

令和4年度以降の調達価格等に関する
意見

令和4年2月4日（金）
調達価格等算定委員会

目次

I. はじめに	3
II. 今年度の検討の視点	5
III. 分野別事項	6
1. 太陽光発電.....	6
(1) 太陽光発電の 2023 年度以降に FIP 制度のみ認められる対象等	8
(2) 事業用太陽光発電のコスト動向.....	10
(3) 事業用太陽光発電の 2023 年度の調達価格・基準価格（入札対象外）	17
(4) 小規模事業用太陽光発電（10-50kW）の 2022 年度の地域活用要件	19
(5) 事業用太陽光発電の 2023 年度の廃棄等費用の取扱い	20
(6) 住宅用太陽光発電の 2023 年度の調達価格	21
(7) 住宅用太陽光発電（地上設置）の取扱い	25
2. 風力発電.....	27
(1) 陸上風力発電の 2023 年度に FIP 制度のみ認められる対象等	31
(2) 陸上風力発電の地域活用要件	32
(3) 陸上風力発電のコスト動向.....	32
(4) 陸上風力発電（新設）の 2024 年度の入札上限価格.....	38
(5) 陸上風力発電（新設）の 2024 年度の入札対象外の調達価格・基準価格.....	39
(6) 陸上風力発電（リプレース）の 2022 年度の調達価格・基準価格.....	40
(7) 洋上風力発電の 2023 年度以降に FIP 制度のみ認められる対象等.....	40
(8) 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の 2023 年度の取扱い.....	41
(9) 浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の 2024 年度の調達価格・基準 価格	42
3. 地熱発電.....	43
(1) 地熱発電のコスト動向	44
(2) 地熱発電の 2024 年度に FIP 制度のみ認められる対象等	47
(3) 地熱発電の地域活用要件.....	47
(4) 地熱発電の 2024 年度の調達価格・基準価格.....	48
4. 中小水力発電.....	50
(1) 中小水力発電のコスト動向.....	52
(2) 中小水力発電の 2024 年度に FIP 制度のみ認められる対象.....	58
(3) 中小水力発電の地域活用要件	59
(4) 中小水力発電の 2023 年度以降の調達価格・基準価格	59
5. バイオマス発電	63
(1) バイオマス発電の 2022 年度の取扱い（新規燃料の取扱い等）	65
(2) バイオマス発電のコスト動向	67

(3) バイオマス発電の 2023 年度以降に FIP 制度のみ認められる対象等	75
(4) バイオマス発電の地域活用要件.....	76
(5) バイオマス発電の 2023 年度の調達価格・基準価格.....	76
IV. 入札制度	78
1. 太陽光発電.....	78
(1) 太陽光入札の 2022 年度の上限価格の事前公表・非公表	78
(2) 太陽光入札の 2022 年度の対象範囲	78
(3) 太陽光入札の 2022 年度の入札実施回数及び募集容量	79
(4) 太陽光入札の 2022 年度の上限価格	81
(5) FIP 入札に係る事項.....	82
2. 陸上風力発電.....	83
(1) 陸上風力入札の 2022 年度の対象範囲.....	83
(2) 陸上風力入札の 2022 年度の募集容量及び入札実施回数	83
3. バイオマス発電	85
(1) バイオマス入札の 2022 年度の対象範囲.....	85
(2) バイオマス入札の 2022 年度の上限価格の事前公表・非公表	85
(3) バイオマス入札の 2022 年度の募集容量.....	85
4. 入札実施スケジュール、その他の入札に係る制度見直し.....	86
(1) 2022 年度の入札実施スケジュール	86
(2) 地域公共案件の取扱い	86
(3) 電源接続案件一括検討プロセスに係る対応	88
V. 調達価格等に関する結論	89

I. はじめに

2021年10月に閣議決定された第6次エネルギー基本計画において、再生可能エネルギーについては、2030年度の野心的な温室効果ガス削減目標をふまえた野心的な水準として、合計3,360～3,530億kWh程度の導入、電源構成では36～38%程度を目指すこと¹が掲げられている。こうした目標の実現に向けては、エネルギー政策の原則であるS+3Eを大前提に、電力部門の脱炭素化に向け、再生可能エネルギーの主力電源化を徹底し、再生可能エネルギーに最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域共生を図りながら最大限の導入を促す方針が掲げられている。この方針に向けて、具体的には、地域と共生する形での適地確保や事業実施、コスト低減、系統制約の克服、規制の合理化、研究開発などを着実に進めていくことが重要である。

こうした中で、我が国の再生可能エネルギーの発電コストについては、着実に低減が進んできているものの、国際水準と比較すると依然高い状況にある。また、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、再生可能エネルギー賦課金は2021年度において既に2.7兆円に達すると想定されている。このため、再生可能エネルギーのコストを他の電源と比較して競争力ある水準まで低減させ、自立的に導入が進む状態を早期に実現していくことが求められている。また、再生可能エネルギーの自立化に向けたステップとして、再生可能エネルギーの電力市場への統合を進めていくことも重要である。

また、再生可能エネルギーの急速な導入拡大に伴い、様々な事業者が参入した結果、景観や環境への影響、将来の廃棄、安全面、防災面等に対する地域の懸念も高まっている。このため、再生可能エネルギーが長期にわたり、安定的に発電する電源として、地域や社会に受け入れられるよう、地域と共生可能な形での事業実施を促すことも重要である。

今年度の調達価格等算定委員会では、こうした点もふまえて、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進めていくとの方針に留意しつつ、検討を行った。

再エネ特措法（現行法）第3条第7項、第4条第2項及び第5条第4項、ならびに、再エネ特措法（2022年4月施行改正法）第2条の2第4項、第2条の3

¹ なお、この水準は、キャップではなく、今後、現時点で想定できないような取組が進み、早期にこれらの水準に到達し、再生可能エネルギーの導入量が増える場合には、更なる高みを目指すこととされている。

第7項、第3条第8項、第4条第2項、第5条第6項及び第15条の7第4項の規定に基づき、ここに調達価格等算定委員会の意見を取りまとめる。

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

経済産業大臣におかれては、本意見を尊重して、令和4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、入札対象区分等、入札実施指針及び解体積立基準額の決定を行うことを求める。また、これらについてパブリックコメント等を実施した結果として、本意見の内容と異なる決定をするときは、事前に本委員会の意見を聴くように求める。

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

Ⅱ. 今年度の検討の視点

- 2021年10月に閣議決定された第6次エネルギー基本計画において、再生可能エネルギーについては、2030年度の野心的な温室効果ガス削減目標をふまえた野心的な水準として、合計3,360～3,530億kWh程度（電源構成では36～38%程度）を目指すこと²が掲げられており、こうした目標の実現に向けて、エネルギー政策の原則であるS+3Eを大前提に、再生可能エネルギーの主力電源化を徹底し、再生可能エネルギーに最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域共生を図りながら最大限の導入を促す方針が掲げられている。
- 今年度の本委員会では、こうした第6次エネルギー基本計画の内容もふまえて、
 - ▶ 2050年カーボンニュートラルや2030年度の温室効果ガス排出削減目標の実現に向けて、再エネの最大限の導入を進めていくこと
 - ▶ 同時に、国民負担の増大や地域の安全等への懸念に対応するため、国民負担の抑制と地域との共生を図っていくことに留意しつつ、調達価格・基準価格や入札制度等の在り方等の検討を行った。
- 特に、現時点で設定されていない2023年度におけるFIT・FIP制度³、入札の対象となる区分やその調達価格・基準価格、入札上限価格について、一定の目安等を示すことで、事業の予見性を高め、積極的な案件形成を促進するという基本的な考え方に沿って検討を行った。

² なお、この水準は、キャップではなく、今後、現時点で想定できないような取組が進み、早期にこれらの水準に到達し、再生可能エネルギーの導入量が増える場合には、更なる高みを目指すこととされている。

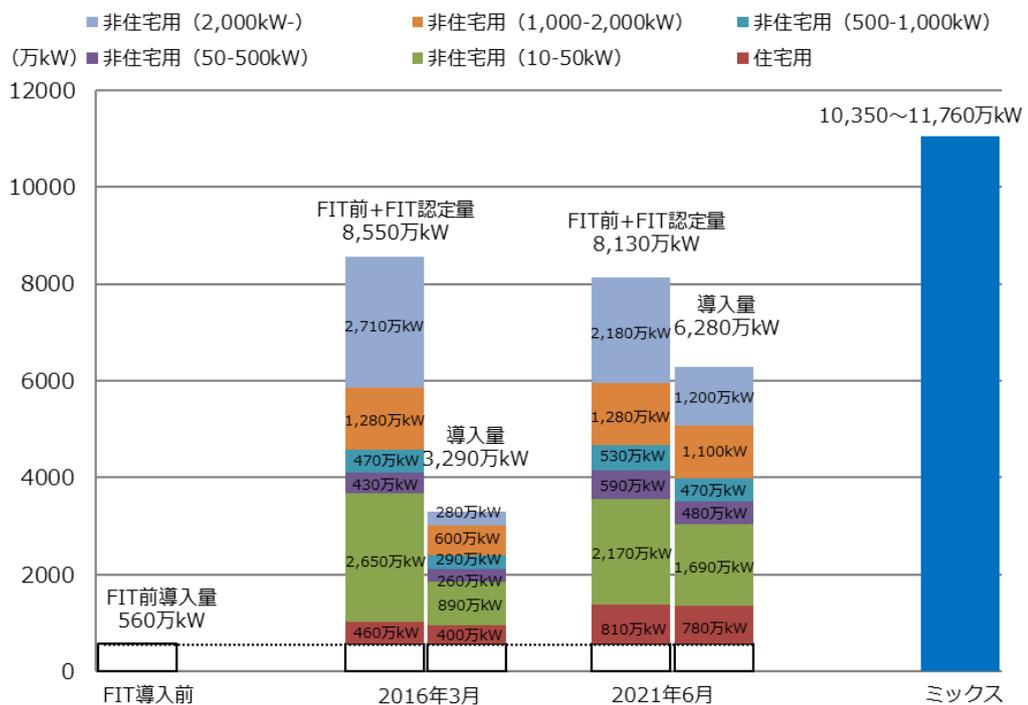
³ FIP制度（Feed in Premium）とは、再エネ発電事業者が卸電力取引市場や相対取引で自ら売電し、市場価格をふまえて算定される一定のプレミアムを受け取る制度である。当該制度によって、市場での取引において、電力の需給状況や市場価格を意識した効率的な発電・売電を促す。当該制度は、2022年4月から導入される。

Ⅲ. 分野別事項

1. 太陽光発電

- 太陽光発電については、エネルギーミックス（10,350～11,760万kW）の水準に対して、現時点のFIT前導入量+FIT認定量は8,130万kW、導入量は6,280万kWである。10～50kWの小規模事業用太陽光案件が多く、事業用太陽光発電のFIT導入量全体に占める割合は、容量ベースで34%程度となっている。（参考1、参考2）

【参考1】太陽光発電のFIT認定量・導入量



※ 改正FIT法による失効分（2021年6月時点で確認できているもの）を反映済。

【参考2】事業用太陽光発電の年度別・規模別のFIT認定量・導入量

＜FIT認定量＞

単位：MW（件）（注）オレンジ色は入札対象区分。

	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	2,251(93,819)	46(556)	389(2,448)	678(1,909)	543(963)	971(1,075)	3,436(2,184)	6,339(370)	14,654(103,324)
2013年度	6,438(215,046)	27(312)	367(2,162)	1,002(2,870)	828(1,498)	918(1,065)	5,165(3,410)	9,405(489)	24,149(226,852)
2014年度	3,303(134,385)	16(180)	277(1,668)	570(1,646)	384(693)	321(379)	1,610(1,068)	3,649(204)	10,130(140,223)
2015年度	1,551(57,867)	4(46)	91(541)	226(658)	143(253)	104(124)	477(320)	755(34)	3,351(59,843)
2016年度	2,288(72,857)	3(32)	105(600)	333(948)	188(329)	163(196)	547(382)	1,148(58)	4,774(75,402)
2017年度	1,672(50,994)	2(25)	69(390)	247(675)	96(162)	117(140)	385(259)	39(4)	2,627(52,649)
2018年度	2,290(65,898)	4(43)	121(663)	483(1,307)	225(368)	230(273)	974(633)	196(6)	4,520(69,191)
2019年度	1,693(45,333)	2(19)	56(303)	475(1,130)	1(2)	15(17)	95(54)	105(4)	2,443(46,862)
2020年度	233(5,687)	5(62)	260(1,193)	53(118)	19(30)	50(57)	129(80)	145(8)	894(7,235)
	21,718(741,886)	109(1,275)	1,734(9,968)	4,066(11,261)	2,428(4,298)	2,891(3,326)	12,819(8,390)	21,780(1,177)	67,544(781,581)

＜FIT導入量＞

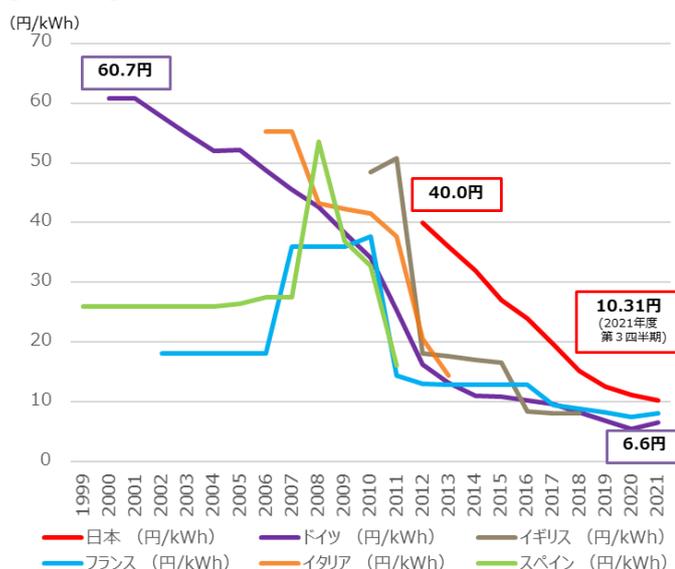
単位：MW（件）

	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	2,416(116,536)	44(533)	380(2,407)	561(1,610)	403(716)	640(707)	1,788(1,157)	539(55)	6,771(123,721)
2013年度	3,580(146,472)	23(271)	261(1,553)	563(1,647)	463(844)	538(620)	1,943(1,305)	1,000(85)	8,372(152,797)
2014年度	2,923(109,831)	13(150)	238(1,427)	562(1,618)	429(777)	441(515)	2,291(1,547)	1,255(91)	8,152(115,956)
2015年度	1,936(68,874)	8(91)	142(840)	356(1,015)	266(479)	250(292)	1,342(898)	1,145(87)	5,445(72,576)
2016年度	1,492(50,588)	4(43)	96(567)	295(848)	182(323)	185(215)	1,049(680)	1,444(96)	4,748(53,360)
2017年度	1,523(52,459)	4(44)	82(470)	268(744)	143(247)	162(189)	882(573)	1,843(100)	4,907(54,826)
2018年度	1,530(46,924)	3(30)	77(430)	288(780)	139(233)	164(192)	743(481)	1,937(104)	4,879(49,174)
2019年度	1,273(31,049)	2(24)	71(392)	317(833)	121(203)	156(183)	789(508)	2,271(129)	5,000(33,321)
	16,673(622,733)	101(1,186)	1,346(8,086)	3,210(9,095)	2,147(3,822)	2,536(2,913)	10,827(7,149)	11,434(747)	48,275(655,731)

※ 2021年度6月末時点
※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

- 2021年度の買取価格は、住宅用（10kW未満）が19円/kWh、事業用（50kW以上250kW未満）が11円/kWhなどであるが、海外の買取価格と比べて高い。（参考3）。

【参考3】太陽光発電（2,000kW）の各国の買取価格等



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

- また、2017年度から入札制を適用し、その対象範囲については、2017年度から「2,000kW以上」、2019年度上期から「500kW以上」、2020年度上期から

「250kW 以上」と拡大してきた。また、価格予見性の向上や参加機会の増加のため、今年度から上限価格を事前公表に変更するとともに、入札実施回数を年間 4 回に増加した。この結果、昨年度までは、応札容量が募集容量を下回る状況が続いていたが、今年度は、第 8 回・第 9 回・第 10 回ともに募集容量を上回る応札容量があった。また、平均入札価格・平均落札価格も低下傾向にあった（参考 4）。

【参考 4】これまでの太陽光入札の結果

	事業用太陽光										
	第 1 回	第 2 回	第 3 回	第 4 回	第 5 回	第 6 回	第 7 回	第 8 回	第 9 回	第 10 回	第 11 回
実施時期	2017年度	2018年度 上期	2018年度 下期	2019年度 上期	2019年度 下期	2020年度 上期	2020年度 下期	2021年度 第 1 四半期	2021年度 第 2 四半期	2021年度 第 3 四半期	2021年度 第 4 四半期
入札対象	2,000kW以上			500kW以上			250kW以上				
募集容量	500MW	250MW	197MW	300MW	416MW	750MW	750MW	208MW	224MW	243MW	279MW
上限価格	21円/kWh 事前公表	15.5円/kWh 事前非公表	15.5円/kWh 事前非公表	14.0円/kWh 事前非公表	13.0円/kWh 事前非公表	12.0円/kWh 事前非公表	11.5円/kWh 事前非公表	11.00円/kWh 事前公表	10.75円/kWh 事前公表	10.50円/kWh 事前公表	10.25円/kWh 事前公表
入札容量 (件数)	141MW (9件)	197MW (9件)	307MW (16件)	266MW (71件)	186MW (72件)	369MW (255件)	79MW (92件)	249MW (185件)	270MW (215件)	333MW (188件)	-
平均入札 価格	19.64円 /kWh	17.06円 /kWh	15.40円 /kWh	13.46円 /kWh	13.38円 /kWh	11.49円 /kWh	11.34円 /kWh	10.85円 /kWh	10.63円 /kWh	10.34円 /kWh	-
落札容量 (件数)	141MW (9件)	0MW (0件)	197MW (7件)	196MW (63件)	40MW (27件)	368MW (254件)	69MW (83件)	208MW (137件)	224MW (192件)	243MW (81件)	-
平均落札 価格	19.64円 /kWh	-	15.17円 /kWh	12.98円 /kWh	12.57円 /kWh	11.48円 /kWh	11.20円 /kWh	10.82円 /kWh	10.60円 /kWh	10.31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) 太陽光発電の 2023 年度以降に FIP 制度のみ認められる対象等

- 昨年度の本委員会では、以下の太陽光発電を取り巻く状況や事業環境を鑑み、2022 年度に FIP 制度のみ認められる対象を 1,000kW 以上とした上で、50~1,000kW については徐々に FIP 対象を拡大し、早期の自立を促していくこととした。
 - 導入容量は 2018 年時点で 56GW（世界第 3 位）⁴。発電コストは世界と比べて高い水準であるが、コスト低減が進んできており、また、FIP 制度の導入を見据えたアグリゲーション・ビジネスの動きも徐々に活発化していること
 - 自然変動電源であり、卸電力取引市場の最小取引単位（現行では 50kWh/コマ（30 分））との関係で、発電された電気をそのままスポット市場で取引するとき、総発電量のうち 80%以上の電気供給を十分に取引できる規模を機械的に算出すると 1,000kW 以上であること
- 昨年度の本委員会での取りまとめや、アグリゲーション・ビジネスの活

⁴ 2020 年実績では、72GW で世界第 3 位（出展：Renewables 2021(IEA)）。

性化に向けた環境整備の進展が見られることをふまえ、2023年度にFIP制度のみ認められる対象については、拡大することとした。

■ 具体的な対象範囲としては、250kW と 500kW が1つの目安として考えられるが、

- 事業者の予見可能性への配慮等の観点から、多くの諸外国においても、段階的にFIP対象を拡大してきたこと（参考5）
- 我が国において、250～500kWの区分は50kW以上の区分の中で最も件数の多い区分であること（参考2）

をふまえ、我が国においても、FIP制度のみ認められる対象を、2023年度は500kW以上、2024年度は原則250kW以上として、段階的にその対象範囲を拡大していくこととした⁵。

【参考5】 諸外国におけるFIP制度（類似制度を含む）の適用状況（2021年11月時点）

	ドイツ	フランス	英国	イタリア
支援制度(導入年)	FIP制度 (2012年)	FIP制度 ※CFD形式 (2016年)	Cfd制度 (2014年)	FIP/Cfd制度 (2013年)
FIP等対象	2012年1月～ ・全電源について、すべての規模が、FIT制度とFIP制度を選択可 2014年8月～ ・全電源について、500kW超（新規）は、FIP制度のみ選択可に変更 2016年1月～ ・全電源について、100kW超（新規）は、FIP制度のみ選択可に変更	2016年～ ・以下※を除く全電源・規模（新規）について、FIP制度のみ選択可 ※除外対象 ・太陽光：500kW以下の屋根設置型 ・洋上風力：浮体式洋上風力 ・水力：500kW以下 ・バイオガス：500kW未満	2014年～ ・全電源について、5MW超（新規）は、Cfd制度のみ選択可。 ※ 5MW以下の陸上風力、太陽光、水力、嫌気性消化は、別制度で支援。	2013年～ ・全電源について、1MW超（新規）は、FIP制度のみ選択可。 ※ 太陽光は支援対象外。 2016年～ ・全電源について、500kW超（新規）は、FIP制度のみ選択可（入札対象電源以外はCFD形式）。 ※ 太陽光は支援対象外。 2019年～ ・全電源について、250kW超（新規）は、Cfd制度のみ選択可。 ※ 太陽光を支援対象に追加。
FIP等対象のうち入札対象	2015年9月～2016年 ・地上設置型太陽光について、すべての規模が、入札対象 2017年～ ・太陽光、陸上風力、洋上風力について、750kW超が、入札対象に変更 ・バイオマスについては、150kW超が入札対象に変更 ※ 水力、地熱は入札対象外。 2021年～ ・300～750kWの屋根設置太陽光は、発電量の50%までをFIP制度で支援を受けるか、入札を経て全発電量をFIP制度で支援を受けるかを選択可能	2016年～ ・500kW超の太陽光 ・300kW超のバイオマス ・500kW以上のバイオガス ・洋上風力 2017年～ ・陸上風力：7基以上のwindファームを追加	2014年～ ・全電源について、すべての規模が、入札対象	2013年～ ・5MW超の風力、バイオガス、10MW超の水力、20MW超の地熱は、入札対象。 2016年～ ・全電源について、5MW超（新規）は、入札対象。 ※ 太陽光は支援対象外。 2019年～ ・全電源について、1MW超（新規）は、入札対象。

(出典) 各種公表資料より作成

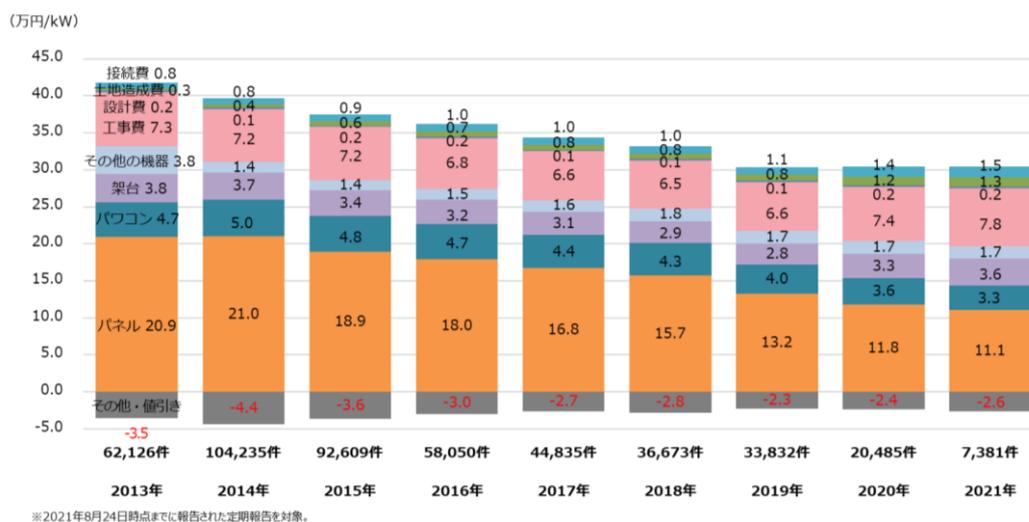
⁵ なお、2023年度、2024年度も、2022年度と同様、沖縄地域・離島等供給エリアにおいては、引き続きFIT制度を適用できることとする。

