具体的水準について、電源ごとに①kWh価値、②自家消費便益、③環境価値の水準を踏まえて投資回収可能な水準として各年度において最新のデータを用いながら定量的に算定することとした。

<入札上限価格等の設定方法①>

- 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。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**据え置くこととしてはどうか**。
- 設備利用率について、既に設定されている**2025年度・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てはどうか**。

※事業用太陽光と同様に、2026年度・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（但し、新型コロナ禍からの経済回復や、ロシアによるウクライナ侵略等の影響を強く受けた2021～2022年度を除く）を採用し、10.0円/kWhを想定。

調達価格等算定委員会（第112回）
（2026年1月9日）事務局資料1より一部修正

<入札上限価格の設定方法②>

- **陸上風力発電のIRR**については、FIT制度当初の**利潤配慮期間の終了以降**、2014年度の本委員会において、「**供給量勘案上乗せ措置**」として、利潤配慮期間に上乗せされてきた**IRR1～2%分に相当する分**を上乗せした。
- 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、**2024年度のIRRの想定値**を、**新設区分は6%、リプレイス区分は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。
※**2014年度の算定委**においては、**2015年度のIRRを8%と設定**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**としてはどうか。
- 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**こととしてはどうか。

	2014年度下半期	2023年下半期	最新（2024年下半期）
調達する資金の性質	他人資本（Debt）：75% 自己資本（Equity）：25%	他人資本（Debt）：90～80% 自己資本（Equity）：10～20%	他人資本（Debt）：90～80% 自己資本（Equity）：10～20%
融資分の資金調達コスト （Cost of Debt）	5.27%	2.0～2.5%	2.0～2.5%
自己資本分の資金調達コスト （Cost of Equity）	6.0%	4.0～5.5%	3.5～5.5%
資金調達 コスト	5.45%	2.20～3.10%	2.15～3.10%

調達価格等算定委員会（第112回）
（2026年1月9日）事務局資料1より一部修正

＜入札上限価格等の設定方法③＞

- 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年度・2027年度の想定値を上回っていた。
- 第105回の本委員会においては、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という今後の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確認したが、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におけるそれぞれの確認結果は以下のとおり。
 - 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、陸上風力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が確認された。
- 以上を総合的に判断し、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てはどうか。
- 第108回の本委員会においては、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年度・2027年度の調達価格等/基準価格等を上回る場合には、2026年度・2027年度の調達価格等/基準価格等を改めて設定することを確認した。
- 陸上風力の入札上限価格等における、資本費・運転維持費については既に設定されている2025年度又は2027年度の想定値を上回り、その他諸元についても2025年度又は2027年度の想定値と同水準であった。これらの想定値を基に改めて2026年度・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年度・2027年度については入札上限価格等を上回ることが明らかであることから、上記方針を踏まえ、2026年度・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てはどうか。

＜入札上限価格等の設定方法＞

調達価格等算定委員会（第112回）
（2026年1月9日）事務局資料1より一部修正

- 前述のコストデータ等を踏まえ、2026年度・2027年度の入札上限価格等における想定値は、以下のとおりとはどうか。

	最新のコストデータに基づいて算出された諸元		既に設定されている想定値		
	2027年度 新設	2026年度 新設	（参考）2027年度 新設	（参考）2026年度 新設	（参考）2025年度 新設
資本費	27.5万円/kW	27.5万円/kW	27.1万円/kW (2025年度据え置き)	-	27.1万円/kW
運転維持費	1.00万円/kW/年	1.00万円/kW/年	0.85万円/kW/年 (2025年度据え置き)	-	0.85万円/kW/年
設備利用率	据え置き (29.1%)	据え置き (29.1%)	29.1% (2025年度据え置き)	-	29.1%
運転年数	25年	20年	25年	20年	20年
IRR	6%	6%	5%	-	6%

＜2028年度の取扱い＞

- 価格の設定にあたっては、コストデータに加えて自立化に向けた道筋も見据える必要がある点や、今年度入札における平均落札価格は11.96円/kWhと、上限価格13.00円/kWhを一定程度下回っている点を踏まえ、引き続き、コスト効率的な事業実施を促す価格設定を行っていくことが重要。
- 2028年度の価格設定にあたっては、足下でのコスト上昇を踏まえつつ、こうしたコスト効率的な事業実施に向けた取組について実態把握を引き続き行った上で、来年度の本委員会において検討することとはどうか。

I 2026年度以降の入札制

- ① 事業用太陽光発電
- ② 陸上風力発電
- ③ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ④ 入札実施スケジュール
- ⑤ その他の制度見直し