(2) 事業用太陽光発電のコスト動向

① 事業用太陽光発電の資本費

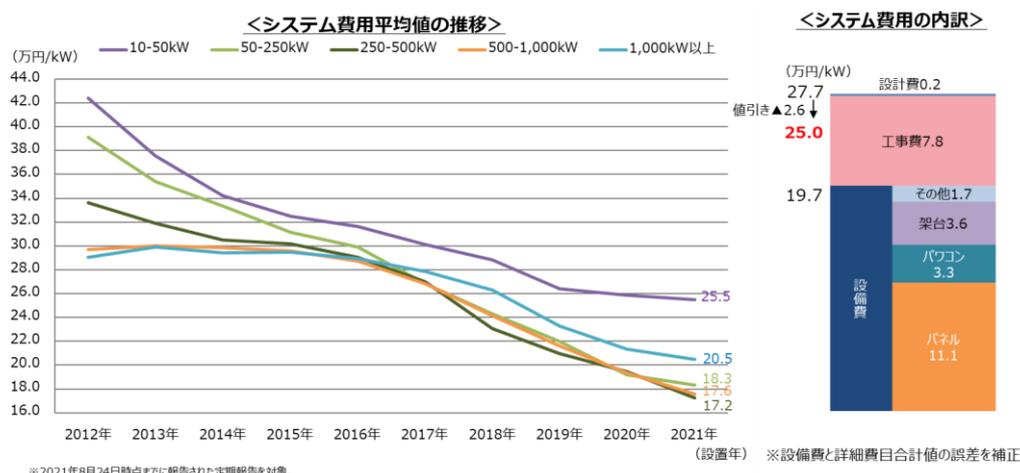
- 設置年別に資本費の構成変化を見ると、パネル費用は低減している（2013年から2021年までに▲47%）一方で、工事費は直近、上昇傾向にある（2013年から2021年まで+7%）（参考6）。

【参考6】 事業用太陽光の設置年別の資本費内訳（10kW以上全体）



- システム費用については、すべての規模で低減傾向にあり、2021年に設置された10kW以上の平均値（単純平均）は25.0万円/kW（中央値は24.2万円/kW）となり、前年より0.5万円/kW（1.9%）低減した（参考7）。

【参考7】 事業用太陽光発電のシステム費用の規模別の推移



- 事業用太陽光発電（50kW以上）について、昨年度・一昨年度の本委員会と同様の方法で、今年に設置された案件のシステム費用のトップランナー水準を設定すると、上位16%水準⁶となる。その水準は11.7万円/kWであることから、2023年度のシステム費用の想定値として、11.7万円/kWを採用した（2020年度の想定値14.2万円/kWから▲17.6%）（参考8、参考9）。
- なお、これまでは翌年度の価格設定に向けたトップランナー分析を行っていたが、今回は翌々年度（2023年度）の価格設定に向けたトップランナー分析であり、翌々年度の価格が適用される案件は、翌年度の価格が適用される案件と比べて、運転開始までに更に1年間のリードタイムがあることから、本来、今年（2021年）に設置された案件の中央の水準が、4年前（2017年）に設置された案件において、どの程度の水準に位置するかに着目すべきである。
- ただし、2017～2018年のシステム費用の低減ペースは比較的大きく、足下、システム費用の低減ペースが鈍化している中で、このように2017年設置に着目して想定値を設定した場合、想定値が実態と大きく乖離する懸念があることから、上述のとおり、昨年度・一昨年度と同様の方法に基づき、3年前に設置された案件の水準に着目して、トップランナー水準を設定した。
- また、今年度のトップランナー分析では、このように2018年設置案件と2021年設置案件の水準に着目したが、来年度以降の本委員会では、複数年にわたる状況の分析や、トップランナー分析の手法の取り方も含めて、必要に応じて見直しを検討することとした。

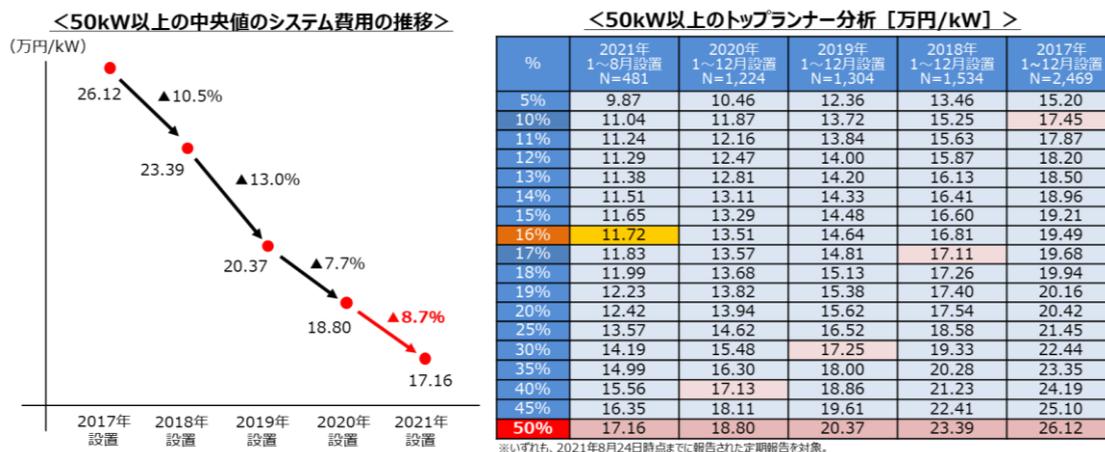
⁶ これまでの本委員会では、費用効率的な事業実施を促していく観点から、運転開始期限が3年間であることをふまえ、足元のトップランナー水準が、3年後にどの程度の水準に位置するかに着目して、システム費用の想定値を設定してきた。足元のコストデータから、昨年度・一昨年度の本委員会と同様の方法で、トップランナー水準を設定すると、以下のとおり。

①2021年設置案件の中央値は、2018年設置案件の上位17%に位置。

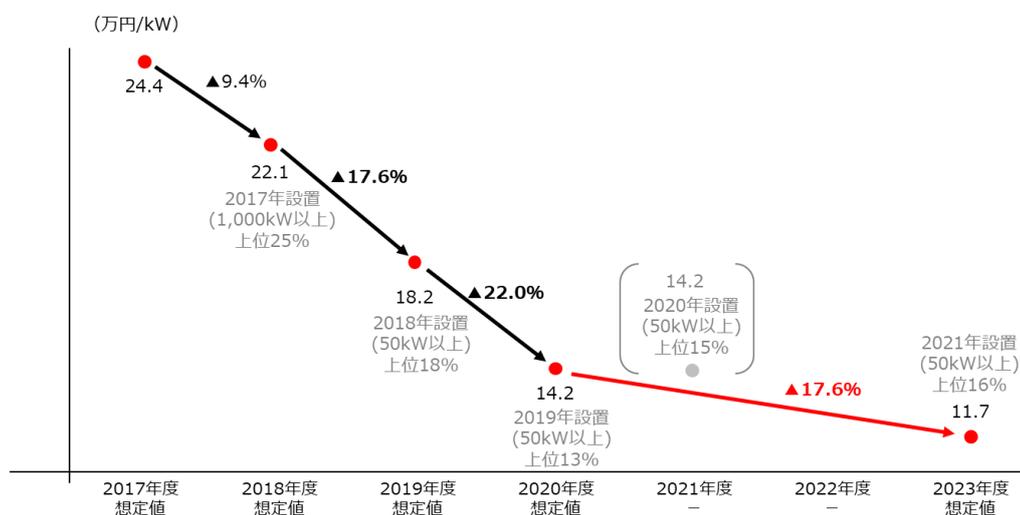
②昨年度の本委員会では想定したシステム費用は、2020年設置案件の上位15%に位置。

③これらの中間をとって、上位16%を参照。

【参考 8】 事業用太陽光発電（50kW 以上）のシステム費用のトップランナー分析



【参考 9】 事業用太陽光発電（50kW 以上）のシステム費用想定値の推移



- 小規模事業用太陽光発電（10-50kW）については、2020年度より、自家消費型の地域活用要件が設定されている。具体的には、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⁷、②災害時に自立運転⁸を行い、給電用コンセントを一般の用に供することの、両方をFIT認定の要件として求めている。

⁷ 農地一時転用許可期間が10年間となり得る営農型太陽光は、自家消費等を行わないものであっても、災害時活用を条件に、FIT制度の対象とされている。

⁸ 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。

- 2020年度の小規模事業用太陽光発電のシステム費用については、当時まだ、自家消費要件が適用された案件のコストデータが存在しなかったことから、この②災害時の活用のために必要となる費用（非常時のコンセントBOXの設置等）として、事務局による事業者ヒアリング結果に基づき、0.3万円/kW分を加味する形で設定されている。
- 今回、初めて自家消費型の要件が適用された案件のコストデータが一定程度収集されたことから、2023年度の想定値については、当該コストデータに着目して設定した。具体的には、50kW以上と同様に3年前設置案件の水準に照らすことはできないことから、50kW以上と同様のトップランナー水準である上位16%水準に着目し、2023年度のシステム費用の想定値を17.8万円/kWとした（2020年度の想定値21.2万円/kWから▲16.0%）（参考10）。

【参考10】自家消費型の地域活用要件の適用案件のトップランナー分析

%	2021年1～8月設置（10-50kW） N=286 [万円/kW]	2020年1～12月設置（10-50kW） N=284 [万円/kW]
5%	14.28	14.73
10%	15.68	17.48
15%	17.31	19.03
16%	17.81	19.28
17%	18.18	19.45
18%	18.40	19.78
19%	18.89	20.00
20%	19.13	20.00
25%	20.14	20.91
30%	21.45	21.78
35%	22.93	22.28
40%	23.71	23.60
45%	24.72	24.93
50%	25.29	25.74

※いずれも、2021年8月24日時点までに報告された定期報告を対象。

- 土地造成費については、2021年設置案件の定期報告データを分析した結果、全体の平均値は1.17万円/kW、中央値は0.45万円/kWであり、平均値は昨年より0.20万円/kW、中央値は0.45万円/kW上昇したが、中央値は2020年度の想定値と同程度の水準であった。また、引き続き、多くの案件（45%）は土地造成費を要していないことから、2023年度の想定値については、2020年度の想定値を据え置くこととした（参考11）。

【参考 11】 事業用太陽光発電の土地造成費

	土地造成費 (万円/kW)						
	10-50kW 未満	50-250kW 未満	250-500kW 未満	500-1,000kW 未満	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	全体
平均値	1.15 (0.95)	0.87 (1.13)	1.08 (1.29)	1.52 (1.58)	2.09 (1.73)	3.57 (2.94)	1.17 (0.97)
中央値	0.40 (0.00)	0.37 (0.48)	0.81 (0.80)	1.11 (1.27)	1.41 (0.82)	3.44 (3.41)	0.45 (0.00)
件数	6,799	102	168	87	80	21	7,257
2020年度 想定値	0.4						

※2021年8月24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2020年設置案件の土地造成費。

- 接続費については、2021年に設置した定期報告データを分析した結果、全体の平均値は1.51万円/kW、中央値は1.23万円/kWであり、2020年度想定値（1.35万円/kW）は平均値と中央値の間に位置する水準であることから、2023年度の想定値については、2020年度の想定値を据え置くこととした（参考12）。

【参考 12】 事業用太陽光発電の接続費

	接続費 (万円/kW)						
	10-50kW 未満	50-250kW 未満	250-500kW 未満	500-1,000kW 未満	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	全体
平均値	1.53 (1.24)	0.83 (0.95)	1.16 (0.91)	1.20 (1.65)	1.33 (1.84)	2.19 (2.45)	1.51 (1.25)
中央値	1.25 (1.07)	0.50 (0.53)	0.48 (0.43)	0.41 (0.59)	0.55 (0.91)	1.58 (2.08)	1.23 (1.05)
件数	6,799	102	168	87	80	21	7,257
2020年度 想定値	1.35						

※2021年8月24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2020年設置案件の接続費。

② 事業用太陽光発電の運転維持費

- 今年度も直近の期間（2021年1月から2021年8月まで）に収集した定期報告データを分析した結果、全体の平均値は0.54万円/kW/年、中央値は0.43万円/kW/年となっており、引き続き想定値（0.5万円/kW/年）と同程度の水準であることから、2023年度の想定値については、2020年度の想定値を据え置くこととした（参考13）。

【参考 13】 事業用太陽光発電の運転維持費

	運転維持費 (万円/kW/年)						
	10-50 kW未満	50-250kW 未満	250-500kW 未満	500-1,000kW 未満	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	全体
平均値	0.53 (0.53)	0.48 (0.46)	0.49 (0.49)	0.59 (0.58)	0.63 (0.63)	0.75 (0.75)	0.54 (0.54)
中央値	0.42 (0.43)	0.41 (0.37)	0.41 (0.39)	0.51 (0.50)	0.56 (0.55)	0.73 (0.71)	0.43 (0.44)
件数	25,103	892	1,110	1,035	1,513	234	29,887
2020年度 想定値	0.5						

※2021年8月24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にて検討した運転維持費。

③ 事業用太陽光発電の設備利用率

- 事業用太陽光発電の設備利用率は上昇傾向にあり、直近の期間（2020年6月から2021年5月まで）の設備利用率は、10kW以上全体の平均で14.5%（前年比+0.3%）となった。
- より効率的な事業の実施を促していくため、2019年度・2020年度の想定値（17.2%）については、システム費用のトップランナー水準と同様の上位水準に着目して設定している。同様に、システム費用のトップランナーの水準（上位16%水準）を参照すると、設備利用率は17.7%である（参考14）。

【参考 14】 事業用太陽光発電の設備利用率

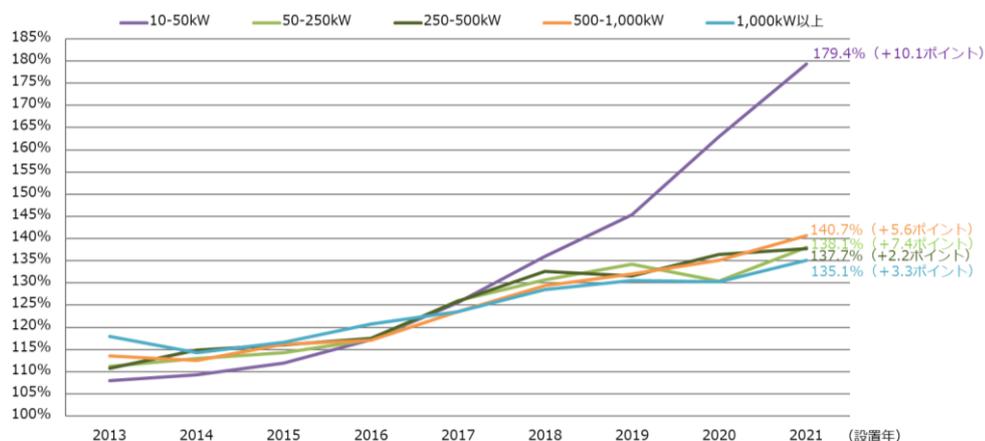
買取期間	設備利用率 (平均値)				
	10kW以上 全体	50kW 以上	250kW 以上	1,000kW 以上	2,000kW 以上
2019年6月-2020年5月	14.2%	14.8%	15.2%	15.6%	16.6%
2020年6月-2021年5月	14.5%	14.9%	15.3%	15.6%	16.5%
2020年度 想定値	17.2%				

%	事業用 設備利用率			
	10kW以上 全体	50kW 以上	250kW 以上	1,000kW 以上
5%	21.24%	19.66%	19.83%	19.73%
10%	19.03%	18.56%	18.79%	18.85%
15%	17.51%	17.80%	18.06%	18.24%
16%	17.28%	17.67%	17.93%	18.15%
17%	17.07%	17.54%	17.80%	18.05%
18%	16.88%	17.44%	17.69%	17.95%
19%	16.70%	17.32%	17.58%	17.83%
20%	16.53%	17.21%	17.48%	17.72%
25%	15.87%	16.71%	17.00%	17.33%
30%	15.39%	16.27%	16.58%	16.91%
35%	14.99%	15.85%	16.20%	16.54%
40%	14.65%	15.47%	15.82%	16.22%
45%	14.34%	15.10%	15.47%	15.88%
50%	14.05%	14.75%	15.15%	15.58%

- 全ての規模で過積載率が増加傾向にあること（参考15）をふまえ、2023年度の想定値については、直近の期間の上位16%水準である17.7%を採用することとした（2020年度の想定値17.2%から+0.5%）。
- ただし、自家消費型の地域活用が設定されている事業用太陽光発電電源（10-50kW）については、年間を通じた設備利用率データが得られて

いないことから、2020年度の想定値17.2%を据え置くこととした。

【参考15】事業用太陽光発電の過積載率の推移

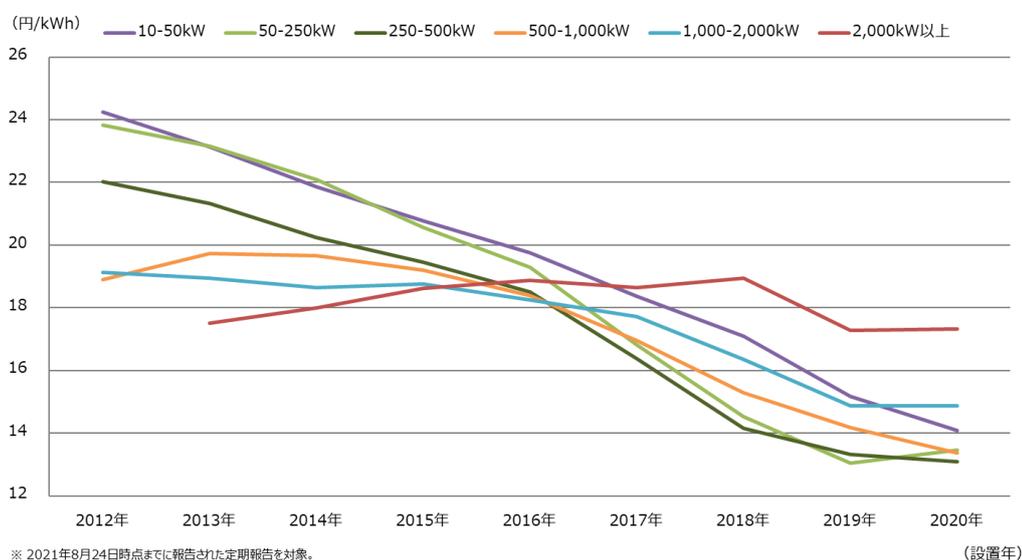


※ 2021年8月24日時点までに報告された定期報告を対象。

④ 事業用太陽光発電の kWh 当たり発電コストの設置年別の推移

- 各年に設置された案件の kWh 当たり発電コストの平均値の推移を見ると、着実なコスト低減傾向が見られ、2020年設置の kWh 当たり発電コストは概ね 13~15 円/kWh 程度となっている（参考16）。

【参考16】事業用太陽光発電の設置年別の kWh 当たり発電コスト



※ 2021年8月24日時点までに報告された定期報告を対象。

(設置年)

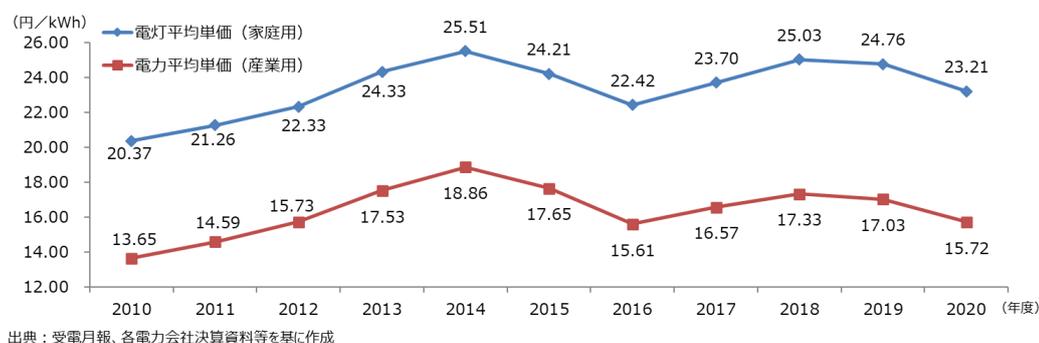
⑤ 自家消費型地域活用電源の自家消費分の便益

- 自家消費型の地域活用要件が設定されている事業用太陽光発電（10-50kW）については、調達価格の設定にあたっては、自家消費を主とした事業実施を促す観点から、自家消費比率を50%と想定して、自家消

費分の便益を計上している。

- 2023年度の事業用太陽光（10-50kW）の調達価格における自家消費分の便益の想定値については、昨年度と同様の考え方にに基づき、大手電力の直近9年間（2012年度～2020年度）の産業用電気料金単価の平均値に、現行の消費税率（10%）を加味した18.03円/kWhと設定した（2020年度想定値18.74円/kWhから▲3.8%）（参考17）。
- その上で、自家消費の便益の想定値の設定方法については、消費税率と同様に、再エネ賦課金を切り出す形での産業用電気料金単価の算定を含め、来年度以降の本委員会において、改めて検討を行うこととした。

【参考17】大手電力の電気料金平均単価（税抜）の推移



(3) 事業用太陽光発電の2023年度の調達価格・基準価格（入札対象外）

① 事業用太陽光発電（50kW以上）の2023年度の調達価格・基準価格の設定方法

- 前述のとおり、足元のコストデータ等をふまえて、2023年度の事業用太陽光発電（50kW以上）の調達価格・基準価格における想定値については、以下のとおりとした。

- システム費用：2021年設置案件（50kW以上）の上位16%水準である11.7万円/kWを採用
- 土地造成費・接続費・運転維持費：2020年度の想定値の据え置き
- 設備利用率：直近の設備利用率（50kW以上）の上位16%水準である17.7%を採用

- その上で、稼働年数については、太陽光パネルの実態上の寿命が20年

以上あり、多くの事業計画でも 20 年間の使用を念頭に置いている実態をふまえ、これまで 20 年間の想定していた。

- しかし、国内出荷量の多いパネルメーカーの出力保証について、事務局によるヒアリングや仕様書等により確認したところ、出力保証は 25 年が多く、中には 30 年のものも出てきており、20 年以上の運転を想定する事例もある。また、既に調達期間の満了を迎える案件が出始めている住宅用太陽光においても、調達期間満了後の住宅用太陽光の電気を、小売電気事業者が 9~10 円/kWh 程度で買い取る事例も多く存在する。こうしたパネル保証の動向や卒 FIT の再エネ電気に対するニーズもふまえ、想定する運転年数を 20 年間から 25 年間に変更することとした。
- また、この場合の調達期間終了後の売電価格は、2016 年度（電力小売全面自由化）以降の年度ごとのシステムプライス平均値の平均 9.4 円/kWh を想定することとした。
- その上で、20 年間を超える運転実績に関する先行事例等についても、引き続き、その状況を注視していくこととした。

② 事業用太陽光発電（10-50kW：自家消費型地域活用電源）の 2023 年度の調達価格の設定方法

- 前述のとおり、自家消費型地域活用電源のコストデータ等をふまえて、2023 年度の調達価格における想定値については、以下のとおりとした。
 - システム費用：2021 年設置案件の上位 16%水準である 17.8 万円/kW を採用
 - 土地造成費・接続費・運転維持費：2020 年度の想定値の据え置き（コストデータが、現時点で十分に得られていないため）
 - 設備利用率：2020 年度の想定値の据え置き（年間を通したデータが、現時点で十分に得られていないため）
 - 自家消費分の便益：大手電力の直近 9 年間の産業用電気料金単価の平均値 18.03 円/kWh（自家消費率 50%）
- なお、稼働年数については、自家消費型地域活用電源のため、主に屋根設置であり、外壁や屋根の塗り替え等も想定されることから、2023

年度は、引き続き 20 年間で据え置くこととし、今後、その利用実態等をふまえて、20 年を超える稼働年数への変更を検討することとした。

(4) 小規模事業用太陽光発電（10-50kW）の 2022 年度の地域活用要件

① 集合住宅の取扱い

- 小規模事業用太陽光発電（10-50kW）については、自家消費型の事業実施（需給一体的な構造）により、
 - 系統負荷の小さい形での事業運営がなされ、災害時に自立的に活用されることで、レジリエンス強化に寄与する
 - 需給が近接した形での事業実施により、地域において信頼を獲得し、長期安定的な事業運営を進める

との考え方の下、2020 年度より、以下の(A) (B)の両方を FIT 認定の要件として求めている。

- A) 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⁹
- B) 災害時に自立運転¹⁰を行い、給電用コンセントを一般の用に供すること

- こうした中、集合住宅では、通常、屋根上の太陽光パネルで発電した電気を、共用部等でしか使用できない構造であることから、少なくとも 30%の自家消費等を行うために、屋根上の太陽光パネル設置可能面積より、小さい範囲で、太陽光パネルを設置している状況である。
- こうした状況や今年度の本委員会での太陽光発電協会からの指摘もある中で、地域と共生可能な形での太陽光発電の導入加速化を図るため、来年度の 10-20kW の集合住宅の屋根設置の太陽光発電については、配線図等から自家消費を行う構造が確認できれば、少なくとも 30%の自家消費等を実施しているもの（(A)の要件を満たしているも

⁹ 農地一時転用許可期間が 10 年間となり得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 制度の対象とされている。

¹⁰ 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。

の)として取り扱うこととした。その上で、今後、当該みなし自家消費に係るフォローアップを行い、必要に応じて見直しを検討することとする。

- なお、この場合も、災害時に自立運転を行い、給電用コンセントを一般の用に供すること（(B)の要件）については、要件として求めることとする。

② 小規模事業用太陽光発電（10-50kW）の2020年度の認定実績

- 営農型太陽光発電については、近隣に電力需要が存在しない可能性も鑑み、上記のとおり、「農林水産行政の分野における厳格な要件確認」を経たものとして、自家消費を行わない案件であっても、災害時活用を条件に、FIT制度の対象として位置付けている。
- この場合、農地転用の制度運用上、FIT認定がなければ農地転用許可を得ることが実質的に難しいとの指摘があることをふまえ、農地転用許可がなされることを条件にFIT認定を行った上で、FIT認定後、3年以内に農地転用許可を得ることを求めている。
- こうした制度設計の下、2020年度の小規模事業用太陽光発電（10-50kW）の認定実績については、参考18のとおりであった。

【参考18】小規模事業用太陽光発電（10-50kW）の2020年度の認定実績

件数	合計	自家消費型	営農型	
			合計	農地転用許可の提出あり
2020年度認定	5,659件	2,139件 (38%)	3,520件 (62%)	28件

※2021年12月末時点

- 営農型の認定案件のほとんどが、農地転用許可を未提出である点については、関係省庁でのフォローアップを通じた具体的な実態把握を求めることとした。

(5) 事業用太陽光発電の2023年度の廃棄等費用の取扱い

- 昨年度の本委員会では、2012～2022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、想定廃棄等費用を積み立てられるkWh当たりの単価」を設定した。

- 同様の設定方法で、2023年度認定の解体等積立基準額について、前述の調達価格・基準価格における想定値に基づき、設定した（参考19）。

【参考19】2023年度の廃棄等費用の取扱い

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

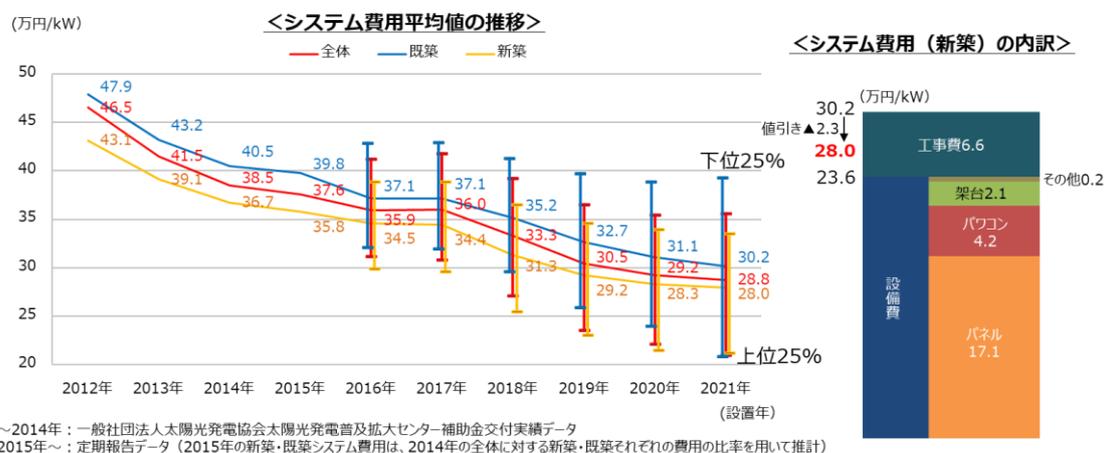
※簡易的に認定年度を記載しているが、調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用を積み立てるという観点から、実際には、適用される調達価格/基準価格に対応する解体等積立基準額が適用されることとする。

(6) 住宅用太陽光発電の2023年度の調達価格

① 住宅用太陽光発電のシステム費用

- 住宅用太陽光発電のシステム費用は新築案件・既築案件ともに低減傾向にある。
- 新築案件について、設置年別に見ると、2021年設置の平均値は28.0万円/kW（中央値28.4万円/kW）となり、2020年設置より0.4万円/kW（1.3%）、2019年設置より1.3万円/kW（4.3%）減少した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約60%、工事費が約25%を占める（参考20）。

【参考 20】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）

- トップランナー水準の設定にあたり、昨年度の本委員会と同様に、2020年に設置された案件の中央値が、2年前（2018年）に設置された案件のどの程度の水準に位置するか分析したところ、上位46%水準に位置していた。2021年設置の上位46%水準は27.8万円/kWであり、2022年度のシステム費用の想定値（25.9万円/kW）を上回る。
- このため、想定値を引き上げることも考えられるが、一方で、全体の平均値や中央値の水準は低下傾向にあることもふまえ、2023年度のシステム費用の想定値は、2022年度の想定値を据え置くこととした（参考21）。

【参考 21】住宅用太陽光発電のシステム費用のトップランナー分析

%	住宅用 システム費用		
	2021年設置 (全体)	2020年設置 (全体)	2019年設置 (全体)
5%	14.19	15.80	17.86
10%	16.15	17.46	20.04
15%	17.93	18.98	21.72
20%	19.52	20.61	22.78
25%	21.03	22.16	23.60
30%	22.73	23.49	24.68
35%	24.57	24.81	25.96
40%	26.06	26.29	27.43
45%	27.47	27.90	28.81
46%	27.79	28.22	29.05
47%	28.11	28.50	29.37
48%	28.43	28.80	29.67
49%	28.80	29.09	29.98
50%	29.07	29.38	30.25

2年間での価格低減

② 住宅用太陽光発電の運転維持費

- 運転維持費については、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確保の観点から3～4年ごとに1回程度の定期点検が推奨されており、1回当たりの定期点検費用は相場は約2.9万円程度であること、
 - パソコンについては、20年間で一度は交換され、22.4万円程度が一般的な相場であること、

が分かった。以上をkW当たりの年間運転維持費に換算すると、約3,690円/kW/年（参考22）となり、2022年度の想定値（3,000円/kW/年）と、概ね同程度の水準であった¹¹。このため、2023年度の想定値は、3,000円/kW/年を据え置くこととした。

【参考22】 運転維持費に関する太陽光発電協会へのヒアリング結果

$$\frac{(2.9\text{万円} \times 5\text{回} + 22.4\text{万円})}{5\text{kW} \div 20\text{年間}} = \text{約}3,690\text{円/kW/年}$$

定期点検費用 パソコン交換費用

③ 住宅用太陽光発電の設備利用率

- 設備利用率について、2021年1月から2021年8月の間に収集したシングル発電案件の平均値は13.6%であった。昨年度の本委員会と同様、過去4年間に検討した数値の平均をとると13.7%となり、想定値（13.7%）と同水準であった（参考23）。
- これらをふまえ、2023年度の設備利用率の想定値は、2022年度の想定値13.7%を据え置くこととした。

¹¹ なお、定期報告データ（2021年1月～8月）の平均値は約666円/kW/年、ただし、報告の89%が0円/kWhであった。この原因としては、定期報告データがFIT制度開始後に運転開始したものであり、いまだ点検費用や修繕費用が発生していない可能性が考えられることから、留意が必要である。

【参考 23】過去 4 年間に検討した設備利用率

2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
13.6%	13.9%	13.7%	13.6%
平均値：13.7%			
想定値：13.7%			

④ 住宅用太陽光発電の余剰売電率・自家消費分の便益

- 余剰売電比率について、2021年1月から2021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 69.4%（中央値 69.9%）であり、想定値（70.0%）とほぼ同水準であった。このため、2023年の想定値については、2022年度の想定値を据え置くこととした。
- 2023年度の自家消費分の便益の想定値については、2021年度・2022年度と同様の考え方にに基づき、大手電力の直近9年間（2012年度（FIT制度開始）～2020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%）を加味した 26.34 円/kWh とした（2022年度想定値から ▲0.4%）（参考 17）。

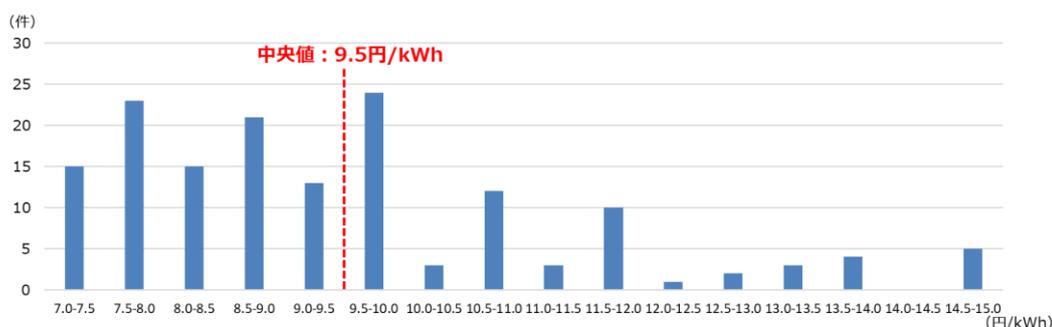
⑤ 住宅用太陽光発電の調達期間終了後の売電価格

- 2021年11月末に確認できた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¹²を確認したところ、その中央値は 9.5 円/kWh であった（参考 24）。
- 再エネ特措法上、調達価格の設定は「再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要する費用」等を基礎とすることとされており、中央値より高価格な水準を想定することもあり得る。しかし、10 円/kWh 水準以上のメニューは、当該小売電気事業者による電気供給とのセット販売であったり、蓄電池併設等の条件付きであったりすることが比較的多いため、状況を注視することが重要である。したがって、2023年度の想定値は、中央値の 9.5 円/kWh を採用することとした

¹² 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した。

(2022年度の想定値9.0円/kWhから+5.5%)。

【参考24】各小売電気事業者が公表している買取メニューの分布
(2021年11月末時点)



(7) 住宅用太陽光発電（地上設置）の取扱い

- 10-50kWの太陽光の申請件数は、2020年度に地域活用要件が設けられて以降、大幅に減少している一方、10kW未満（地上設置）の申請が急増している。（参考25）

【参考25】10kW未満の申請・認定件数（2022年1月時点）

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	合計
地上設置	申請件数	958	686	937	3,668	2,643	8,892
	認定件数	789	610	824	3,187	834	6,244
屋根設置	申請件数	151,881	150,488	146,355	126,747	173,563	749,033
	認定件数	143,499	145,207	142,791	123,775	141,110	696,382
合計	申請件数	152,839	151,174	147,292	130,415	176,206	757,925
	認定件数	144,288	145,817	143,615	126,962	141,944	702,626

- 申請内容等をふまえると、近接した10kW未満の複数設備（地上設置）で認定を取得し、地域活用要件を逃れるため設備を意図的に10kW未満に分割している疑いのある案件が見られる。
- こうした状況をふまえ、2021年度から10kW未満（地上設置）についても分割審査を行っているが、依然として設備を意図的に分割していると疑われる案件も存在し、また、地元とトラブルになる事例も生じている。
- 10kW未満の余剰買取方式は、いわゆる住宅用太陽光と呼ばれ、住宅等の建物の屋根等に設置し、自家消費を行った上で残余の電気の買取りを念頭とするものである。そのため、屋根設置の申請があった場合、現在も建物登記等の提出を求め、自家消費を行う建物の確認を行っている。

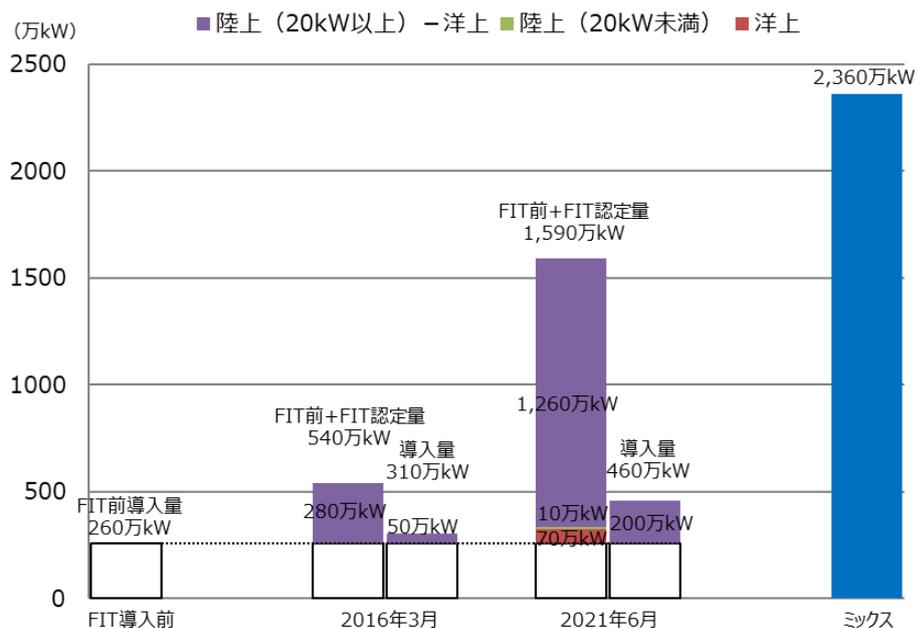
- 他方、地上設置の場合、現在は設置場所の土地登記簿謄本のみを求めている。そのため、近年、分割や地域とのトラブルが顕在化していることをふまえ、余剰買取の趣旨を明確化する観点から、地上設置として申請があった案件についても、実際に電気を消費する建物を確認するため、建物登記等の提出を求めることとした¹³。

¹³ なお、地上設置を厳格に取り扱うこととした場合、屋根設置の申請に不適切な案件が流れる可能性もある。そのため、現在、屋根設置の区分としては「住宅」、「共同住宅」、「事務所・工場・店舗」、「学校・公共施設」、「その他」の区分が存在しているが、特に「その他」の区分が選択されている場合、必要に応じて追加書類を求めるなどし、建物等の詳細などを厳格に確認することとする。

2. 風力発電

- 風力発電については、エネルギーミックス（2,360万kW）の水準に対して、現時点のFIT前導入量+FIT認定量は1,590万kW、導入量は460万kWである。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26～参考28）。

【参考26】風力発電のFIT認定量・導入量



※ 改正FIT法による失効分（2021年6月時点で確認できているもの）を反映済。

【参考27】陸上風力発電（新設）の年度別・規模別のFIT認定量・導入量

<FIT認定量> 単位：MW（件）

認定 (新設)	-20kW	20 -50kW	50 -250kW	250 -1000kW	1,000- 7,500kW	7,500- 10,000kW	10,000- 30,000kW	30,000- 37,500kW	37,500- 50,000kW	50,000kW-	全体合計
2012年度	0(3)	0(0)	0(0)	0(0)	124(31)	10(1)	304(16)	103(3)	133(3)	51(1)	725(58)
2013年度	0(4)	0(1)	0(0)	0(0)	78(23)	8(1)	0(0)	34(1)	38(1)	51(1)	209(32)
2014年度	0(32)	0(0)	0(0)	0(0)	135(28)	9(1)	344(17)	196(6)	42(1)	278(3)	1,004(88)
2015年度	3(189)	0(0)	0(0)	0(0)	76(18)	0(0)	100(5)	35(1)	86(2)	182(3)	482(218)
2016年度	44(2,286)	0(0)	0(0)	0(0)	306(62)	0(0)	316(16)	232(7)	379(9)	1,581(19)	2,858(2,399)
2017年度	47(2,393)	0(0)	0(0)	0(0)	72(15)	0(0)	63(3)	64(2)	88(2)	712(9)	1,045(2,424)
2018年度	42(2,192)	6(118)	0(0)	0(0)	87(15)	0(0)	86(4)	68(2)	164(4)	641(8)	1,094(2,343)
2019年度	0(17)	9(200)	0(0)	1(2)	74(16)	9(1)	170(8)	96(3)	92(2)	949(10)	1,398(2,599)
2020年度	0(2)	2(50)	0(0)	1(1)	69(14)	0(0)	192(10)	204(6)	438(10)	2,165(27)	3,072(120)
	137(7,118)	17(369)	0(0)	2(3)	1,022(222)	36(4)	1,575(79)	1,032(31)	1,458(34)	6,609(81)	11,888(7,941)

<FIT導入量> 単位：MW（件）

導入 (新設)	-20kW	20 -50kW	50 -250kW	250 -1000kW	1,000- 7,500kW	7,500- 10,000kW	10,000- 30,000kW	30,000- 37,500kW	37,500- 50,000kW	50,000kW-	全体合計
2012年度	0(4)	0(1)	0(0)	0(0)	22(11)	10(1)	78(4)	0(0)	0(0)	0(0)	110(21)
2013年度	0(6)	0(0)	0(0)	0(0)	43(8)	0(0)	182(10)	0(0)	0(0)	0(0)	225(24)
2014年度	0(42)	0(0)	0(0)	0(0)	44(13)	0(0)	17(1)	36(1)	0(0)	51(1)	148(58)
2015年度	2(131)	0(0)	0(0)	0(0)	34(8)	8(1)	137(7)	34(1)	92(2)	0(0)	308(150)
2016年度	6(303)	0(0)	0(0)	0(0)	51(13)	9(1)	47(2)	65(2)	0(0)	0(0)	178(321)
2017年度	10(504)	0(0)	0(0)	0(0)	20(5)	0(0)	66(3)	30(1)	42(1)	0(0)	167(514)
2018年度	6(308)	0(0)	0(0)	0(0)	68(18)	0(0)	151(8)	69(2)	122(3)	51(1)	468(340)
2019年度	5(250)	0(1)	0(0)	1(1)	42(10)	0(0)	16(1)	0(0)	45(1)	252(3)	360(267)
2020年度	28(1,548)	0(2)	0(0)	1(1)	324(86)	27(3)	694(36)	234(7)	301(7)	355(5)	1,964(1,695)

※ 2021年度6月末時点
※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

【参考 28】 陸上風力発電（リプレース）の年度別・規模別の FIT 認定量・導入量

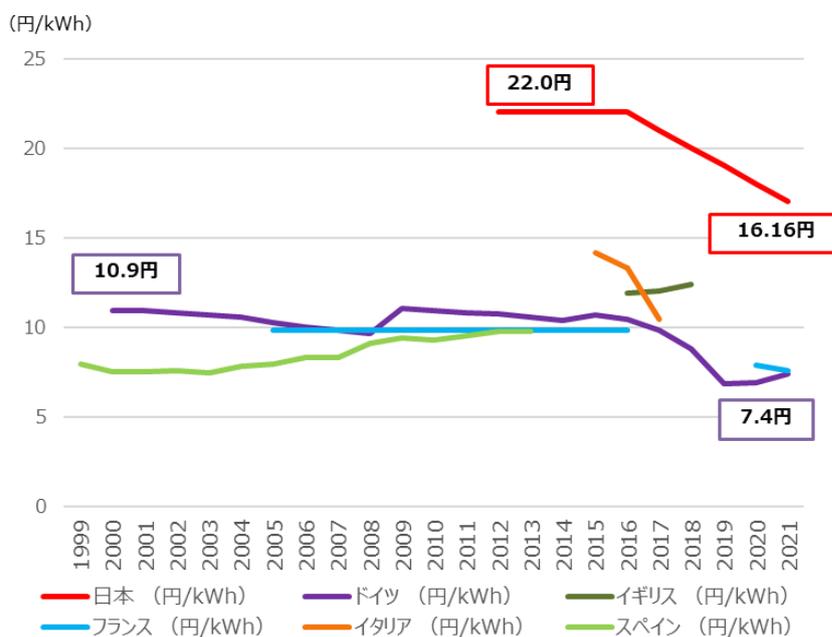
＜FIT認定量＞ 単位：MW（件）											
認定 (リプレース)	-20kW	20 -50kW	50 -250kW	250 -1000kW	1,000- 7,500kW	7,500- 10,000kW	10,000- 30,000kW	30,000- 37,500kW	37,500- 50,000kW	50,000kW-	全体合計
2017年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	8(3)	8(1)	20(1)	0(0)	0(0)	0(0)	36(5)
2018年度	0(0)	0(0)	0(0)	1(1)	19(5)	0(0)	35(2)	31(1)	0(0)	0(0)	86(9)
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)	27(11)	0(0)	300(15)	96(3)	43(1)	0(0)	466(31)
	0(0)	0(0)	0(0)	1(2)	54(19)	8(1)	356(18)	126(4)	43(1)	0(0)	588(45)

＜FIT導入量＞ 単位：MW（件）											
導入 (リプレース)	-20kW	20 -50kW	50 -250kW	250 -1000kW	1,000- 7,500kW	7,500- 10,000kW	10,000- 30,000kW	30,000- 37,500kW	37,500- 50,000kW	50,000kW-	全体合計
2017年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2018年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2019年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
2020年度	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	2(1)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	2(1)
	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	2(1)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	2(1)

※ 2021年度6月末時点
 ※ 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

- 買取価格は、陸上風力発電が 16.16 円/kWh（2021 年度入札における平均落札価格）、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）が 32 円/kWh（2021 年度）などであるが、海外の買取価格と比べて高い（参考 29）。

【参考 29】 風力発電（20,000kW）の各国の買取価格等



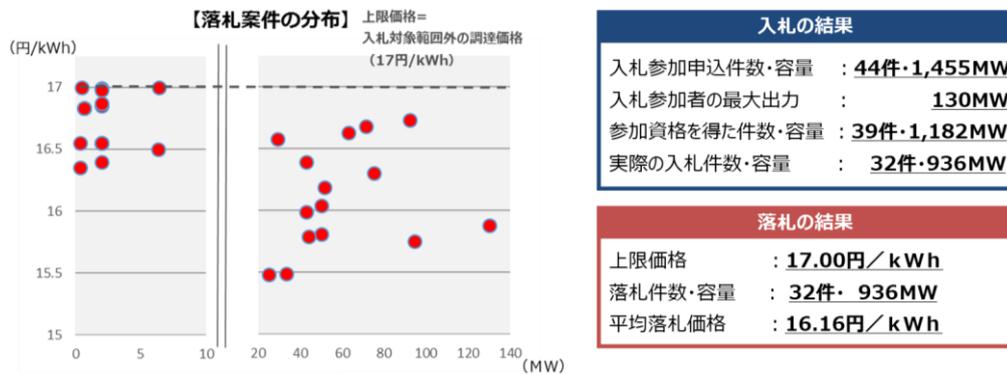
※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。
 欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

- 陸上風力発電については、2021 年度から入札制を適用（対象：250kW 以上）しており、第 1 回入札は、上限価格を 17.00 円/kWh（事前公表）、募集容量を 1,000MW とし、2021 年 10 月に実施した。
- 応札件数・容量は 32 件・936MW と、募集容量 1,000MW をわずかに下回り、応

札分は全件落札された。一方で、平均落札価格は 16.16 円/kWh と、上限価格 17.00 円/kWh を大きく下回っており、コスト低減が着実に進展していると評価できる（参考 30）。

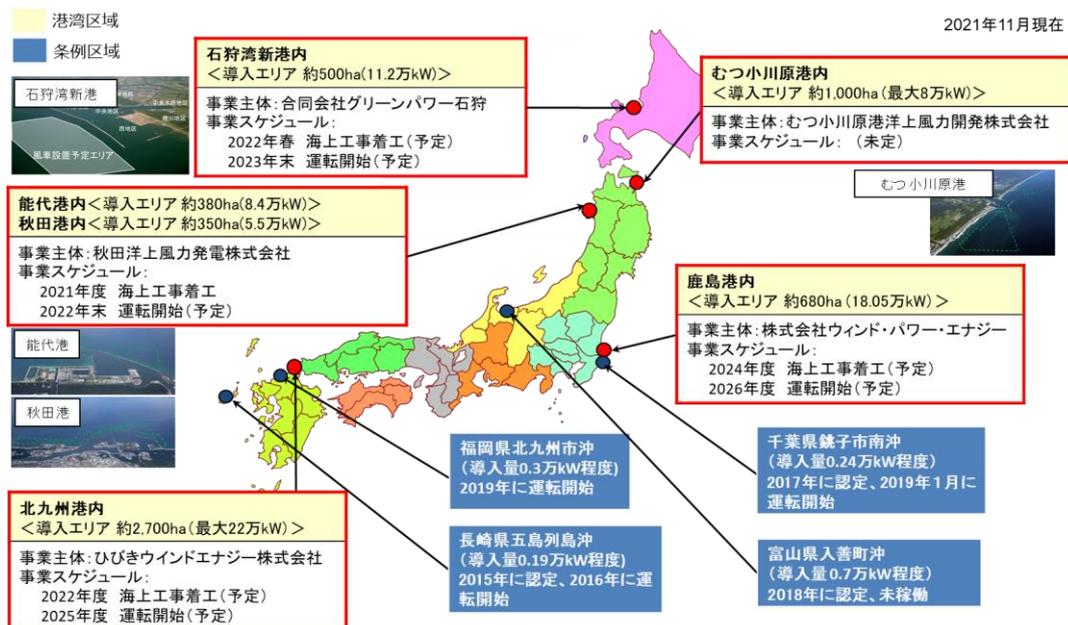
- なお、入札参加資格の審査のために事業計画を提出した件数・容量は 44 件・1,455MW であり、このうち 12 件・518MW は実際の入札まで進んでいない。その多くが、期日までの認定取得が困難等を理由に入札前に辞退したものである。