II 2026年度以降の地域活用要件

調達価格等算定委員会（第104回）
（2025年10月1日）事務局資料1より一部修正

(洋上風力発電事業を取り巻く環境変化)

- 再エネ海域利用法に基づく第1ラウンド3海域の事業については、選定事業者が本年2月から事業性再評価を進めてきたが、8月27日に開発中止を決定したことを公表した。
- 3海域に限らず、国内の他の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は関係審議会においても指摘されてきたが、こうした昨今の洋上風力発電を取り巻く事業環境の変化を踏まえ、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年内を目処に一定の整理を付けることとされている。

(事業計画提出の状況)

- 再エネ特措法第6条において、「入札に参加しようとする者は、（中略）再生可能エネルギー発電事業計画を作成し、経済産業大臣に提出する」こととされていることから、当該事業計画の提出を行わなかった者は入札に参加することができない。
- 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）第4回入札の実施にあたり、電力広域的運営推進機関において9月1日～9月19日に事業計画の受付を行ったところ、事業計画を提出した事業者はいなかったことが確認された。したがって、仮に今回入札を実施したとしても、入札件数は0件となる。

(着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）第4回入札の取扱いについて（案）)

- ①着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）第4回入札の実施にあたって本委員会で決定する入札上限価格については、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としてはどうか。
- 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、年内目途に行う上記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としてはどうか。

資料 4

令和7年度の入札制度
（着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外））に関する意見（案）

令和7年10月1日
調達価格等算定委員会

再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法の規定に基づき、本年2月3日に当委員会にて取りまとめた「令和7年度以降の調達価格等に関する意見」のうち、「Ⅳ. 入札制度 5. 入札実施スケジュール（1）2025年度の入札実施スケジュール」に関し、以下のとおり、調達価格等算定委員会の意見を取りまとめた。

経済産業大臣及び推進機関におかれては、本意見を踏まえて、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）第4回入札を実施し、関係事業者幅広く周知することを求める。また、本意見の内容と異なる決定をするときは、事前に調達価格等算定委員会の意見を聴くように求める。

- 昨今の洋上風力発電事業を取り巻く事業環境の変化を踏まえ、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、年内を目処に一定の整理を付けることとされている。
- 入札における入札上限価格の決定にあたっては、上記一定の整理を踏まえて検討を行う必要があることから、10月14日を予定していた着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）第4回入札の開始を延期することとする。
- 延期した第4回入札を含め、今年度から来年度にわたって実施する具体的な入札回数及び時期については、来年1月末を目途に、再度、調達価格等算定委員会にて検討を行う。

I.③着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）：2025・2026年度の入札制の取扱い（案）29

<これまでの経緯>

- 第104回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とりまとめられたところ。
 - ①着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）第4回入札の実施にあたって本委員会で決定する入札上限価格については、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
- 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（※）、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が、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。
- 加えて、第108回の本委員会においては、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について議論が行われた。

- ✓ 昨日の1月8日には、日本風力発電協会より自立化に向けた道筋についてご説明いただきました。委員の皆様からのご意見をまとめると、
- 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あたっては、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
- が大きな論点であったと思います。
- ✓ これらの議論等を踏まえ、事務局には、
- 他の電源とのバランスを踏まえながら、洋上風力発電の価格設定や案件形成の進め方等、国民負担の抑制と導入拡大を両立させるための仕組みについてどう考えるか。
- について、以降の本委員会において政府としての考えをお示しいただければと思います。

I.③着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）：2025・2026年度の入札制の取扱い（案）31

<2025・2026年度の入札制の取扱い（案）>

（総論）

- 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の入札実施にあたっては、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てはどうか。
- 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することとしてはどうか。

（入札実施時期等）

- 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あ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てはどうか。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てはどうか。
- 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回入札の実施にあたっては、再度事業計画の受付を実施することとしてはどうか。

（上限価格の事前公表／非公表）

- 入札制度の設計にあたっては、以下の2つの大きな方向性が考えられる。
 - ① 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。
 - ② 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てはどうか。

（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、過去には設備容量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、引き続き190MWを募集容量としてはどうか。

(参考) 港湾における洋上風力発電の主な導入計画

調達価格等算定委員会（第112回）
（2026年1月9日）事務局資料1より抜粋

32

令和8年1月現在

能代港内 発電出力: 8.4万kW (4.2MW機20基)

秋田港内 発電出力: 5.5万kW (4.2MW機13基)