【参考 30】陸上風力発電の第 1 回入札（2021 年 10 月）の結果



- また、洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）においては、条例や港湾法に基づき海域占有許可を得た上で、小規模な洋上風力発電を導入（条例 4 区域、港湾 5 区域）が進んでいる（参考 31）。

【参考 31】港湾法・都道府県条例に基づき海域占有許可



- 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 32 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ふまえ、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 32】再エネ海域利用法の施行等の状況



- 秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖、秋田県由利本荘市沖並びに千葉県銚子市沖については、2020年7月に促進区域に指定し、2020年11月～2021年5月に公募を実施した。当該公募で提出された公募占用計画について、学識者・専門家により構成される第三者委員会の意見と秋田県知事・千葉県知事の意見を参考にしつつ、評価を行い、事業者を選定した（2021年12月24日公表）。選定結果の詳細は参考 33 のとおりである。選定事業者の供給価格は13.26円/kWh、11.99円/kWh、16.49円/kWhであった。

【参考 33】再エネ海域利用法に基づく公募の評価結果

事業者名	評価点			選定事業者
	合計 (240点満点)	価格点 (120点満点)	事業実現性に関する得点 (120点満点)	
(1) 秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖の評価結果				
秋田能代・三種・男鹿オフショアアウインド	208	120 (13.26円/kWh)	88	○
公募参加事業者 1	160.52	87.52	73	
公募参加事業者 2	157.77	93.77	64	
公募参加事業者 3	149.35	71.35	78	
公募参加事業者 4	127.04	59.04	68	
(2) 秋田県由利本荘市沖の評価結果				
秋田由利本荘オフショアアウインド	202	120 (11.99円/kWh)	82	○
公募参加事業者 5	156.65	83.65	73	
公募参加事業者 6	149.73	58.73	91	
公募参加事業者 7	144.20	78.20	66	
公募参加事業者 8	140.58	62.58	78	
(3) 千葉銚子市沖の評価結果				
千葉銚子オフショアアウインド	211	120 (16.49円/kWh)	91	○
公募参加事業者 9	185.6	87.60	98	

※なお、価格点については、公募占用指針に基づき右記の計算式により算出（計算式：価格点＝120点×（最も低い供給価格/当該事業者の供給価格））

(1) 陸上風力発電の 2023 年度に FIP 制度のみ認められる対象等

- FIP 制度は、再エネの自立化へのステップとして電力市場への統合を促していくものであり、FIT 制度から、他電源と共通の環境下で競争する自立化までの途中経過に位置付けられるものである。太陽光や地熱、中小水力、バイオマスといった他の再エネ電源については、来年度から FIP 制度のみ認められる対象が設定されている中で、風力発電についても、早期に FIP 制度の対象としていくことが重要である。
 - 昨年度の本委員会で、陸上風力発電については、2021 年度から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こうとしている中で、さらに 2022 年度に FIP 制度のみ認められる対象も設定することで、風力発電事業への参入障壁が急激に高まり、継続的に進んでいる案件形成が損なわれてしまう懸念から、2022 年度に FIP 制度のみ認められる対象については設けないこととした。
 - 今年度から導入された入札制については、前述のとおり、入札容量が 0.94GW と、募集容量 1.0GW にわずかに達しなかったものの、平均落札価格は 16.16 円/kWh と、上限価格 17.00 円/kWh を大きく下回っていることから、概ね順調な入札結果であったと評価できる。
 - こうした入札結果や他の電源の FIP 対象をふまえ、陸上風力発電については、2023 年度に FIP 制度のみ認められる対象を設定することとした。
 - 具体的な対象については、他の電源と同様に、まずは 1,000kW 以上とした上で段階的に対象拡大していくことも考えられるが、
 - 250～1,000kW は入札対象とされており、今年度入札でも、落札件数の総数 32 件に対して 6 件の落札があり、十分にコスト競争力のある規模だと考えられること
 - 50～250kW は、これまで全く認定・導入のない規模帯であるが、FIP 制度のみ認められる対象を仮に 250kW 以上とした場合に、FIP 制度の適用を回避する可能性も排除できないこと
- から、2023 年度に FIP 制度のみ認められる対象を 50kW 以上とした¹⁴。

¹⁴ なお、2022 年度と同様、沖縄地域・離島等供給エリアにおいては、引き続き FIT 制度を適用できることとする。

- その上で、50kW 未満については、FIP 制度の新規認定・移行認定が認められる範囲の下限が 50kW であることもふまえて、当面は地域活用電源として支援していくこととした。
- ただし、リプレース区分については、小規模の自治体出資等の案件のリプレースも想定されることから、他の電源のリプレース区分の取扱いと同様に、2023 年度に FIP 制度のみ認められる対象を 1,000kW 以上とし、1,000kW 未満については、当面は地域活用要件電源として支援していくこととした。

(2) 陸上風力発電の地域活用要件

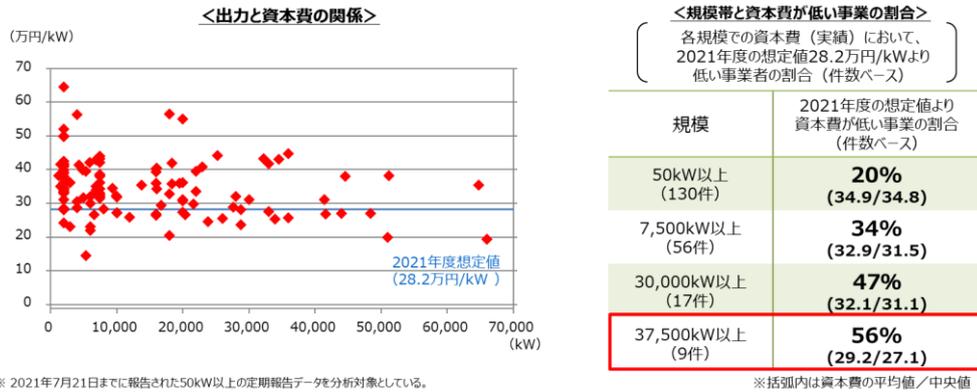
- 陸上風力発電の地域活用要件の具体内容については、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電と同様に、太陽光発電と比べて立地制約が大きいことから、地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電と同様の要件を設定する方向で検討することとした。

(3) 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

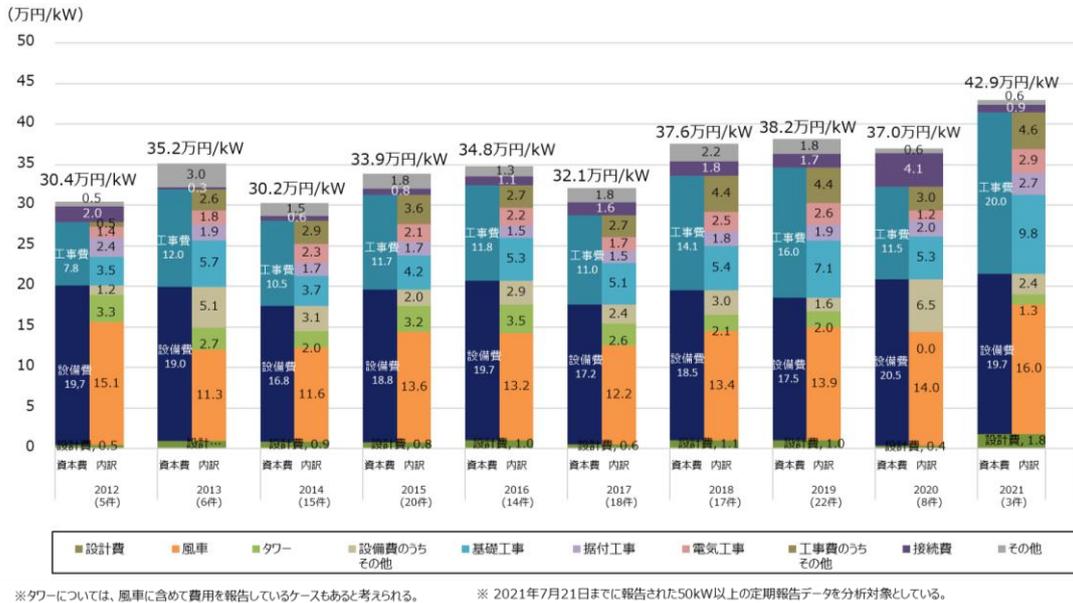
- 陸上風力発電については、コスト分析（資本費、接続費、運転維持費、設備利用率）では、50kW 以上を対象に実施した。
- 2021 年度、2022 年度、2023 年度の調達価格等における資本費の想定値 28.2 万円/kW、27.9 万/kW、27.5 万円/kW に対して、定期報告全体での中央値は 34.8 万円/kW となっている。ただし、7,500kW 以上（旧環境影響評価制度の第 2 種事業の対象）では 31.5 万円/kW、より大規模な 30,000kW 以上では 31.1 万円/kW、さらに大規模な 37,500kW 以上（現行の環境影響評価制度の第 2 種事業の対象）では 27.1 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 34）。

【参考 34】 陸上風力発電の規模別の資本費



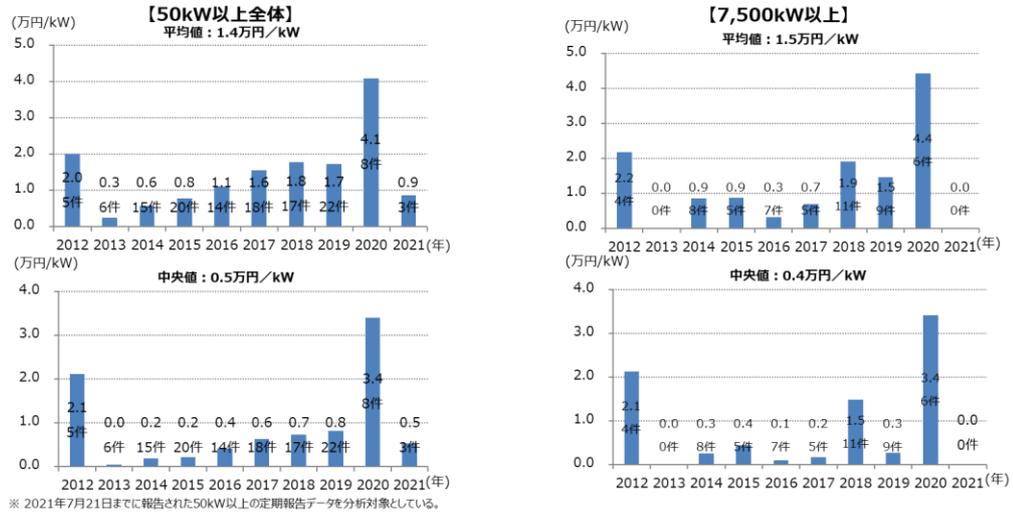
- 陸上風力発電の資本費の構成を設置年別に分析すると、各設置年の平均値はやや増加傾向であり、特に工事費が増加傾向であるが、各設置年の件数も小さく、設置年ごとのばらつきが大きいことにも留意する必要がある（参考 35）。

【参考 35】 陸上風力発電の資本費及びその構成の設置年別推移



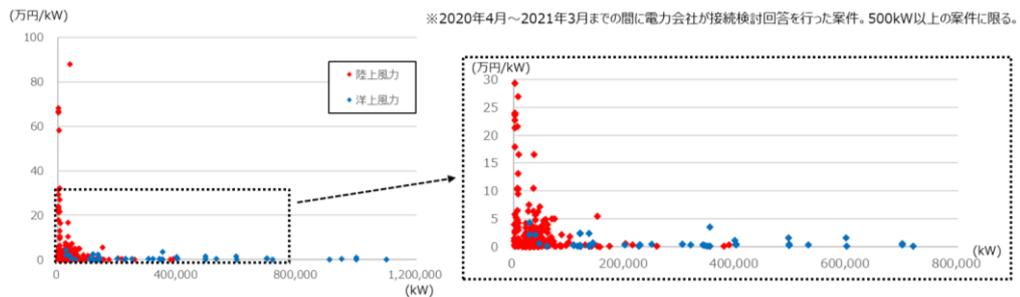
- 定期報告データにより、接続費（資本費の内数）を設置年別に分析すると、平均値は1.4万円/kW、中央値は0.5万円/kWとなっており、高額な案件が全体の平均値を引き上げていることを勘案して中央値を参照すると、想定値（1.0万円/kW）を下回った。なお、7,500kW以上の比較的大規模な案件に限定して分析しても、同様の傾向がみられた（参考 36）。

【参考 36】 陸上風力発電の接続費の推移



- また、今年度も昨年度と同様に、電力会社が接続検討回答を行った際に各発電事業者に提示した費用のデータ（299件）の分析を行った結果、平均値は3.5万円/kWh、中央値は0.6万円/kWhであった。なお、定期報告データと接続検討回答結果データでは、それぞれ対象としている事業の熟度が異なる。接続検討回答で得た接続費の見込みもふまえて、発電事業者は事業性を判断することから、接続検討回答データには、最終的に事業化に至らない案件が含まれている可能性が非常に大きいことに留意する必要がある（参考 37）。

【参考 37】 接続検討回答を行った際に電力会社が提示した接続費



② 陸上風力発電の運転維持費

- 運転維持費については、2021～2023年度の調達価格等における想定値0.93万円/kWh/年に対して、定期報告データ全体での中央値は1.29万円/kWh/年となっている。ただし、7,500kW以上（旧環境影響評価制度の第2種事業の対象）では1.07万円/kWh/年、より大規模な30,000kW以上では0.99万円/kWh/年、さらに大規模な37,500kW以上（現行の環境影

響評価制度の第2種事業の対象)では0.96万円/kW/年となっており、大規模案件ほど低い運転維持費で事業を実施できている傾向にある(参考38)。

【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・期間別にみると、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、風車の大型化や効率化によって、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。
- 2021年度の想定値25.6%を超えるデータは多く、特に2013年度以降の設置案件の平均値・中央値のほとんどが、25.6%を超えている。また、2023年度の想定値28.0%を超えるデータもいくつか見られる。一方で、件数も限られ、データのばらつきが大きいことには留意する必要がある(参考39)。

【参考 39】陸上風力発電の設置年別の設備利用率

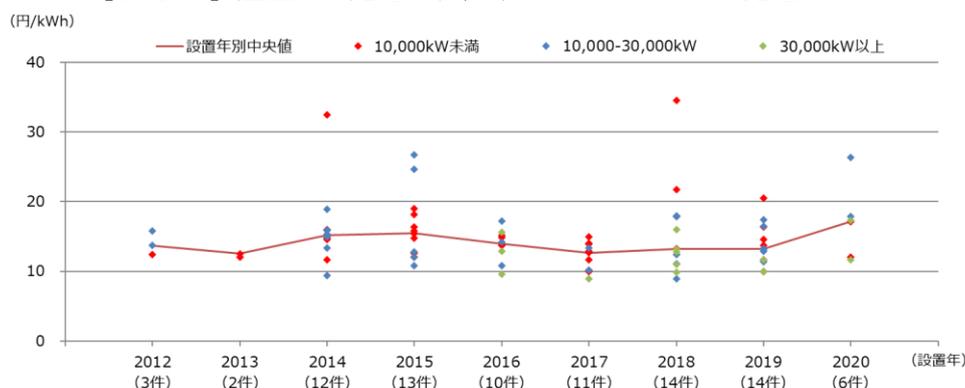
50kW以上全体	設備利用率（平均値）				50kW以上全体	設備利用率（中央値）			
	今年度のデータ (2020年6月～ 2021年5月)	昨年度のデータ (2019年6月～ 2020年5月)	2年前のデータ (2018年6月～ 2019年5月)	3年前のデータ (2017年7月～ 2018年6月)		今年度のデータ (2020年6月～ 2021年5月)	昨年度のデータ (2019年6月～ 2020年5月)	2年前のデータ (2018年6月～ 2019年5月)	3年前のデータ (2017年7月～ 2018年6月)
設置年	2020年	27.3%(6)			2020年	27.5%			
	2019年	26.9%(16)	24.6%(6)		2019年	25.9%	22.9%		
	2018年	26.0%(6)	31.2%(2)	31.4%(2)	2018年	27.3%	31.2%	31.4%	
	2017年	26.8%(17)	25.7%(15)	23.7%(12)	26.2%(4)	2017年	26.4%	25.7%	22.2%
	2016年	26.4%(13)	27.8%(11)	27.5%(15)	29.7%(10)	2016年	27.8%	27.7%	27.1%
	2015年	24.1%(16)	26.9%(19)	27.5%(19)	27.1%(17)	2015年	24.0%	27.7%	28.9%
	2014年	22.6%(14)	26.0%(20)	27.5%(18)	27.3%(19)	2014年	21.8%	27.4%	29.3%
	2013年	25.4%(6)	28.2%(11)	27.2%(9)	29.2%(11)	2013年	26.4%	29.9%	28.1%
	2012年	20.8%(7)	18.2%(8)	21.1%(8)	22.9%(9)	2012年	24.7%	17.3%	22.8%
	2011年	22.3%(13)	22.2%(14)	23.0%(11)	22.9%(14)	2011年	23.4%	23.9%	25.8%
	2006～ 2010年	20.3%(97)	20.0%(99)	20.0%(83)	20.1%(103)	2006～ 2010年	19.3%	19.2%	18.9%
	2000～ 2005年	17.5%(107)	17.7%(124)	18.5%(102)	17.9%(143)	2000～ 2005年	17.5%	17.7%	18.6%

※括弧内は件数

④ 陸上風力発電の kWh 当たり発電コスト

- 陸上風力発電について案件ごとの kWh 当たり発電コストを分析すると、各設置年別の中央値は、概ね 10 円台前半で横ばいに推移していること分かった。また、各案件の kWh 当たりの発電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、なかには、価格目標（8～9 円/kWh）付近のコストで事業を実施できている案件もある。（参考 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



※2021年7月21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は43.3万円/kWであり、2021年度の想定値（27.2万円/kW）¹⁵よりも高かった（参考41）。他方、件数が1件に限定されているため、リプレース区分の資本費の検討にあたっては、引き続き、実態把握が必要である。
- 運転維持費の定期報告データは1件で、0.95万円/kW/年であり、想定値（0.93万円/kW/年）とほぼ同水準であった。
- 設備利用率のデータについては、現時点までに得られていない。
- このように、リプレース区分については、いずれもデータの数が非常に限られている点に留意が必要であるが、今後、認定案件が稼働する中で得られるコストデータを注視することが重要である。

【参考41】 陸上風力発電の新設とリプレースの資本費の比較



¹⁵ 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。

(4) 陸上風力発電（新設）の 2024 年度の入札上限価格

① 陸上風力発電（新設）の 2024 年度の入札上限価格設定方法

- 昨年度の本委員会で、向こう 3 年間の複数年度の上限価格を取りまとめたことをふまえ、今年度の本委員会では、2024 年度の上限価格の設定方法について、取りまとめることとした。
- 資本費については、昨年度の本委員会では、30,000kW 以上の中央値に着目して、2023 年度の想定値を 27.5 万円/kW としたが、
 - 陸上風力発電の FIT 認定は、小規模事業と大規模事業に大きく二分化しており、特に大規模事業が近年、増加傾向にあること
 - 今年度入札において、平均落札価格は 16.16 円/kWh と、上限価格 17.00 円/kWh を大きく下回っており、非常に効率的な費用水準が想定されること

から、2024 年度の想定値については、37,500kW 以上（現行の環境影響評価制度における第 2 種事業の対象）の中央値に着目して、27.1 万円/kW とした。

- 運転維持費については、同様に 37,500kW 以上の中央値に着目すると、0.96 万円/kW/年と、2023 年度の想定値 0.93 万円/kW/年と同程度の水準であったことから、2024 年度の想定値は、2023 年度の想定値 0.93 万円/kW/年を据え置くこととした。
- 設備利用率については、設置年別・期間別のデータにおいて、2021 年度の想定値 25.6%を超えるデータが多く、特に 2013 年度以降の設置案件の平均値・中央値のほとんどが、25.6%を超えている。また、2023 年度の想定値 28.0%を超えるデータもいくつか見られたものの、件数も限られ、ばらつきも大きいことから、2024 年度の想定値は 2023 年度の想定値 28.0%を据え置くこととした。

② 陸上風力発電の IRR

- 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、「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。
- こうした中で、昨年度の本委員会では、

- 民間機関の調査によれば、日本の陸上風力発電の資金調達コストは、供給量勘案上乘せ措置を導入することとした2014年下半期と比較して、2.4~3.5%程度、低減していること（2020年下半期時点）
- 一方で、急激なIRRの想定値の変更は、上限価格等の予見可能性を低くし得ることや、入札制の適用等を今後導入していく中で、事業リスクについては見極めていく必要があること

から、資金調達コストの低減の一部を反映させ、2021~2023年度の陸上風力発電のIRRの想定値は1%低減（すなわち、新設区分は7%、リプレース区分は5%）とした。

- 2024年度のIRRの想定値については、以下の状況や2024年度まで向こう2年間の期間があることをふまえて、さらに1%低減させて、新設区分は6%、リプレース区分は4%とすることとした。
 - 直近5年間、年間1~3GW程度の認定が続いており、また、今年度の入札結果も概ね順調であったこと
 - 民間機関の調査によれば、日本の陸上風力発電の資金調達コストは、供給量勘案上乘せ措置を導入することとした2014年下半期と比較して、2.7~3.7%程度、低減していること（2021年上半期時点）（参考42）
 - 環境影響評価に係る規模要件の見直しや系統運用の見直し等、陸上風力発電を取り巻く事業環境の変化

【参考42】陸上風力発電の資金調達コスト

	2014年度下半期	最新（2021年上半期）
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%
融資分の資金調達コスト （Cost of Debt）	5.27%	1.50~2.00%
自己資本分の資金調達コスト （Cost of Equity）	6.0%	4.5~5.5%
資金調達 コスト	5.45%	1.80~2.70%

出典：BloombergNEFデータより資源エネルギー庁作成。

(5) 陸上風力発電（新設）の2024年度の入札対象外の調達価格・基準価格

- 2024年度の入札対象範囲外の調達価格については、2021~2023年度と同様、入札上限価格と整合的になるように、入札上限価格と同様の想定値を用いて設定することとした。

(6) 陸上風力発電（リプレース）の2022年度の調達価格・基準価格

- これまで、リプレース区分については、FIT認定の件数・容量が限定的であり、入札がもたらす競争・価格低減のメカニズムが期待しにくいことから、入札制の対象としないこととしてきた。引き続き、同様の傾向にあることから、2022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1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、2022年度のリプレース区分の資本費の想定値については、2021年度までと同様、2022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することとした。
- なお、IRRについては、昨年度の本委員会での取りまとめのとおり、2022年度については、5%とする。

(7) 洋上風力発電の2023年度以降にFIP制度のみ認められる対象等

- FIP制度は、再エネの自立化へのステップとして電力市場への統合を促していくものであり、FIT制度から、他電源と共通の環境下で競争する自立化までの途中経過に位置付けられるものである。他の再エネ電源については、来年度からFIP制度のみ認められる対象が設定されている中で、風力発電についても、早期にFIP制度の対象としていくことが重要である。
- 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や評価結果をふまえると、再エネ海域利用法適用外を含め、国内の着床式洋上風力発電において、一定程度の競争効果が見込まれる
 - 欧州では、着床式洋上風力発電についてはFIP制度が主流とされている中、日本においても、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により、事業者の多様なビジネスモデルへの習熟を促すことが重要である

- 再エネ海域利用適用対象/適用外で FIT/FIP 制度の取扱い対象に差を設けると、不当に再エネ海域利用法の適用を回避するインセンティブを与えかねない
- 一方で、2023 年度に認定取得が見込まれる秋田県八峰町及び能代市沖における着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）については、FIT 制度を前提として、すでに公募を開始している

ことから、再エネ海域利用法適用対象/適用外によらず、2024 年度より FIP 制度のみ認められることとした。

- 一方で、浮体式洋上風力発電については、国内外において実証事業の着実な進展がみられるものの、海外においても、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ふまえ、2023 年度・2024 年度も、FIP 制度のみ認められる区分等を設けなかったとした上で、今後の動向をふまえ検討することとした。

(8) 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の 2023 年度の取扱い

- 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、2020 年度には入札制を適用していたが、昨年度の本委員会で、2020 年度の入札実績や、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）は極めて小規模な案件が見込まれることから、2021 年度以降に認定を取得しようとする着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）はそもそも限定的と考えられ、入札制による競争効果もあまり期待できないため、2021 年度・2022 年度は入札対象範囲外とした。
- その上で、2022 年度の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の調達価格・基準価格については、秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖、秋田県由利本荘市沖並びに千葉県銚子市沖における着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）の FIT 認定取得が 2022 年度前後に見込まれることをふまえ、当該地域の公募における供給価格上限額と同額の 29 円/kWh とした。
- 2023 年度の着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の調達価格・基準価格についても、同様の考え方にに基づき、秋田県八峰町及び能代市沖における着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）の FIT 認定取得が 2023 年度前後に見込まれることから、当該地域の公募における供給価格上限額と同額の 28 円/kWh と設定することが考えられる。

- 一方で、2021年12月末に、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）の公募の評価結果が明らかとなり、当該公募における複数事業者の参加状況や評価結果をふまえると、国内の洋上風力発電においても、一定程度の競争効果が見込まれ、着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の区分においても、案件形成の動きも見込まれることから、2023年度については、改めて入札制を適用することとした。

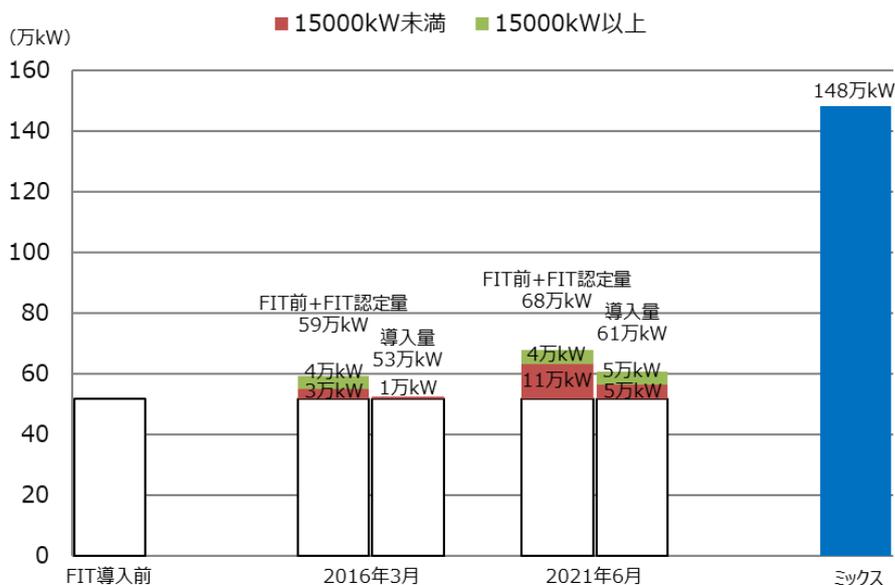
(9) 浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2024年度の調達価格・基準価格

- 国内における洋上風力発電のFIT導入件数・導入容量は2件・4MW、FIT認定件数・認定容量は10件・668MWとなっている（2021年6月時点）。このうち、浮体式洋上風力発電は、FIT導入・認定いずれも1件・2MWのみとなっており、当該発電事業は、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。
- 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、2023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。
- 加えて、浮体式洋上風力発電は、国内外において実証事業の着実な進展がみられるものの、海外においても、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。
- 浮体式洋上風力発電については、上述の動向をふまえ、将来的な浮体式洋上風力発電の普及拡大を見据えつつ、事業者の予見可能性を高めることが重要であることから、引き続き、2023年度の想定値を維持することとした。
- その上で、技術開発や環境整備の進展、海外におけるコスト低減やビジネスリスクの動向等をふまえて、今後、想定値の設定の仕方を含め、検討することとした。

3. 地熱発電

- 地熱発電については、エネルギーミックス (148 万 kW) の水準に対して、2021 年 6 月末時点では、FIT 前導入量+FIT 認定量は 68 万 kW、導入量は 61 万 kW である (参考 43、参考 44)。

【参考 43】地熱発電の FIT 認定量・導入量



※ 改正FIT法による失効分 (2021年6月時点で確認できているもの) を反映済。

【参考 44】地熱発電の年度別・規模別の FIT 認定量・導入量

<地熱発電 (新設) のFIT認定量> 単位: kW (件)

認定 (新設)	100kW未満	100kW以上 500kW未満	500以上 1,000kW未満	1,000kW以上 2,000kW未満	2,000以上 7,500kW未満	7,500以上 15,000kW未満	15,000kW以上	合計
2012年度認定	97(2件)	225(2件)	0(0件)	3,405(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,727(6件)
2013年度認定	161(3件)	440(1件)	500(1件)	0(0件)	9,330(2件)	0(0件)	0(0件)	10,431(7件)
2014年度認定	342(9件)	215(2件)	0(0件)	0(0件)	12,049(2件)	0(0件)	46,199(1件)	58,805(14件)
2015年度認定	203(5件)	2,905(17件)	1,100(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	4,208(24件)
2016年度認定	424(8件)	2,482(12件)	550(1件)	0(0件)	4,444(1件)	0(0件)	0(0件)	7,900(22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)	10,938(3件)	14,900(1件)	0(0件)	29,019(13件)
2021年度認定	0(0件)	500(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	500(2件)
合計	1,975(43件)	7,777(39件)	3,495(6件)	5,403(3件)	36,761(8件)	29,800(2件)	46,199(1件)	131,410(102件)

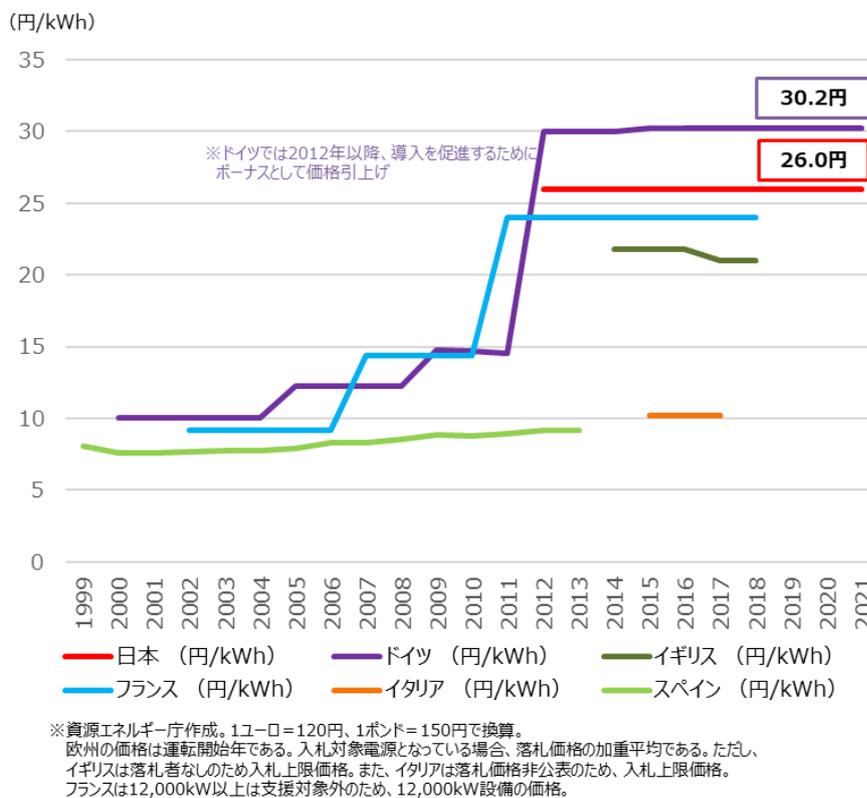
<地熱発電 (新設) のFIT導入量> 単位: kW (件)

導入 (新設)	100kW未満	100kW以上 500kW未満	500以上 1,000kW未満	1,000kW以上 2,000kW未満	2,000以上 7,500kW未満	7,500以上 15,000kW未満	15,000kW以上	合計
2012年度認定	97(2件)	225(2件)	0(0件)	3,405(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,727(6件)
2013年度認定	161(3件)	440(1件)	500(1件)	0(0件)	9,330(2件)	0(0件)	0(0件)	10,431(7件)
2014年度認定	342(9件)	215(2件)	0(0件)	0(0件)	12,049(2件)	0(0件)	46,199(1件)	58,805(14件)
2015年度認定	134(4件)	2,905(17件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,038(21件)
2016年度認定	375(7件)	1,122(7件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1,497(14件)
2017年度認定	99(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	99(2件)
2018年度認定	274(6件)	480(1件)	720(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1,474(8件)
2019年度認定	50(1件)	250(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	300(2件)
2020年度認定	130(3件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	130(3件)
2021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	1,662(37件)	5,637(31件)	1,220(2件)	3,405(2件)	21,379(4件)	0(0件)	46,199(1件)	79,502(77件)

※2021年6月末時点 ※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。
 ※リリース区分については、全設備更新で16,600kW (2件) の認定、地下設備流用で12,500kW (1件) の認定・導入がある。

- 2021年度の買取価格は、15,000kW以上で26円/kWh、15,000kW未満で40円/kWhである（参考45）。

【参考45】地熱発電（30,000kW）の各国の買取価格等



(1) 地熱発電のコスト動向

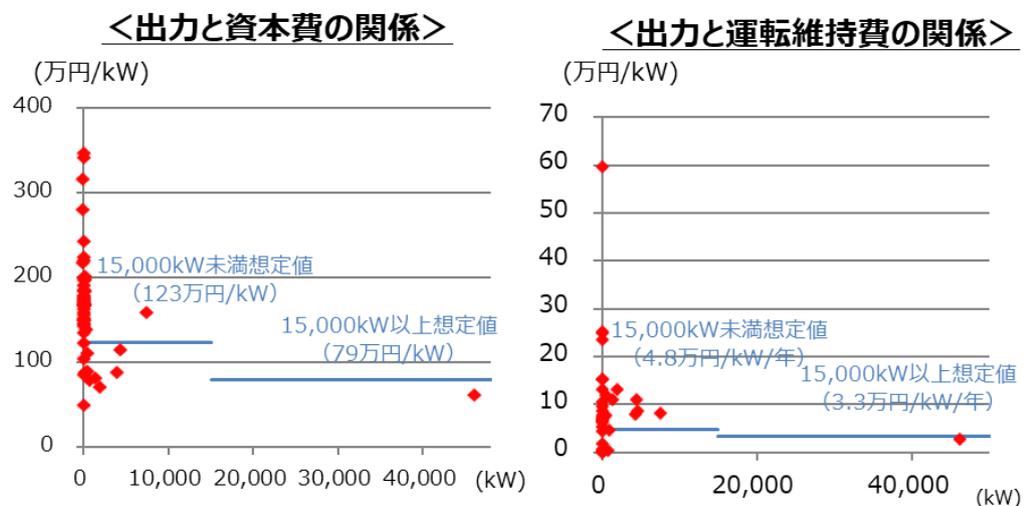
① 地熱発電の資本費・運転維持費

- 15,000kW未満の資本費の定期報告データは56件、運転維持費の定期報告データは34件であった。
- 資本費の平均値は167万円/kW、中央値は168万円/kWとなり、想定値（123万円/kW）を上回った。また、運転維持費の平均値は10.3万円/kW/年、中央値は7.8万円/kW/年となり、想定値（4.8万円/kW/年）を上回った。
- 一方で、中規模（1,000-7,500kW）案件では、導入件数が少ないものの、平均値は102万円/kWと想定値（123万円/kW）を下回っており、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件で

あった。資本費は 61 万円/kW となり、想定値 (79 万円/kW) を下回った。また、運転維持費は 2.8 万円/kW/年となり、想定値 (3.3 万円/kW/年) を下回った。

- リプレース区分の資本費の定期報告データは 1 件 (15,000kW 未満・地下設備流用区分) であった。資本費が 69 万円/kW となり、想定値 (77 万円/kW) を下回った。なお、運転維持費のデータは現時点では得られていない。(参考 46)

【参考 46】地熱発電の出力と資本費・運転維持費の関係



※資本費・運転維持費については、2021年7月21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。

- より詳細に資本費・運転維持費の規模別内訳を分析すると、資本費については、100kW 未満は平均値 188 万円/kW、100-1,000kW は平均値 154 万円/kW となっている一方、データが少ない点に留意が必要であるが、1,000-7,500kW は平均値 102 万円/kW、15,000kW 以上は 61 万円/kW となっており、1,000kW を超えると特に低コストでの設置が可能となっている。運転維持費については、得られたデータが少ない点に留意が必要ではあるが、規模によるコストの違いはみられなかった。(参考 47)

【参考 47】地熱発電の規模別のコスト動向

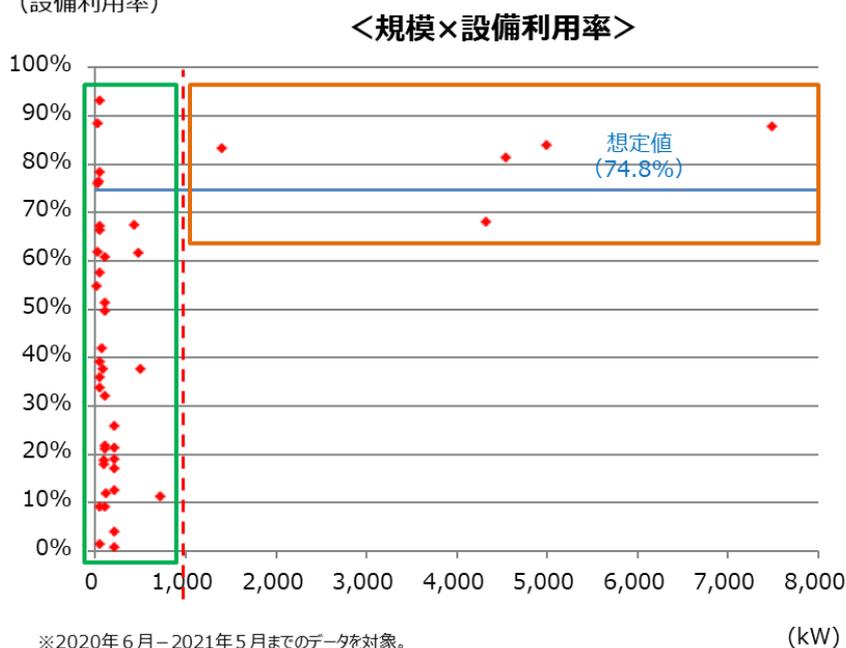
	-100kW	100-1,000kW	1,000-7,500kW	7,500-15,000kW	15,000kW-
認定件数	43件	45件	11件	2件	1件
導入件数	37件	33件	6件	0件	1件
資本費 平均値 (万円/kW)	188	154	102	—	61
運転維持費 平均値 (万円/kW/年)	10.0	11.3	10.0	—	2.8※

※15,000kW以上の定期報告データ1件は運転開始から1年を経過した年度のデータであるため、今後の動向に留意が必要。

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 44.2%、中央値は 39.2%となっており、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 81.0%、中央値は 83.3%となっており、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 73.0%であり、想定値 (73.9%) とほぼ同水準であった。
(参考 48)

【参考 48】地熱発電の出力と設備利用率の関係
(設備利用率)



(2) 地熱発電の2024年度にFIP制度のみ認められる対象等

- 地熱発電については、地元調整、関係法令の手続き等を勘案し、これまで向こう3年間の複数年度の調達価格を取りまとめてきたことをふまえると、引き続き向こう3年間について取扱いを決定することは効果的と考えられる。2023年度までは既に取扱いが決定しているところ、2024年度取扱いについて、本年度に示すこととした。
- 新規認定においてFIP制度のみ認められる対象については、昨年度の本委員会では、以下の理由から、2022年度・2023年度の新規認定でFIP制度のみ認められる地熱発電の対象を、1,000kW以上とした。
 - 資本費や運転維持費、設備利用率のデータが1,000kW未満と1,000kW以上で、分布の傾向が異なっていたこと
 - 地熱発電は、ベースロード電源であり出力が安定していることから、発電予測が比較的容易、需要側が単体の電源から安定した電気を調達しやすい、といった特徴があるため、FIP制度により、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられること
- 上述のとおり、地熱発電は、自立化へのステップとして、早期に電力市場へ統合していくことが適切である。一方で、定期報告データを用いて規模別のコスト動向を分析したところ、1,000kWを超えると比較的lowコストでの事業実施が可能な傾向にあるが、1,000kW未満についてはコスト水準が高く、資本費の分散も大きい。また、現時点ではFIP制度開始前であり制度開始後の動向を注視する必要がある。
- 以上をふまえ、新規認定でFIP制度のみ認められる地熱発電の対象について、2024年度についても、引き続き1,000kW以上とした。
- また、全設備更新や地下設備流用の区分等については、いずれも認定・導入実績に限られるが、地熱発電の電源特性は、新設も全設備更新も地下設備流用も同様と考えられることから、昨年度の本委員会において、2022年度・2023年度の新規認定でFIP制度のみ認められる対象を1,000kW以上とした。同様の考え方にに基づき、2024年度についても、引き続き1,000kW以上とすることとした。

(3) 地熱発電の地域活用要件

- 昨年度の本委員会で、地熱発電の地域活用要件の具体内容については、自家消費型・地域消費型/地域一体型の要件を取りまとめ、これらの要件

を 2022 年度及び 2023 年度は継続し、今後、必要に応じて見直すこととした。

- これらの要件の適用が未だなされていない状況であることもふまえ、2024 年度についても、基本的に同様の要件を維持して、今後の動向に注視することとした。
- なお、地域活用要件には、「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」との要件があり、当該要件を満たしている案件については、地域一体型の地域活用電源として、FIT 制度による支援の対象に位置付けられる。
- この「地方公共団体の名義の取り決め」については、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ものと、昨年度の本委員会で整理されていることから、改正地球温暖化対策推進法に基づく認定も含まれるものと整理した。

(4) 地熱発電の 2024 年度の調達価格・基準価格

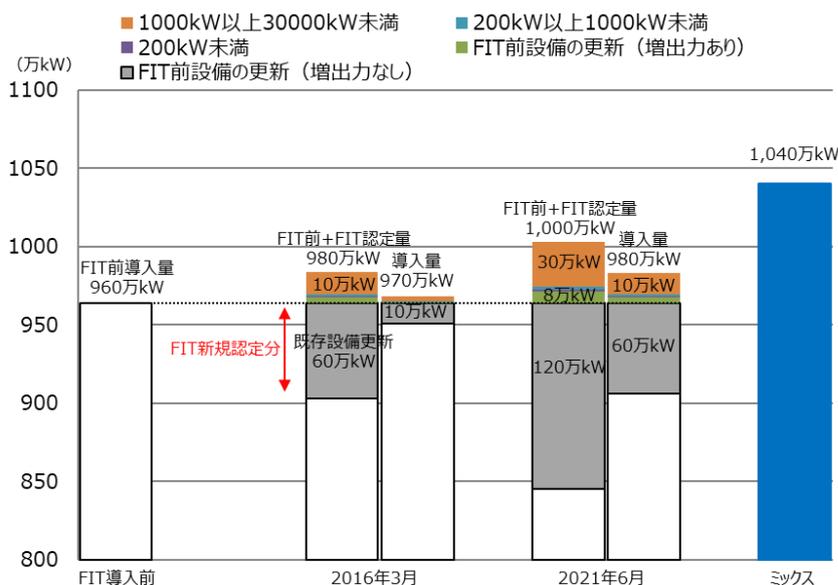
- 15,000kW 未満（新設）について、コストデータによれば、
 - 資本費・運転維持費は、平均値・中央値いずれも、2023 年度の調達価格における想定値を上回っている。
 - 設備利用率については、平均値・中央値いずれも、2023 年度の調達価格における想定値を下回っている。
- 価格目標で中長期的な自立化を目指していることをふまえれば、調達価格・基準価格を 2023 年度よりも引き上げることは適当ではないと考えられる一方、実績では引き下げる水準にも至っておらず、世界的にも価格低減が進んでいるとはいえない。
- 以上をふまえ、2024 年度の 15,000kW 未満の調達価格・基準価格については、2023 年度の 15,000kW 未満の調達価格・基準価格における想定値を維持することとした。
- その上で、特に資本費や設備利用率については、小規模案件において、非常にばらつきが大きいことから、その要因等について、来年度の本委員会において、より詳細な分析を行うこととした。

- 15,000kW以上(新設)について、導入済み1件のコストデータによれば、資本費・運転維持費は2023年度の調達価格における想定値を下回っており、設備利用率は想定値と同程度であるが、まだ報告数が1件のみと少ない。このため、動向を注視することとし、2024年度の15,000kW以上の調達価格・基準価格については、2023年度の15,000kW以上の調達価格・基準価格における想定値を維持することとした。
- なお、全設備更新や地下設備流用の区分等については、15,000kW未満における地下設備流用区分の1件のみしか導入実績がない。また、全設備更新や地下設備流用の区分等の調達価格における資本費は、新設の区分等の調達価格における資本費の想定値から、接続費や地下設備の費用を差し引いた値を想定している。これらをふまえ、全設備更新や地下設備流用の区分等についても、新設の区分等と同様、引き続き、2024年度の各調達価格・基準価格については、2023年度の調達価格・基準価格における想定値を維持することとした。

4. 中小水力発電

- 中小水力発電については、エネルギーミックス（1,040万kW）の水準に対して、2021年6月末時点のFIT前導入量+FIT認定量は1,000万kW、導入量は980万kWとなっている（参考49～参考51）。

【参考49】 中小水力発電のFIT認定量・導入量



※ 改正FIT法による失効分（2021年6月時点で確認できているもの）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50】 中小水力発電（新設）の年度別・規模別のFIT認定量・導入量

<中小水力発電（新設）のFIT認定量>

単位：kW（件）

認定（新設）	200kW未満	200kW以上1,000kW未満	1,000以上5,000kW未満	5,000以上30,000kW未満	合計
2012年度認定	2,409(31件)	7,877(15件)	12,394(5件)	54,251(5件)	76,932(56件)
2013年度認定	5,434(55件)	11,112(19件)	18,120(9件)	186,181(15件)	220,848(98件)
2014年度認定	10,459(107件)	20,715(37件)	50,527(22件)	228,859(21件)	310,560(187件)
2015年度認定	4,014(51件)	7,079(14件)	4,774(2件)	59,640(4件)	75,507(71件)
2016年度認定	5,218(57件)	6,877(15件)	5,527(3件)	193,514(13件)	211,136(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(58件)	864(2件)	6,303(3件)	21,830(1件)	32,515(64件)
2019年度認定	3,365(45件)	5,727(9件)	20,866(7件)	14,700(2件)	44,658(63件)
2020年度認定	3,897(53件)	9362(16件)	33,039(10件)	82,980(5件)	129,278(84件)
2021年度認定	501(7件)	840(1件)	0(0件)	0(0件)	1,341(8件)
合計	40,628(490件)	73,322(134件)	159,549(63件)	889,598(70件)	1,163,097(757件)

<中小水力発電（新設）のFIT導入量>

単位：kW（件）

導入（新設）	200kW未満	200kW以上1,000kW未満	1,000以上5,000kW未満	5,000以上30,000kW未満	合計
2012年度認定	2,409(31件)	7,877(15件)	12,394(5件)	54,251(5件)	76,932(56件)
2013年度認定	5,434(55件)	11,112(19件)	18,120(9件)	150,118(13件)	184,784(96件)
2014年度認定	10,307(106件)	19,415(35件)	50,527(22件)	175,307(16件)	255,555(179件)
2015年度認定	3,619(48件)	7,019(14件)	0(0件)	43,105(3件)	53,803(65件)
2016年度認定	4,527(53件)	5,897(13件)	5,527(3件)	15,330(2件)	31,280(71件)
2017年度認定	1,628(24件)	2,170(5件)	4,999(1件)	16,000(1件)	24,797(31件)
2018年度認定	3,201(53件)	370(1件)	6,303(3件)	0(0件)	9,874(57件)
2019年度認定	1,977(29件)	3,569(5件)	5,480(2件)	0(0件)	11,026(36件)
2020年度認定	1,600(29件)	1,787(4件)	1,000(1件)	0(0件)	4387(34件)
2021年度認定	15(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	15(2件)
合計	34,717(430件)	59,275(111件)	104,350(46件)	454,111(40件)	652,453(627件)

※2021年6月末時点 ※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

【参考 51】 中小水力発電（既設導水路活用型）の年度別・規模別の FIT 認定量・導入量

＜中小水力発電（既設導水路活用型）のFIT認定量＞ 単位：kW（件）

認定 （既設導水路活用型）	200kW未満	200kW以上 1,000kW未満	1,000以上 5,000kW未満	5,000以上 30,000kW未満	合計
2012年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2013年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2014年度認定	0(0件)	5,888(8件)	8,006(2件)	12,333(1件)	26,227(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)	9,796(5件)	132,570(9件)	146,087(20件)
2021年度認定	0(0件)	550(1件)	2612(1件)	12,800(1件)	15,962(3件)
合計	397(2件)	18,965(29件)	39,109(15件)	354,834(27件)	413,305(73件)