事業主体: 秋田洋上風力発電株式会社

事業スケジュール:

令和4(2022)年度 運転開始

石狩湾新港内

発電出力: 11.2万kW (8MW機14基)

事業主体: 合同会社グリーンパワー石狩
事業スケジュール:

令和6(2024)年1月 運転開始

石狩湾新港



写真提供: 石狩湾新港管理組合

<凡例>

- : 運転中
- ▲ : 工事中
- : 工事着手前

北九州港内

発電出力: 22万kW (9.6MW機25基)

事業主体: ひびきウインドエナジー株式会社

事業スケジュール:

令和4(2022)年度 海上工事着工

令和7(2025)年度 運転開始(予定)

むつ小川原港内

想定出力: 最大24万kW程度※

事業主体: むつ小川原港洋上風力開発株式会社

鹿島港内

想定出力: 16万kW程度※

事業主体: 株式会社ウインド・パワー・エナジー

※事業主体の公表情報に基づく

調達価格等算定委員会（第101回）
(2025年1月17日) 事務局資料1より一部修正

■ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外） は、2020年度、2023年度、2024年度に入札を実施。その結果は以下のとおり。

	着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）		
	第 1 回	第 2 回	第 3 回
実施時期	2020年度 下期	2023年度 下期	2024年度 下期
入札対象	全規模	全規模	全規模
募集容量	120MW	190MW	190MW
上限価格	34.00円/kWh (事前非公表)	24.00円/kWh (事前非公表)	24.00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	5MW (1件) ※ 5 MW	165MW (1件)	0MW (0件)
参加資格を得た容量（件数）	5MW (1件)	165MW (1件)	0MW (0件)
入札容量（件数）	5MW (1件)	0MW (0件)	0MW (0件)
入札価格	35.00円/kWh	-	-
落札容量（件数）	0MW (0件)	0MW (0件)	0MW (0件)
落札価格	-	-	-
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）	応札額を調達価格として採用（pay as bid 方式）	応札額を調達価格として採用（pay as bid 方式）

I 2026年度以降の入札制

- ① 事業用太陽光発電
- ② 陸上風力発電
- ③ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ④ 入札実施スケジュール
- ⑤ その他の制度見直し

II 2026年度以降の地域活用要件

I.④2026年度の入札実施スケジュール（案）

35

	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 事業計画受付(4/13)				
5月	事業計画受付✕切（5/11） 事業計画審査✕切（5/25）				
6月	入札募集開始（6/2） 入札募集✕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✕切（7/13） 事業計画審査✕切（7/27）			
8月		入札募集開始（8/3） 入札募集✕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✕切（9/18）
10月			事業計画受付✕切（10/14） 事業計画審査✕切（10/28）		事業計画審査✕切（10/2） 入札募集開始（10/13） 入札募集✕切（10/26）
11月			入札募集開始（11/9） 入札募集✕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✕切（1/21）	事業計画受付(1/19）
2027年 2月				事業計画審査✕切（2/4） 入札募集開始（2/17） 入札募集✕切（2/26）	事業計画受付✕切（2/5） 事業計画審査✕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✕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ない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。

I 2026年度以降の入札制

- ① 事業用太陽光発電
- ② 陸上風力発電
- ③ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ④ 入札実施スケジュール
- ⑤ その他の制度見直し

II 2026年度以降の地域活用要件

<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）

を求めることとし、例えば、認定取得期限までに認定を取得できなかっ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第110回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てはどうか。

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

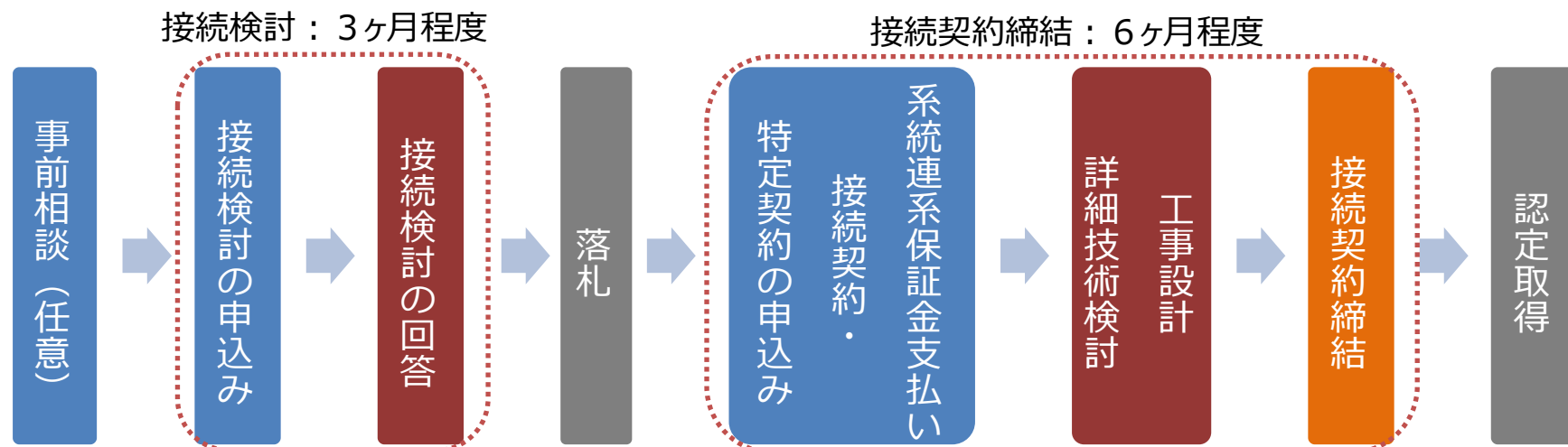
③ 新規案件については、2027年度以降のFIT/FIP制度における支援区分の対象外とするという方針と整合性が取れた形で、認定取得期限を含めたスケジュールを設定すべきであること

＜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第110回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はないか。

- 現行の入札制度において、落札に至った案件について、速やかな事業実施を促すことと、非入札案件との公平性を保つ観点から、年度内の認定取得を求めている。
- 入札制度においては、接続検討の申込みから接続契約締結までに一定の期間（接続検討の申込みから回答に3ヶ月程度、接続契約の申込みから契約締結までに6ヶ月程度）を要するため、FIT認定の要件として定められている接続契約について、入札参加時点では求めないこととし、接続検討の申込みを行っていることのみを確認することとしている。
- 特に、接続検討の回答を受領した後、接続契約の申込みの際して、一般送配電事業者に対して系統連系保証金を支払う必要があり、事業計画を中止した場合に系統連系保証金が没収されるリスクを鑑みると、落札結果が判明しない限り、接続契約の申込みを行うことは困難と考えられる。これまでの入札スケジュールでは、落札結果の公表から年度末までが6ヶ月未満となる入札回も存在することから、年度末の認定取得期限を背景に、入札への参加を断念した事業者も想定される。
- 上記を踏まえ、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、2021年度以降の入札（太陽光以外も含む）においては、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してはどうか。

(参考) 接続契約締結までのフロー（一般的な入札案件のイメージ）



※青枠は発電事業者側
赤枠は送配電事業者側の対応事項

I 2026年度以降の入札制

- ① 事業用太陽光発電
- ② 陸上風力発電
- ③ 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）
- ④ 入札実施スケジュール
- ⑤ その他の制度見直し

II 2026年度以降の地域活用要件

Ⅱ.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（10-50kW）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てはどうか。

(1) 事業用太陽光発電（10-50kW）（下記の①②の双方）

- ① 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（※1）
（※1）農地一時転用許可期間が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。
- ② 災害時に自立運転（※2）を行い、給電用コンセントを一般の用に供すること
（※2）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。

(2) 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（詳細は次頁参照）

調達価格等算定委員会（第101回）
（2025年1月17日）事務局資料1より一部抜粋

自家消費型・地域消費型の地域活用要件

以下のいずれかの要件を満たすこと

- A) 当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備により**発電される電気量の少なくとも3割を自家消費**※¹するもの（すなわち、7割未満を特定契約の相手方である電気事業者に供給するもの）。
- B) 当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備による電気を**再生可能エネルギー電気特定卸供給**により供給し、かつ、その**契約の相手方にあたる小売電気事業者または登録特定送配電事業者が、小売供給する電気量の5割以上**を当該発電設備が所在する**都道府県内へ供給**※²するもの。
- C) 当該事業計画に係る再生可能エネルギー発電設備により**産出された熱**※³を、原則として**常時利用**する構造を有し、**かつ**、当該発電設備により**発電される電気量の少なくとも1割を自家消費**※¹するもの（すなわち、9割未満を特定契約の相手方である電気事業者に供給するもの）。

※¹ 自家消費比率を把握するため、発電電力量を記録することが求められる。

※² 小売供給の状況については、小売電気事業者または登録特定送配電事業者の協力によって必要な書類の添付等を行うことが求められる。

※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