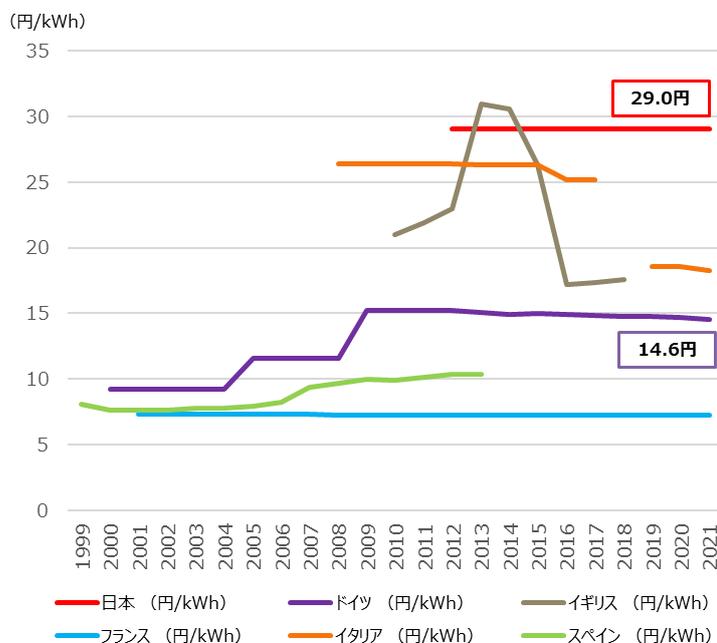
＜中小水力発電（既設導水路活用型）のFIT導入量＞ 単位：kW（件）

導入 （既設導水路活用型）	200kW未満	200kW以上 1,000kW未満	1,000以上 5,000kW未満	5,000以上 30,000kW未満	合計
2012年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2013年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2014年度認定	0(0件)	5,888(8件)	3,546(1件)	12,333(1件)	21,767(10件)
2015年度認定	0(0件)	3,596(6件)	1,007(1件)	28,001(2件)	32,604(9件)
2016年度認定	198(1件)	2,963(4件)	3,186(1件)	15,654(2件)	22,002(8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)	0(0件)	0(0件)	627(1件)
2019年度認定	0(0件)	770(1件)	4,400(2件)	0(0件)	5,170(3件)
2020年度認定	199(1件)	700(1件)	0(0件)	11,600(1件)	12,499(3件)
2021年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	397(2件)	14,544(21件)	15,139(6件)	83,788(7件)	113,868(36件)

※2021年6月末時点 ※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

- 2021年度の買取価格は、200kW以上1,000kW未満で29円/kWhなどであるが、海外の買取価格と比べて高い。（参考 52）

【参考 52】 中小水力発電（200kW）の各国の価格



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

(1) 中小水力発電のコスト動向

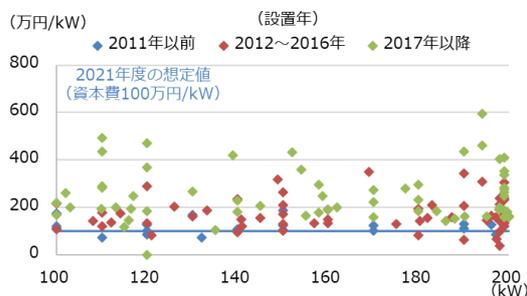
- 資本費の定期報告データはFIT 制度開始後に運転開始した案件に限られるが、中小水力発電はFIT 制度開始前から運転している案件が多数存在することから、例年どおり、FIT 制度開始前に運転開始した案件に対して別途コストデータの調査を行った結果を加えて分析を行っている。

① 中小水力発電の資本費

- 200kW 未満の資本費のデータは 426 件であった。既設導水路活用に相当する案件を除くと (404 件)、平均値 293 万円/kW、中央値 226 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 170 万円/kW、中央値 165 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 未満のデータは 174 件であった。既設導水路活用に相当する案件を除くと (136 件)、平均値 134 万円/kW、中央値 106 万円。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 117 万円/kW、中央値 102 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 84 件であった。既設導水路活用に相当する案件を除くと (48 件)、平均値 198 万円/kW、中央値 83 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 91 万円/kW、中央値 81 万円/kW となり、想定値 (93 万円/kW) と概ね同水準となる。
- 5,000kW 以上 30,000kW 未満の資本費のデータは 53 件であった。既設導水路活用に相当する案件を除くと (23 件)、平均値 95 万円/kW、中央値 37 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 51 万円/kW、中央値 37 万円/kW となり、想定値 (69 万円/kW) を下回る。(参考 53)

【参考 53】 中小水力発電（新設） の出力と資本費の関係

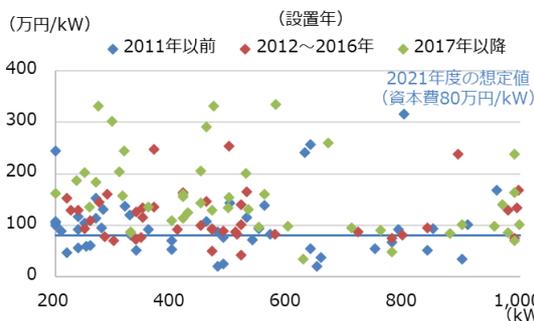
<200kW 未満>



200kW未満	2011年以前	2012~2016年	2017年以降
平均値 (万円/kW)	118.3	157.9	204.0
中央値 (万円/kW)	111.4	154.9	195.5

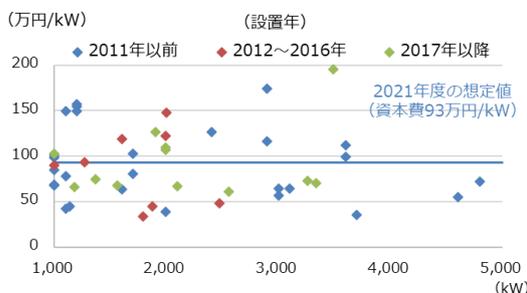
※ただし、新設は、平均値・中央値は補助金案件が多く含まれる100kW未満については除外している

<200kW 以上 1,000kW 未満>



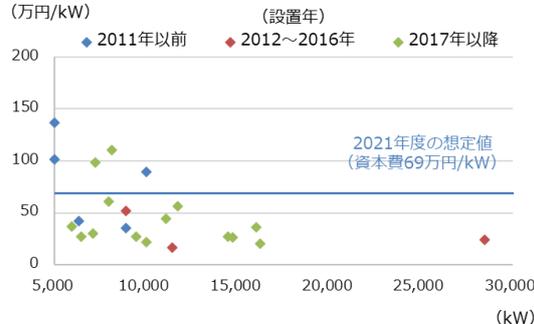
200-1,000kW未満	2011年以前	2012~2016年	2017年以降
平均値 (万円/kW)	96.0	116.9	141.5
中央値 (万円/kW)	91.9	100.6	135.2

<1,000kW 以上 5,000kW 未満>



1,000-5,000kW未満	2011年以前	2012~2016年	2017年以降
平均値 (万円/kW)	91.0	87.4	93.3
中央値 (万円/kW)	80.7	91.6	73.7

<5,000kW 以上 30,000kW 未満>



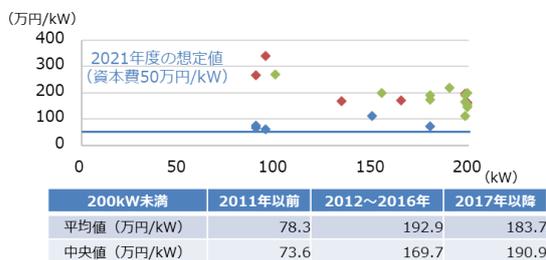
5,000-30,000kW未満	2011年以前	2012~2016年	2017年以降
平均値 (万円/kW)	81.0	31.0	44.6
中央値 (万円/kW)	89.4	24.2	33.0

- 既設導水路活用型¹⁶⁾については、200kW 未満（22 件）の平均値は 169 万円/kW、中央値は 169 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（38 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 5,000 未満（36 件）の平均値は 46 万円/kW、中央値は 39 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（30 件）の平均値は 26 万円/kW、中央値 21 万円/kW となり、想定値（34.5 万円/kW）を下回る。（参考 54）

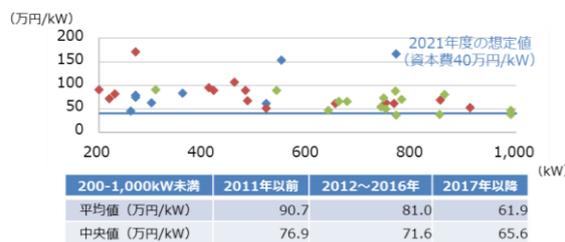
¹⁶⁾ これらは想定値の設定時と同様に 300 万円/kW 以上の高額案件を除いたデータである。

【参考 54】 中小水力発電（既設導水路活用型）の出力と資本費の関係

<200kW 未満>



<200kW 以上 1,000kW 未満>



<1,000kW 以上 5,000kW 未満>



<5,000kW 以上 30,000kW 未満>

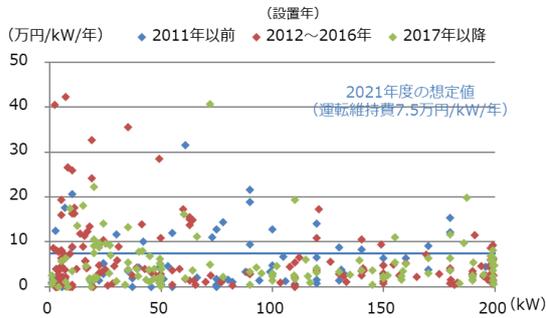


② 中小水力発電の運転維持費

- 200kW 未満の運転維持費のデータは 358 件であった。平均値 6.2 万円/kW/年、中央値 3.6 万円/kW/年となり、想定値 (7.5 万円/kW/年) を下回るが、想定値より高い案件も一定数存在する。
- 200kW 以上 1,000kW 未満の運転維持費のデータは 198 件であった。平均値 3.1 万円/kW/年、中央値 2.3 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 79 件であった。平均値 2.6 万円/kW/年、中央値 1.8 万円/kW/年となり、想定値 (0.95 万円/kW/年) を上回るが、分散が大きい。
- 5,000kW 以上 30,000kW 未満の運転維持費のデータは 45 件であった。平均値 1.2 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 55)

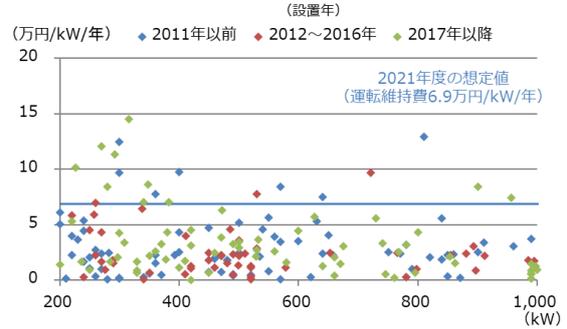
【参考 55】 中小水力発電の出力と運転維持費の関係

<200kW 未満>



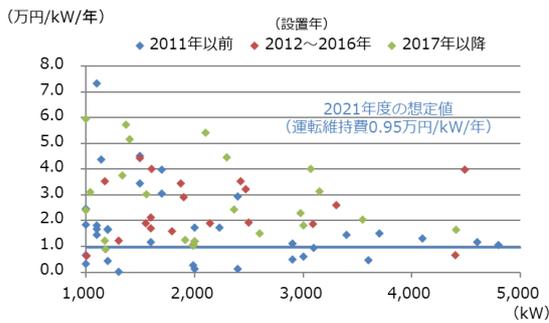
200kW未満	2011年以前	2012~2016年	2017年以降
平均値 (万円/kW)	6.2	6.9	5.5
中央値 (万円/kW)	3.9	3.7	3.5

<200kW 以上 1,000kW 未満>



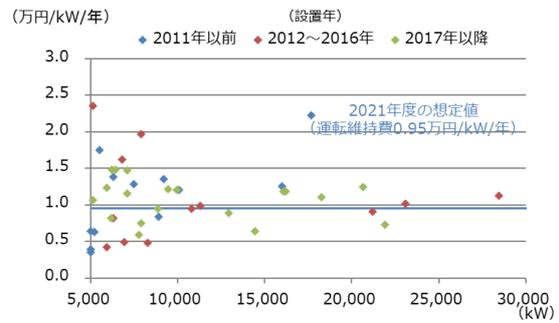
200-1,000kW未満	2011年以前	2012~2016年	2017年以降
平均値 (万円/kW)	3.0	2.5	3.8
中央値 (万円/kW)	2.3	2.2	2.6

<1,000kW 以上 5,000kW 未満>



1,000-5,000kW未満	2011年以前	2012~2016年	2017年以降
平均値 (万円/kW)	2.1	2.3	3.5
中央値 (万円/kW)	1.5	1.9	2.4

<5,000kW 以上 30,000kW 未満>



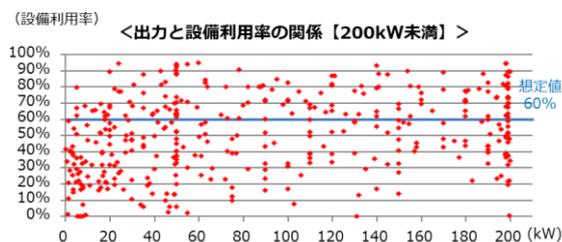
5,000-30,000kW未満	2011年以前	2012~2016年	2017年以降
平均値 (万円/kW)	1.6	1.1	1.1
中央値 (万円/kW)	1.3	0.9	1.2

③ 中小水力発電の設備利用率

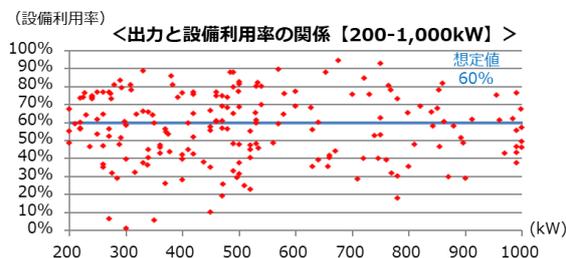
- 設備利用率は、全体として、ばらつきが大きい。1,000kW 以上の各区分では、想定値を上回る傾向が見られる。(参考 56)

【参考 56】 中小水力発電の出力と設備利用率の関係

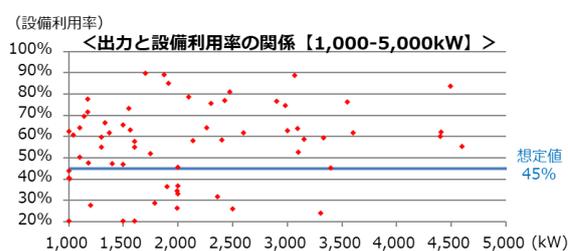
<200kW 未満>



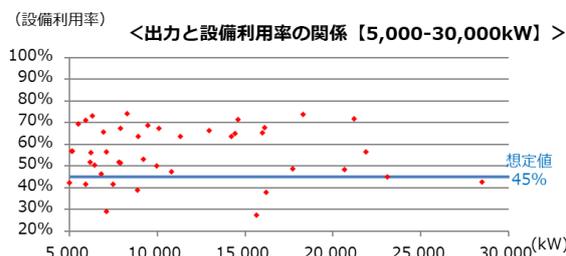
<200kW 以上 1,000kW 未満>



<1,000kW 以上 5,000kW 未満>



<5,000kW 以上 30,000kW 未満>



出力	件数	平均値	中央値	2021年度想定値
200kW未満	380	50.7%	51.4%	60%
200-1,000kW	189	57.0%	58.2%	60%
1,000-5,000kW	63	56.3%	59.3%	45%
5,000-30,000kW	42	56.2%	56.5%	45%

- なお、今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。
- こうした意見をふまえ、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。
- 同様に、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 57)

【参考 57】 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＞

200kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降	200-1,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値 (万円/kW)	5.2	5.9	6.0	平均値 (万円/kW)	2.8	2.5	3.4
中央値 (万円/kW)	4.1	3.9	3.7	中央値 (万円/kW)	2.1	2.0	2.5
1,000-5,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降	5,000-30,000kW未満	2011年以前	2012～2016年	2017年以降
平均値 (万円/kW)	1.9	2.0	3.4	平均値 (万円/kW)	1.5	1.0	1.2
中央値 (万円/kW)	1.3	1.8	2.5	中央値 (万円/kW)	1.2	0.9	1.1

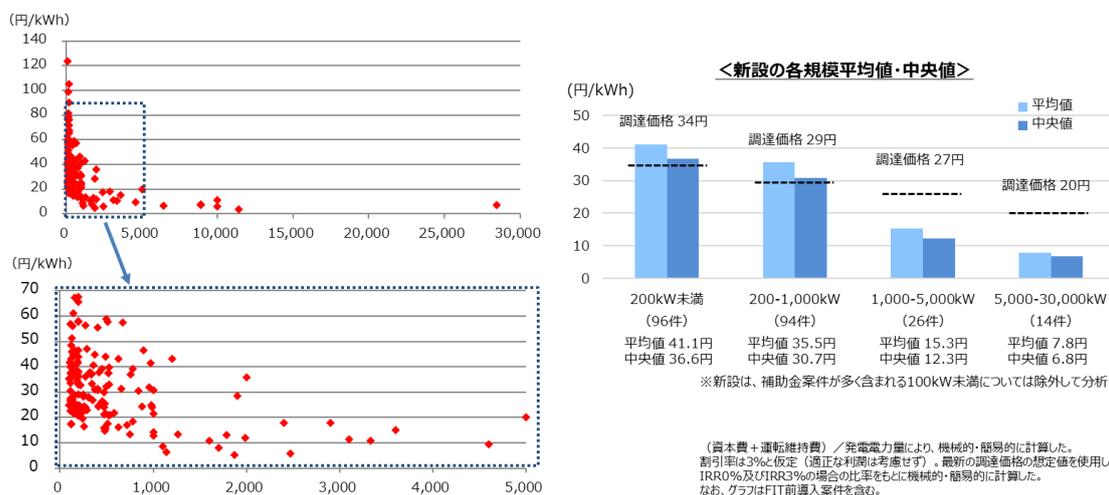
＜全期間での設備利用率＞

出力	件数	平均値	中央値	2021年度想定値
200kW未満	500	49.1%	50.3%	60%
200-1,000kW	237	56.6%	58.4%	60%
1,000-5,000kW	91	57.6%	57.4%	45%
5,000-30,000kW	57	53.7%	52.4%	45%

④ 中小水力発電の発電コスト

- 中小水力発電(新設)の kWh 当たりの発電コストに着目すると、200kW 未満及び 200kW 以上 1,000kW 未満の kWh 当たりの発電コストは、調達価格と概ね同水準かやや上回る。1,000kW 以上 5,000kW 未満、5,000kW 以上の kWh 当たりの発電コストは、調達価格と比べて大幅に低く、卸電力市場価格と同水準となる (参考 58)。

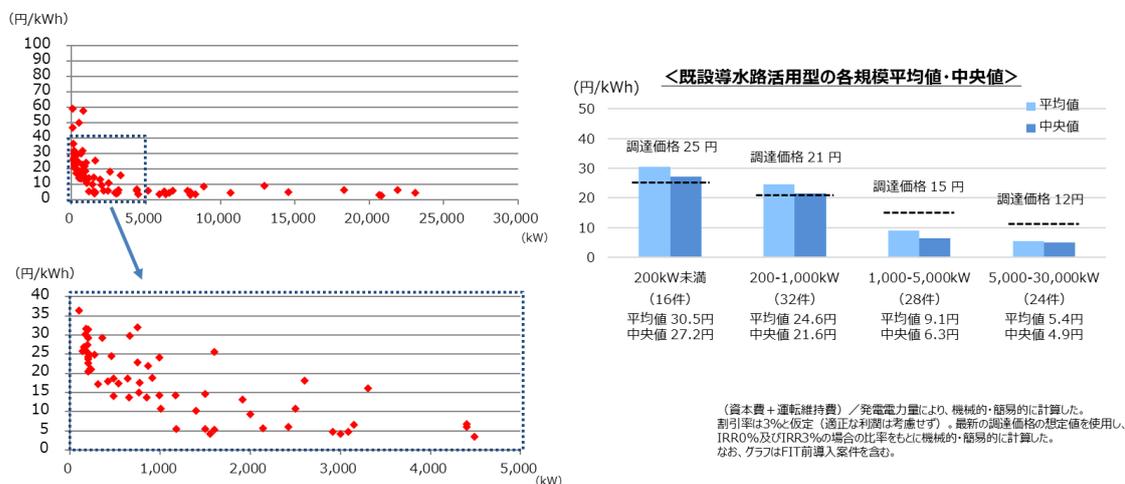
【参考 58】 中小水力発電 (新設) の規模別の発電コスト



- 中小水力発電 (既設導水路活用型) の kWh 当たりの発電コストに着目すると、200kW 未満及び 200kW 以上 1,000kW 未満の kWh 当たりの発電コストは、調達価格と概ね同水準かやや上回る。1,000kW 以上 5,000kW 未満、5,000kW 以上の kWh 当たりの発電コストは、調達価格

と比べて低く、卸電力市場価格以下の水準となる（参考 59）。

【参考 59】 中小水力発電（既設導水路活用型）の規模別の発電コスト



(2) 中小水力発電の 2024 年度に FIP 制度のみ認められる対象

- 中小水力発電については、地元調整、関係法令の手続きに時間がかかるおそれがあるため、これまで原則向こう3年間の複数年度の調達価格を取りまとめてきたことをふまえると、引き続き向こう3年間について取扱いを決定することは効果的と考えられる。2023年度まで概ね既に取扱いが決定しているところ、2024年度取扱いについては、本年度に示すことを基本とした。ただし、1,000kW以上30,000kW未満の調達価格・基準価格については、昨年度の本委員会で、2022年度まで取りまとめたことをふまえて、2023年度以降の調達価格・基準価格について適切な範囲で示すこととした。
- 新規認定でFIP制度のみ認められる対象については、昨年度の本委員会では、以下の理由から、2022年度・2023年度の新規認定でFIP制度のみ認められる中小水力発電の対象を、1,000kW以上とした。
 - 新設案件・既設導水路活用型案件ともに、1,000kWを超えると全体として安価での事業実施が可能な傾向にあること
 - 中小水力発電は、ベースロード電源であり出力が安定していることから、発電予測が比較的容易、需要側が単体の電源から安定した電気を調達しやすい、といった特徴があり、FIP制度により、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられること
- 上述のとおり、中小水力発電は、自立化へのステップとして、早期に電

力市場へ統合していくことが適切と考えられる。一方で、定期報告データを用いて規模別のコスト動向を分析したところ、1,000kW を超えると全体として安価での事業実施が可能な傾向にあるが、1,000kW 未満についてはコスト水準が高く、資本費データの分散も大きい。また、現時点では FIP 制度開始前であり、制度開始後の動向を注視する必要がある。

- 以上をふまえ、新規認定で FIP 制度のみ認められる中小水力発電の対象について、2024 年度も、新設、既設導水路活用型いずれも 1,000kW 以上とした。

(3) 中小水力発電の地域活用要件

- 地熱発電と同様に、2024 年度についても、基本的に 2022 年度・2023 年度と同様の要件を維持して、今後の動向に注視することとした。

(4) 中小水力発電の 2023 年度以降の調達価格・基準価格

① 200kW 未満、200kW 以上 1,000kW 未満について

- 200kW 未満、200kW 以上 1,000kW 未満についてコストデータによれば、新設・既設導水路活用型それぞれの
 - 資本費：平均値・中央値いずれも 2023 年度の調達価格における想定値を上回る。
 - 運転維持費：平均値・中央値いずれも想定値を下回る。
 - 設備利用率：平均値・中央値いずれも想定値と同水準かやや下回る。
 - 結果として、新設・既設導水路活用型それぞれの kWh 当たりの発電コストは、平均値・中央値いずれも 2023 年度の調達価格と概ね同水準かやや上回る。
 - また、導入量が大きく増えている状況にはない。
- 一方で、基本的な方向性として、価格目標で中長期的な自立化を目指していることをふまえれば、調達価格・基準価格を 2023 年度よりも引き上げることは適当ではないと考えられる。
- これらをふまえ、2024 年度の 200kW 未満及び 200kW 以上 1,000kW 未満の調達価格・基準価格については、新設、既設導水路活用型いずれも、2023 年度の 200kW 未満及び 200kW 以上 1,000kW 未満の調達価格・基準価格における想定値を維持することとした。

② 1,000kW 以上 5,000kW 未満について

- 新設については、資本費の想定値 93 万円/kW は、平均値 91 万円/kW・中央値 81 万円/kW と概ね同水準であることから維持することが適当と考えられる。
- 運転維持費の想定値 0.95 万円/kW/年は、平均値 2.6 万円/kW/年・中央値 1.8 万円/kW/年の半分未満となっていることから想定値を引き上げ、一方で、設備利用率の想定値 44.8%は、多くの事業がそれを上回っており平均値 56.3%・中央値 59.3%であることから、想定値を引き上げることが考えられる¹⁷。
- 一方で、運転維持費と設備利用率については、今年度のヒアリングにおいて、中小水力発電 4 団体からは、オーバーホールにより、10～15 年毎に、数カ月間の運転停止や運転維持費の上振れが起ることから、こうした実態をふまえるべきとの意見があった。定期報告データから、運転維持費や設備利用率にそのような傾向は見られなかったが、FIT 制度開始からまだ 10 年目であり、今後、オーバーホールの実施により、運転維持費の増加や設備利用率の低下の可能性も考えられる。一方で、オーバーホールの期間は稼働年数全体から見れば限られるため、その影響は限定的である可能性も十分に考えられる。このように、オーバーホールによる運転維持費や設備利用率への影響は、不透明なところもあることから、今後、追加的な調査を行い、更なる実態把握に努めるべきと考えられる。
- 以上をふまえ、2023 年度の調達価格・基準価格における想定値は、運転維持費・設備利用率を含め、引き続き、2022 年度の調達価格・基準価格における各想定値を維持することとした。その上で、2024 年度以降は、上述の調査の結果等をふまえながら、想定値の見直しについて、引き続き検討することとした。
- 既設導水路活用型については、新設とは、資本費のみ異なるという考え方にもとづき想定値を設定してきた。
- 既設導水路活用型の資本費の想定値 46.5 万円/kW は、平均値 46 万円/kW・中央値 39 万円/kW と概ね同水準であることから、維持することが

¹⁷ 運転維持費・設備利用率の想定値・実績は、既設導水路活用型を含む値である。

適当と考えられる。

- 以上をふまえ、2023年度の調達価格・基準価格における各想定値は、引き続き、2022年度の調達価格・基準価格における各想定値を維持することとした。その上で、2024年度以降は、コスト動向や上述の調査の結果等をふまえながら、想定値の見直しについて、引き続き検討することとした。

③ 5,000kW以上30,000kW未満について

- 新設については、資本費は、平均値 51 万円/kW・中央値 37 万円/kW と、想定値 69 万円/kW を下回る。特に、2012年～2016年と2017年以降の設置案件については、平均値がそれぞれ 31 万円/kW、45 万円/kW と、想定値を大きく下回る。一方で、今年度のヒアリングにおいて、中小水力発電4団体から、開発地点の奥地化により今後は資本費がこれまでより上昇する可能性があるとの指摘があった。これまでの実績から、こうした傾向は確認できないものの、今後、指摘のように資本費が上昇する可能性も否定できないことをふまえて、想定値として、直近の設置案件の平均値ではなく、まず、これまで全期間の平均値 51 万円/kW を採用することとした。
- 運転維持費は、平均値 1.2 万円/kW/年・中央値 1.1 万円/kW/年と想定値 0.95 万円/kW/年をやや上回ることから想定値をやや引き上げ、一方で、設備利用率の想定値 44.8%は、多くの事業がそれを上回っており平均値 56.2%・中央値 56.5%であることから、想定値を引き上げることも考えられる¹⁸。
- 一方で、運転維持費・設備利用率については、1,000kW以上5,000kW未満と同様、オーバーホールの影響に関して、今後、追加的な調査を行い、更なる実態把握に努めるべきと考えられる。
- 以上をふまえ、2023年度の調達価格・基準価格における想定値は、資本費については 51 万円/kW を採用し、他の想定値については、引き続き、2022年度の調達価格・基準価格における各想定値を維持することとした。
- その上で、2024年度以降については、コスト動向や上述の調査の結果、直近の資本費の上昇要因に関する分析等をふまえながら、今後の更なる

¹⁸ 運転維持費・設備利用率の想定値・実績は、既設導水路活用型を含む値である。

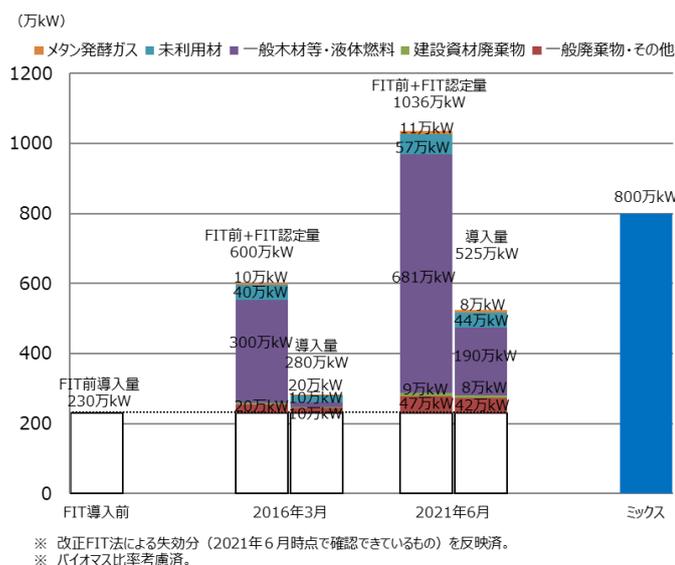
想定値の見直しについて、引き続き検討することとした。

- 既設導水路活用型については、新設とは、資本費のみ異なるという考え方にもとづき想定値を設定してきた。
- 既設導水路活用型の資本費の想定値 34.5 万円/kW は、平均値 26 万円/kW・中央値 21 万円/kW と想定値を大きく下回る。今年度のヒアリングにおいて、中小水力発電 4 団体から、開発地点の奥地化により今後は資本費がこれまでより上昇する可能性があるとのがあったが、既設導水路活用型については指摘はあたらないことから、想定値として平均値 26 万円/kW を採用することとした。
- 以上をふまえ、2023 年度の調達価格・基準価格における想定値は、資本費については 26 万円/kW を採用し、他の想定値については、引き続き、2022 年度の調達価格・基準価格における各想定値を維持することとした。
- その上で、2024 年度以降については、コスト動向や前述の調査の結果等をふまえながら、今後の更なる想定値の見直しについて、引き続き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 2021 年 6 月時点の FIT 認定量を合わせた容量は、1,036 万 kW となっており、エネルギーミックスの水準（800 万 kW）を超えている。（参考 60～参考 62）

【参考 60】 バイオマス発電の FIT 認定量・導入量



【参考 61】 バイオマスの FIT 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	2,553(16件)	0(0件)	17,800(3件)	16,530(1件)	6,065(2件)	29,500(1件)
2013年度認定	10,729(36件)	4,700(5件)	99,130(15件)	166,512(8件)	18,859(4件)	420,176(14件)
2014年度認定	17,519(45件)	3,989(2件)	37,394(6件)	0(0件)	0(0件)	449,389(11件)
2015年度認定	11,296(29件)	9,146(6件)	33,100(5件)	0(0件)	18,250(3件)	550,037(11件)
2016年度認定	23,472(48件)	28,846(29件)	25,650(4件)	195(1件)	25,957(6件)	3,050,201(51件)
2017年度認定	7,258(17件)	5,387(10件)	20,700(3件)	18,000(1件)	99,30(3件)	1,269,031(17件)
2018年度認定	6,185(16件)	10,817(10件)	0(0件)	0(0件)	50,040(6件)	0(0件)
2019年度認定	8,178(23件)	15,470(34件)	20,300(3件)	0(0件)	38,970(5件)	0(0件)
2020年度認定	21,144(28件)	19,812(39件)	7,100(1件)	0(0件)	7,500(1件)	0(0件)
合計	108,334(258件)	98,166(135件)	261,174(40件)	201,236(11件)	175,571(30件)	5,768,333(105件)

認定	液体燃料	建設資材廃棄物		一般廃棄物その他バイオマス		合計
		10,000kW未満	10,000kW以上	10,000kW未満	10,000kW以上	
2012年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	27,840(12件)	36,289(5件)	136,576(40件)
2013年度認定	53,363(2件)	9,300(2件)	0(0件)	35,540(14件)	54,757(4件)	873,066(104件)
2014年度認定	44,680(3件)	0(0件)	0(0件)	40,271(25件)	27,515(3件)	620,757(95件)
2015年度認定	55,139(4件)	0(0件)	24,400(1件)	20,941(9件)	6,429(1件)	728,737(69件)
2016年度認定	675,250(19件)	1,990(1件)	50,000(1件)	24,679(18件)	810(1件)	3,907,050(179件)
2017年度認定	37,406(10件)	0(0件)	0(0件)	1,529(1件)	83023(3件)	1,452,264(65件)
2018年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	26,795(15件)	0(0件)	93,837(47件)
2019年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	47,870(17件)	17,713(2件)	148,501(84件)
2020年度認定	1,920(1件)	0(0件)	8,520(1件)	8,252(3件)	0(0件)	74,248(74件)
合計	867,759(39件)	11,290(3件)	82,920(3件)	233,715(114件)	226,536(19件)	80,035,034(757件)

単位：kW (件)

※2021年6月末時点 ※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 62】 バイオマスの FIT 導入量

導入	メタン発酵バイオガス	未利用材			一般木材等	
	10,000kW未満	2,000kW未満	2,000kW以上 10,000kW未満	10,000kW以上	10,000kW未満	10,000kW以上
2012年度認定	2,553(16件)	0(0件)	17,800(3件)	16,530(1件)	6,065(2件)	29,500(1件)
2013年度認定	10,729(36件)	4,700(5件)	99,130(15件)	166,512(8件)	18,859(4件)	420,176(14件)
2014年度認定	17,519(45件)	1,995(1件)	37,394(6件)	0(0件)	0(0件)	399,389(10件)
2015年度認定	10,706(27件)	6,040(4件)	33,100(5件)	0(0件)	12,500(2件)	348,757(8件)
2016年度認定	16,360(38件)	14,203(17件)	12,800(2件)	195(1件)	20,967(5件)	535,838(9件)
2017年度認定	5,418(12件)	1,312(5件)	20,700(3件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2018年度認定	4,140(14件)	2,266(4件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2019年度認定	6,140(18件)	505(11件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2020年度認定	3,644(13件)	100(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	77,208(220件)	31,121(48件)	220,924(34件)	183,236(10件)	58,391(13件)	1,733,660(42件)

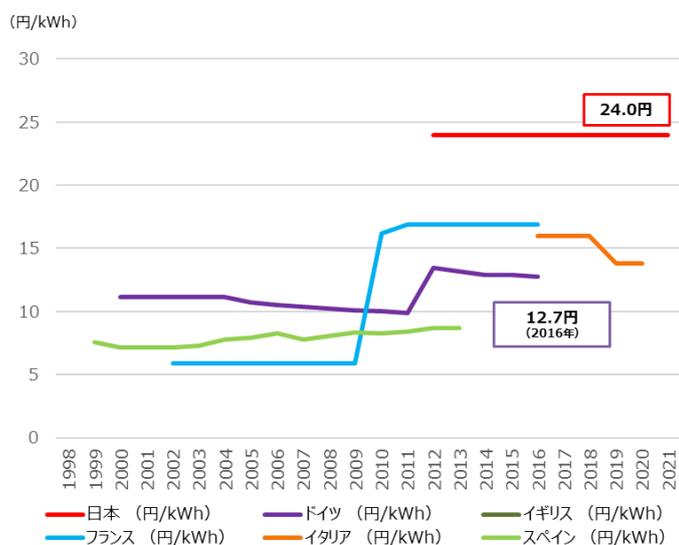
導入	液体燃料	建設資材廃棄物		一般廃棄物その他バイオマス		合計
		10,000kW未満	10,000kW以上	10,000kW未満	10,000kW以上	
2012年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	27,840(12件)	36,289(5件)	136,576(40件)
2013年度認定	53,363(2件)	9,300(2件)	0(0件)	35,540(14件)	54,757(4件)	873,066(104件)
2014年度認定	25,862(2件)	0(0件)	0(0件)	40,471(25件)	27,515(3件)	549,945(92件)
2015年度認定	3,759(2件)	0(0件)	24,400(1件)	20,941(9件)	6,429(1件)	466,631(59件)
2016年度認定	41,740(2件)	1,990(1件)	50,000(1件)	24,679(18件)	0(0件)	718,771(94件)
2017年度認定	7,966(4件)	0(0件)	0(0件)	1,529(1件)	83,023(3件)	119,948(29件)
2018年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	15,570(9件)	0(0件)	21,976(27件)
2019年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	36,161(12件)	10,547(1件)	53,352(42件)
2020年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,744(14件)
合計	132,691(12件)	11,290(3件)	74,400(2件)	202,530(100件)	218,560(17件)	2,944,010(501件)

単位：kW（件）

※2021年6月末時点 ※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。

- 2020年度の買取価格は、入札対象外の一般木材等（10,000kW未満）では24円/kWhであるなど、海外のバイオマス発電の買取価格と比べて高い（参考63）。

【参考 63】 バイオマス発電（5,000kW、ペレット使用）の各国の価格



※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。
 欧州（イタリアを除く。）の価格は運転開始年である。イギリスはFIT制度では支援対象外。
 入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。
 フランス・ドイツは技術等により価格が異なるが、最も安い場合の価格を採用した。

(1) バイオマス発電の 2022 年度の取扱い（新規燃料の取扱い等）

① これまでの検討経緯

- バイオマス発電の新規燃料については、2018 年度の本委員会において、FIT 制度の対象とするか、対象とする場合にどの区分で買い取るかについて、コスト動向・燃料の安定調達（量・持続可能性（合法性））の観点から検討した結果、持続可能性に関する専門的・技術的な検討において持続可能性の確認方法が決定されたもののみを FIT 制度の対象とし、この検討結果やコスト動向をふまえて、現行の区分で買取りを行うかどうかといった点も含めて、本委員会で取扱いを検討することとされた。
- 上記をふまえ、2019 年度、バイオマス持続可能性 WG が新たに設けられた。同 WG では、FIT 制度下におけるバイオマス燃料の持続可能性について、「環境」・「社会・労働」・「ガバナンス」・「食料競合」等の観点について、「確認手段（対象、主体、時期）」の視点も加え、専門的・技術的に検討し、2019 年 11 月、「FIT 制度下における持続可能性評価基準」、「個別認証への適用」等について中間整理を取りまとめた。
- 上記をふまえながら、2019 年度の本委員会において、業界団体から追加的に要望のあった新規燃料も含めて、新規燃料の取扱いに関する議論を行った結果、①食料競合への懸念が認められる燃料については、それが無いことが確認されるまでの間は、FIT 制度の対象としないこと、②ライフサイクル GHG 排出量¹⁹を含めた持続可能性基準を満たしたものを FIT 制度の対象とすることとし、それぞれ、本委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を行うこととした。
- その後、上記をふまえ、昨年度から、同 WG では、「食料競合」・「ライフサイクル GHG」、「新第三者認証スキームの追加等」について、その内容を専門的・技術的に検討してきた。今年度は、同 WG では、「ライフサイクル GHG」、「新第三者認証スキームの追加等」について検討してきた。その内容は参考 64 のとおりである。

¹⁹ ライフサイクル GHG 排出量とは、栽培、加工、輸送、発電などバイオマス燃料のライフサイクル全体で発生する温室効果ガスの排出量の総量のことを指す。

【参考 64】 バイオマス持続可能性ワーキンググループからの報告

検討項目	整理した内容（要旨）	継続検討する内容（要旨）
ライフサイクルGHG	<p>【算定式】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 復路便の扱い、土地利用変化を含む炭素ストックの変化に関する扱いについて整理。 <p>【排出量の基準】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 比較対象電源：2030年のエネルギーミックスを想定した火力発電 ● 比較対象電源のライフサイクルGHG：180g-CO₂/MJ電力 ● 削減率：2030年度以降に使用する燃料について▲70%を達成することを前提に、2022年度以降の認定案件（2021年度までの既認定案件のうち燃料の計画変更認定を受けたものを含む）に対し、制度開始後、2030年までの間は燃料調達毎に▲50%を要求。 ● 2021年度までの既認定案件の扱い：ライフサイクルGHG排出量の基準に照らした最大限の排出削減に努めることを求め、当該取組内容等の自社のホームページ等での情報開示及び報告を求める。望ましい情報開示・報告の在り方は確認方法と併せて今後検討。 <p>【確認手段】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● ①FIT認定時、②燃料納入時に所定の削減率を下回ることを確認し、事業実施期間にわたりその書類の保存するとともに、報告を求める。 	<p>【確認手段】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 以下2点について2022年以降に速やかに検討。 ● 既定値の策定。 ● 確認手段の整理。 ➢ 農産物の収穫に伴って生じるバイオマス：現行の持続可能性を確認できる第三者認証を活用することを念頭に検討。 ➢ 農産物の収穫に伴って生じるバイオマス以外の燃料：新たな第三者認証の活用や、独自の個別計算の仕組み、あるいは、より簡便な確認方法（既定値等）を定めることを視野に検討。
新第三者認証スキームの追加	<p>【第三者認証の中立性に関する基準の追加】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 第三者認証スキームの中立性の担保に関する要件として、①認定機関がISO17011に適合しており、②認定機関においてISO17011に適合した認証機関の認定スキームが整備されていること、を持続可能性基準の評価項目として追加。 <p>【新第三者認証の追加】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 現行認められているRSPO・RSB・GGLに加えて、ISCC Japan Fit（PKSとパームトランクが対象）を追加。 <p>【持続可能性確認に係る経過措置について】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● パーム油については、持続可能性の確保に関する情報公開の履行徹底を求めたうえで、経過措置の期間を1年間延長し、2023年3月31日を確認の期限とする。コロナ禍における認証の手引きの整備による認証取得のペースの改善が予想されることから、これ以上の経過措置の延長は原則として行わないことを条件とする。 ● PKS及びパームトランクについては、従前のとおり2023年3月31日を確認の期限とするが、2022年夏頃を目途に、事業者による認証取得の加速化の取組及び認証体制の拡充を踏まえた認証の進捗や持続可能性の確保に関する情報公開の状況等を踏まえ、本WGにおいて改めて検証・検討を行う。 	<p>【新第三者認証の追加】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 今回の評価では不採用となった第三者認証について、アップデートを確認し再検討。 ● 新たな第三者認証が整備され、評価を求められた場合は、新たに検討。

② 新規燃料の取扱い

- バイオマス発電の新規燃料について、昨年度の本委員会の意見では、バイオマス持続可能性 WG では、食料競合の考え方については整理が進んだものの、ライフサイクル GHG 等の観点について引き続き検討中であることをふまえ、2021 年度については、バイオマス発電の新規燃料を認めないこととした。
- 今年度の同 WG においては、「ライフサイクル GHG」、「新第三者認証スキームの追加等」の項目について検討が進められ、ライフサイクル GHG の算定式や排出量の基準、第三者認証スキームへの ISCC の追加などが整理された。残りの論点としてライフサイクル GHG の規定値の策定や確認手段の整理があり、2022 年以降、速やかに検討することとしている。こうした状況をふまえ、2022 年度に、ライフサイクル GHG の確認手段等の残された論点に関する同 WG の結論を得た上で、新規燃料の取扱いを検討することとした。

③ 持続可能性に係る経過措置

- バイオマス持続可能性 WG で取りまとめられた以下内容について、本委員会としても承認することとした。
 - パーム油については、コロナ禍に伴う移動制限や行動制限をふま

え、持続可能性の確保に関する情報公開の履行徹底を求めたうえで、経過措置の期間を1年間延長し、2023年3月31日を確認の期限とする。コロナ禍における認証の手引きの整備による認証取得のペースの改善が予想されることから、これ以上の経過措置の延長は原則として行わないことを条件とする。

- PKS 及びパームトランクについては、従前のおり 2023 年 3 月 31 日を確認の期限とするが、2022 年夏頃を目途に、事業者による認証取得の加速化の取組及び認証体制の拡充による認証の進捗や持続可能性の確保に関する情報公開の状況等をふまえ同 WG において改めて検証・検討を行う。

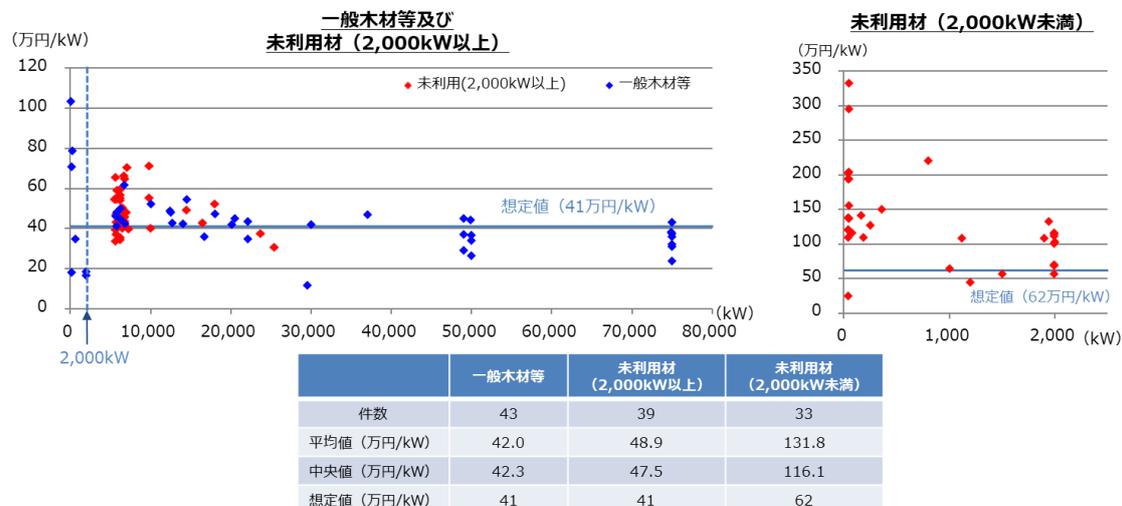
(2) バイオマス発電のコスト動向

① 木質等バイオマス発電のコスト動向

(資本費)

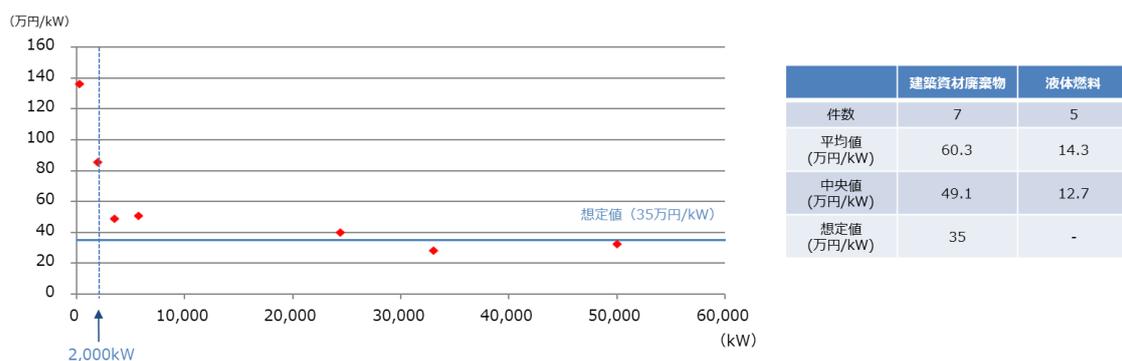
- これまでに得られた一般木材等の資本費のデータは 43 件であった。平均値は 42.0 万円/kW、中央値は 42.3 万円/kW となり、想定値 (41 万円/kW) とほぼ同水準となる。また、2,000kW 未満ではばらつきが大きくなる。
- 未利用材 (2,000kW 以上) の資本費のデータは 39 件であった。平均値は 48.9 万円/kW、中央値は 47.5 万円/kW となり、想定値 (41 万円/kW) をやや上回る。
- 未利用材 (2,000kW 未満) の資本費のデータは 33 件であった。平均値は 131.8 万円/kW、中央値は 116.1 万円/kW となり、想定値 (62 万円/kW) を上回るが、分散が大きい。(参考 65)

【参考 65】 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データは7件であった。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、データが少ない点に留意が必要である。(参考 66)
- なお、2018 年度から入札対象となっているバイオマス液体燃料の資本費のデータは5件であった。平均値は 14.3 万円/kW、中央値は 12.7 万円/kW であった。

【参考 66】 建設資材廃棄物バイオマス発電の資本費



(運転維持費)

- これまでに得られた一般木材等の運転維持費のデータは43件であった。平均値 4.3 万円/kW/年、中央値 3.7 万円/kW/年となり、想定値 (2.7 万円/kW/年) を上回る。
- 未利用材 (2,000kW 以上) の運転維持費のデータは37件であった。平均

値 4.8 万円/kW/年、中央値 4.1 万円/kW/年となり、想定値 (2.7 万円/kW/年) を上回る。

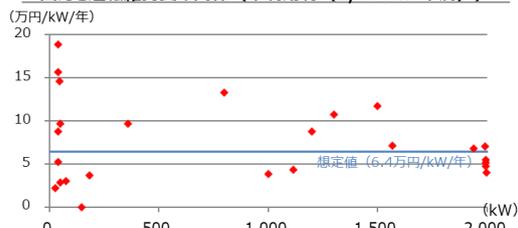
- 建設資材廃棄物の運転維持費のデータは 18 件であった。平均値 6.7 万円/kW/年、中央値 5.0 万円/kW/年となり、想定値 (2.7 万円/kW/年) を上回る。
- 未利用材 (2,000kW 未満) の運転維持費のデータは 25 件であった。平均値 7.5 万円/kW/年、中央値 6.8 万円/kW/年となり、想定値 (6.4 万円/kW/年) を上回る。ただし、分散が大きいことに留意が必要である。(参考 67)
- なお、2018 年度から入札対象となっているバイオマス液体燃料の運転維持費のデータは 4 件であった。平均値は 1.9 万円/kW/年、中央値は 2.0 万円/kW/年であった。

【参考 67】 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

<出力と運転維持費の関係 (未利用材 (2,000kW未満) 以外) >



<出力と運転維持費の関係 (未利用材 (2,000kW未満)) >



	一般木材等	未利用材 (2,000kW以上)	未利用材 (2,000kW未満)	建設資材廃棄物	液体燃料
件数	43	37	25	18	4
平均値 (万円/kW/年)	4.3	4.8	7.5	6.7	1.9
中央値 (万円/kW/年)	3.7	4.1	6.8	5.0	2.0
想定値 (万円/kW/年)	2.7	2.7	6.4	2.7	-

- 未利用材 (2,000kW 未満) の燃料費のデータは 35 件であった。平均値は 960 円/GJ、中央値は 902 円/GJ となり、想定値 (900 円/GJ) と概ね同水準である。
- 未利用材 (2,000kW 以上) の燃料費のデータは 88 件であった。平均値は 1,209 円/GJ、中央値は 1,138 円/GJ となり、想定値 (1,200 円/GJ) と概ね同水準である。
- 一般木材等の燃料費のデータは 171 件であった。平均値は 842 円/GJ、中央値は 843 円/GJ となり、想定値 (750 円/GJ) をやや上回る。
- 建設資材廃棄物の燃料費のデータは 54 件であった。平均値は 329 円/GJ、中央値は 307 円/GJ となり、想定値 (200 円/GJ) を上回る。
- 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 68)

- なお、2018年度から入札対象となっているバイオマス液体燃料の燃料費のデータは5件であった。平均値は2,178円/GJ、中央値は2,222円/GJであった。

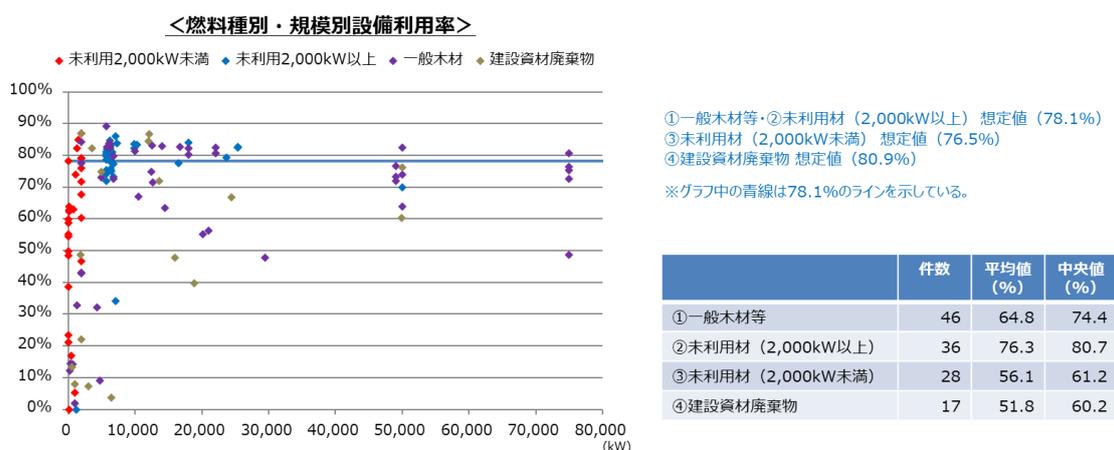
【参考 68】一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物バイオマス発電の燃料費

		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未満	960円/GJ (35件)		900円/GJ	56.1%
	2,000kW以上	1,209円/GJ (88件)		1,200円/GJ	76.3%
一般木材等	ペレット	842円/GJ (171件) ※ペレット、チップ、PKS以外も含む	1,209円/GJ (29件)	750円/GJ	75.0%
	チップ		712円/GJ (93件)		52.2%
	PKS		934円/GJ (40件)		64.6%
建設資材廃棄物		329円/GJ (54件)		200円/GJ	51.8%

(設備利用率)

- 木質等バイオマス発電の設備利用率の分析の結果、未利用材(2,000kW以上)・一般木材等(10,000kW以上)の設備利用率が高い傾向にある一方、未利用材(2,000kW未満)・一般木材等(10,000kW未満)は比較的低い傾向にある(参考 69)。
- 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。

【参考 69】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



(これまでの入札結果)

- 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

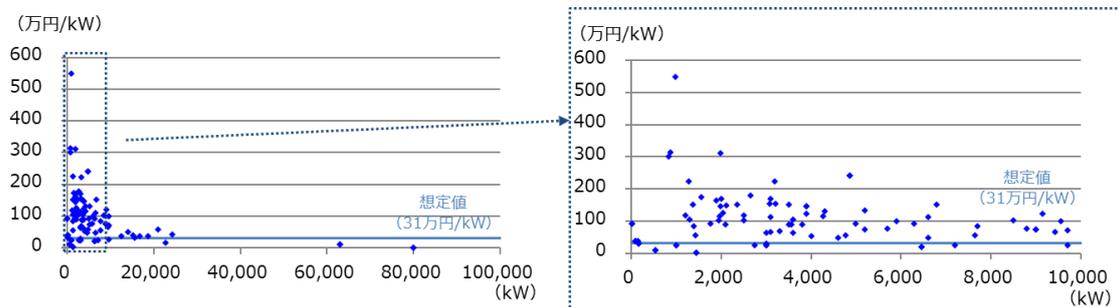
	バイオマス				
	第1回		第2回	第3回	第4回
実施時期	2018年度 下期		2019年度 下期	2020年度 下期	2021年度 下期
入札対象	一般木材等：10,000kW以上 液体燃料：全規模				
募集容量	一般木材等： 180MW	液体燃料：20MW	120MW	120MW	120MW
上限価格	20.6円/kWh (事前非公表)		19.6円/kWh (事前非公表)	19.6円/kWh 事前非公表	18.5円/kWh 事前非公表
入札参加申込容量 (件数) ※入札参加者の最大出力	264MW (7件) ※100MW	169MW (26件) ※47MW	101MW (20件) ※39MW	319MW (7件) ※112MW	129MW (3件) ※75MW
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)
入札容量 (件数)	35MW (1件)	2MW (1件)	4MW (3件)	2MW (1件)	54MW (2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)
落札価格	19.60円/kWh ただし、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)				

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データは 88 件であった。平均値は 102.0 万円/kW、中央値 90.4 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 (11 件) に限定すると、平均値は 33.0 万円/kW、中央値は 37.0 万円/kW となり、想定値と同水準となる。
- また、2,000kW以上の平均値は 87.0 万円/kW、中央値は 81.0 万円/kW である一方、2,000kW未満の平均値は 142.1 万円/kW、中央値は 110.4 万円/kW と高額となる。(参考71)

【参考 71】一般廃棄物その他バイオマス発電の資本費

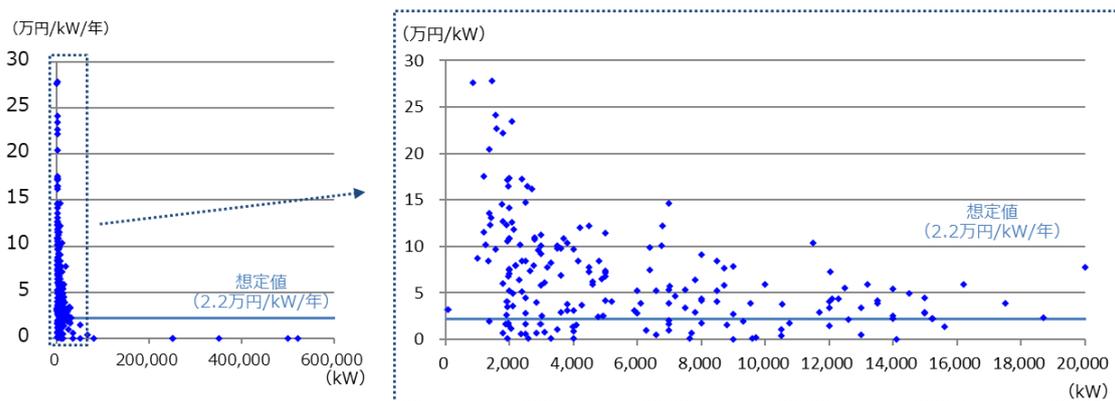


	全規模	2,000kW未満	2,000kW以上全体	10,000kW以上全体
件数	88	24	64	11
平均値 (万円/kW)	102.0	142.1	87.0	33.0
中央値 (万円/kW)	90.4	110.4	81.0	37.0
想定値 (万円/kW)	31	-	-	-

(運転維持費)

- これまでに得られた運転維持費のデータは 223 件であった。平均値は 5.9 万円/kW/年、中央値は 4.2 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 (60 件) に限定すると、平均値は 2.7 万円/kW/年、中央値は 2.4 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。(参考 72)

【参考 72】一般廃棄物その他バイオマス発電の運転維持費

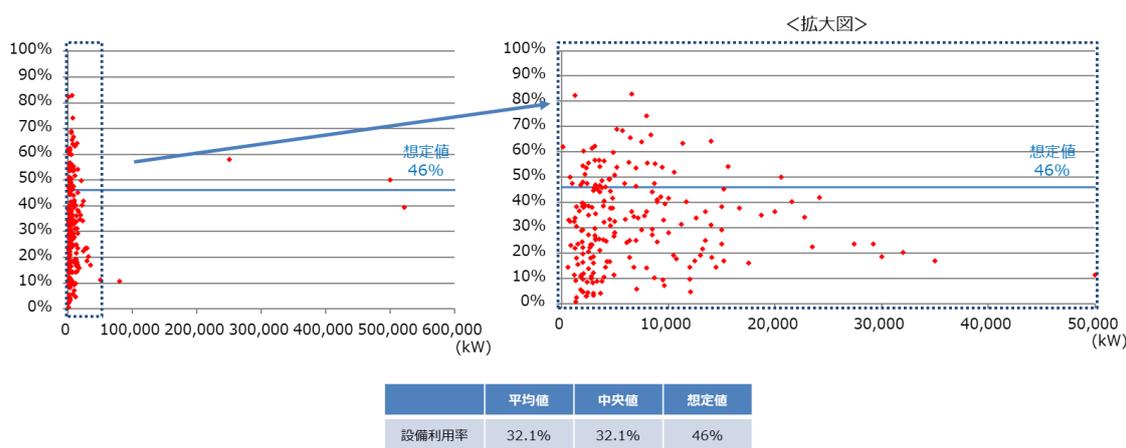


	全規模	10,000kW以上
件数	223	60
平均値 (万円/kW/年)	5.9	2.7
中央値 (万円/kW/年)	4.2	2.4
想定値 (万円/kW/年)	2.2	-

(設備利用率)

- 一般廃棄物その他バイオマス発電の設備利用率について、平均値、中央値ともに 32.1%と、想定値 (46%) を下回っている。ただし、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 73)

【参考 73】 一般廃棄物その他バイオマス発電の設備利用率



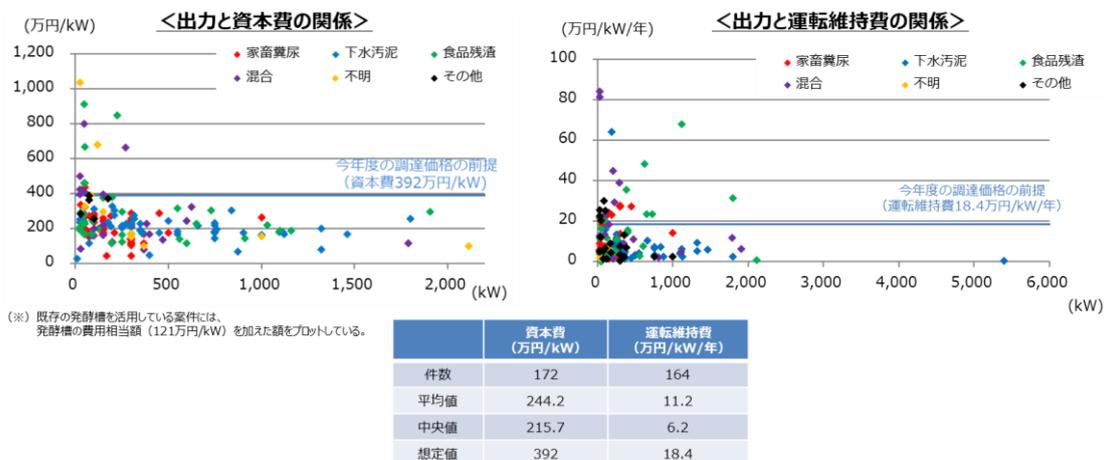
③ メタン発酵バイオガス発電のコスト動向

(資本費・運転維持費)

- これまでに得られた資本費のデータは 172 件であった²⁰。平均値は 244.2 万円/kW、中央値は 215.7 万円/kW となるが、想定値 (392 万円/kW) を下回った。
- また、これまでに得られた運転維持費のデータは 164 件であった。平均値は 11.2 万円/kW/年、中央値は 6.2 万円/kW/年となり、想定値 (18.4 万円/kW/年) を下回った。(参考 74)

²⁰ 172 件のうち 68 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 (121 万円/kW) を加えて分析している。

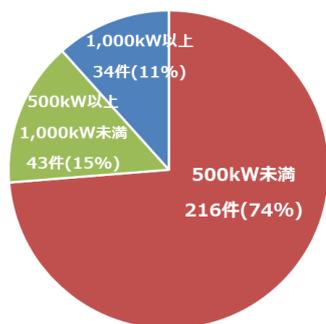
【参考 74】メタン発酵バイオガス発電の資本費・運転維持費



■ メタン発酵バイオガス発電の区分は、制度開始当初から、「件数の大半を家畜糞尿のケースが占めることから、この場合の費用を採用」した調達価格が設定されているが、足下では家畜糞尿以外のケースも多い。今年度の本委員会において、業界団体からは今後は原料混合が増加するとの意見もあった。また、現在の想定値は小規模な設備を想定しており、実際、500kW 未満が認定件数の 70%以上を占めている (参考 75)。

■ 500kW 未満の原料混合について見ると、資本費の平均値は 321.7 万円/kW、中央値は 242.7 万円/kW となり、運転維持費の平均値は 28.7 万円/kW/年、中央値は 18.4 万円/kW/年となる (参考 76)。

【参考 75】メタン発酵バイオガス発電の規模別の認定件数



【参考 76】メタン発酵バイオガス発電 (原料混合) の資本費・運転維持費

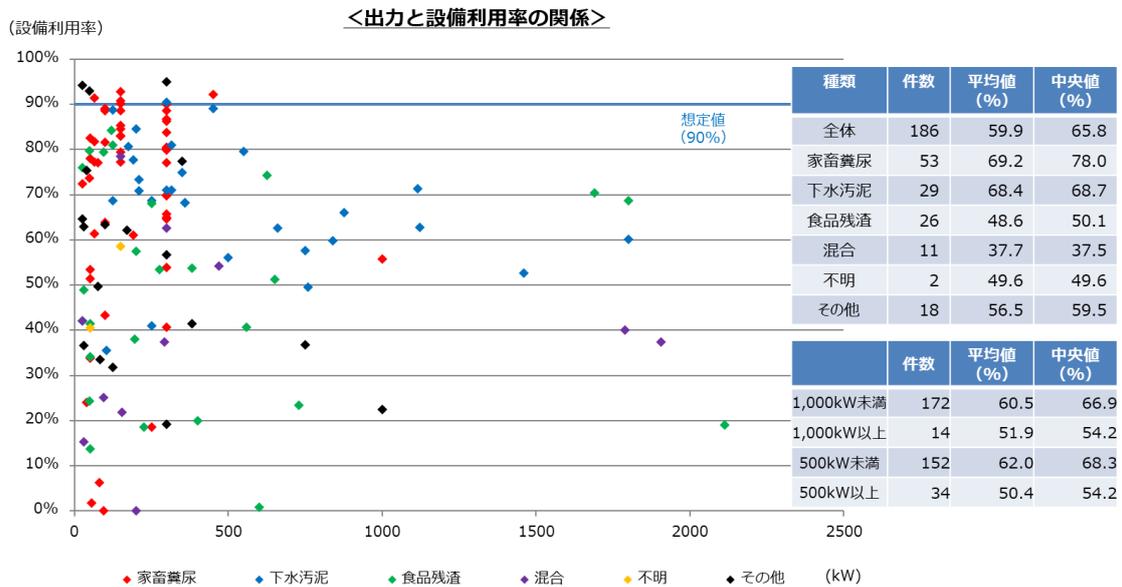
		原料混合 (500kW未満)	原料混合 (全規模)
資本費 (万円/kW)	平均値	321.7	307.1
	中央値	242.7	244.8
運転維持費 (万円/kW/年)	平均値	28.7	23.4
	中央値	18.4	12.8

※ 2021年11月末時点の件数。
 ※ 改正FIT法による2017年4月以降の失効分については、2021年11月末時点までに確認したものを反映している。

(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、全体的に想定値 (90%) を下回っており、分散が大きい (参考 77)。

【参考 77】メタン発酵バイオガス発電の設備利用率



(3) バイオマス発電の 2023 年度以降に FIP 制度のみ認められる対象等

■ 昨年度の本委員会では、以下の理由から、新規認定で FIP 制度のみ認められるバイオマス発電の対象について、2022 年度は原則として 10,000kW 以上としつつも、自然変動電源である太陽光発電でも 2022 年度から 1,000kW 以上は FIP 制度のみ認められることをふまえ、2023 年度以降早期に 1,000kW 以上を FIP 制度のみ認めることを目指すこととした²¹。

- バイオマス発電は、安定的に発電可能で調整しやすいことから、発電予測が比較的容易、需要側が単体の電源から安定した電気を調達しやすい、調整力としても活用しやすい、といった特徴があり、FIP 制度により、再エネの自立化へのステップとして、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられること
- バイオマス発電については、燃料費の大きさもあり、一般的に高コスト構造ではあるが、特に 10,000kW 以上の大規模設備では、一般木材等・一般廃棄物その他バイオマスなどの複数の区分において、発電効率が高く、相対的に低コストでの事業実施が可能であること

²¹ なお、入札対象とされている液体燃料（全規模）については、全電源共通の FIP 利用の下限もふまえて、50kW 以上を FIP 制度のみ認められる対象とした。

- 昨年度の取りまとめにおいて、「2023年度以降早期に1,000kW以上をFIP制度のみ認めることを目指す」としたことや、他の電源のFIP対象の範囲をふまえ、2022年度より、FIP制度のみ認められるバイオマス発電の対象を拡大すべきである。
- 具体的には、定期報告データを用いて規模別のコスト動向を分析したところ、一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物・一般廃棄物その他バイオマスなどの複数の区分において、2,000kW以上/未満でコストデータの傾向が異なることをふまえ、2023年度に新規認定でFIP制度のみ認められるバイオマス発電の対象について、2,000kW以上とすることとした。
- ただし、液体燃料バイオマスについては、全規模が2018年度から入札対象とされており、また、ディーゼルエンジンであり、バイオマス発電の中でも特に調整力が高いことをふまえ、2022年度と同様に、2023年度についても、50kW以上をFIP制度のみ認められる対象とした。

(4) バイオマス発電の地域活用要件

- 地熱発電と同様に、2024年度についても、基本的に2022年度・2023年度と同様の要件を維持して、今後の動向に注視することとした。

(5) バイオマス発電の2023年度の調達価格・基準価格

① メタン発酵バイオガス以外のバイオマス発電（入札対象範囲外）について

- コストデータによれば、それぞれの資本費・運転維持費は、平均値・中央値いずれも2022年度の調達価格における想定値を上回る又は同等の水準となっている。また、設備利用率は、平均値・中央値いずれも想定値を下回る又は同等の水準となっている。
- 一方で、基本的な方向性として、価格目標で中長期的な自立化を目指していることをふまえれば、調達価格・基準価格を2022年度よりも引き上げることは適当ではないと考えられる。
- こうした点もふまえ、2023年度のメタン発酵バイオガス以外のバイオマス発電（入札対象範囲外）、すなわち、一般木材等（10,000kW未満）、未利用材（2,000kW以上）、未利用材（2,000kW未満）、建設資材廃棄物、一般廃棄物その他バイオマスの各区分等の調達価格・基準価格については、いずれも、2022年度の調達価格・基準価格における想定値を維持することとした。

② メタン発酵バイオガス発電について

- コストデータによれば、資本費・運転維持費は、平均値・中央値いずれも 2022 年度の調達価格における想定値を大きく下回る。他方、設備利用率は、平均値・中央値いずれも想定値を大きく下回る。
- メタン発酵バイオガス発電の区分は、「件数の大半を家畜糞尿のケースが占めることから、この場合の費用を採用」した調達価格が設定されているが、足下では家畜糞尿以外のケースも多い。業界団体からは今後は原料混合が増加するとの意見もあり、また、現行のバイオマス活用推進基本計画等においても、原料の安定的な確保やバイオマスの利用拡大につながることから、混合利用を推進していくとされている。
- また、現在の想定値は小規模な設備を想定しており、実際、500kW 未満が認定件数の 70%以上を占めている。
- 以上をふまえ、資本費・運転維持費については、500kW 未満の原料混合案件の中央値に着目して、2023 年度の資本費の想定値を 243 万円/kW、運転維持費の想定値を 18.4 万円/kW/年とした。
- 設備利用率については、資本費・運転維持費と比較してさらにばらつきが大きく、その平均値や中央値は低い値に大きく影響を受けている。一方で、これまで想定値を 90%としていたところ、効率的な事業実施を促していく観点から、一定程度の水準以上を維持すべきと考えられる。また、今年度の本委員会において、業界団体からは、原料混合利用については設備利用率 70%を目指すと示されている。これらをふまえ、2023 年度の想定値を 70%とした。その上で、今後、その動向等をふまえて、想定値の引き上げを検討することとした。

IV. 入札制度

1. 太陽光発電

(1) 太陽光入札の 2022 年度の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。
 - A) 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。
 - B) 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、今年度より、上限価格を事前公表する形 (B) で入札を実施している。今年度に行われた入札 3 回とも、入札容量が募集容量を上回り、上限価格を下回る案件でも一定程度、落札を逃す結果となったことから、上限価格の事前公表は、事業者間の競争を通じたコスト低減と事業者の参入促進に、一定程度寄与していたと評価できる。こうしたことをふまえ、来年度も引き続き、上限価格を事前公表することとした。

(2) 太陽光入札の 2022 年度の対象範囲

- 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、以下のような懸念があることもふまえ、来年度の入札対象範囲については、2020 年度・2021 年度と同様に、原則 250kW 以上とした。
 - 入札対象範囲の拡大により入札件数が大幅に増加するおそれ (2020 年度実績で 100-250kW は 250kW 以上の約 4 倍の認定件数) があり、円滑な入札制の運用のためには更なる体制整備が求められること
 - 250kW 以上/未満で資本費に一定の差異が見られること。また、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
- 新たなエネルギーミックスの実現に向けて、地域と共生可能な形での太陽光発電の導入加速化を図るため、屋根設置の太陽光発電 (既築の

建物への設置²²に限る。)については、入札制の適用を免除することとした。この場合の調達価格・基準価格は、50kW以上入札対象外の2022年度の調達価格・基準価格である10円/kWhを適用する。また、今後、当該特例に係るフォローアップを行い、必要に応じて見直しを検討することとした。

- なお、本来、新築の建物に設置することが望ましい状況でありながら、あえて入札制の適用を回避する行動をとる可能性を排除する観点から、「既築の建物」の範囲については、2022年1月17日以前に設置されていた建物に限ることとして、今後、必要に応じて見直しを検討することとした。

(3) 太陽光入札の2022年度の入札実施回数及び募集容量

① 入札実施回数

- 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、昨年度までは年間2回であった入札実施回数を、今年度より、年間4回としている。
- 案件形成の促進と入札の実務負担の観点から、来年度の入札実施回数は、今年度と同様、年間4回とした。

② 募集容量

- 昨年度の本委員会では、2019～2020年度入札において、平均831MW/年の事業計画が提出されており、入札実施回数は4回であることから、今年度初回入札の募集容量は208MWとした上で、その後の入札の募集容量については、直前の入札における応札容量をふまえて機動的に見直すこととした。
- 来年度の入札対象の事業用太陽光発電については、1,000kW以上はFIP入札のみ、250-1,000kWはFIP入札対象外かFIT入札の選択制と、1,000kW以上/未満で取扱いが異なる。
- 仮に1,000kW以上/未満で入札区分を分けず、同様の区分として入札を

²² 入札対象の屋根設置太陽光発電の中でも、特に既築の建物への設置案件の導入が限られている状況である。2019年度・2020年度太陽光入札で落札した屋根設置案件のうち、容量ベースで約3割が既築の建物への設置案件であった。

実施した場合、FIP 電源（1,000kW 以上）と FIT 電源（1,000kW 未満）が同じ入札の枠の中で競争する。こうした点もふまえ、再エネの市場統合やアグリゲーション・ビジネスの活性化を促す観点から、1,000kW 以上/未満で区分を分けて、それぞれ募集容量を設定し、入札を実施することを基本の考え方とした²³。

- 具体的には、以下のとおり設定することとした。その上で、来年度の入札動向をふまえた上で、今後、必要に応じて見直すことを検討することとした。

（来年度初回の入札における募集容量）

- 今年度の入札 3 回の落札容量の平均 225MW に、今年度の入札 3 回の総落札容量における 250-1,000kW/1,000kW 以上それぞれの割合（22%：78%）を掛けて算出される容量（250-1,000kW は 50MW、1,000kW 以上は 175MW）とした²⁴。

（落札者の決定方法）

- 250-1,000kW/1,000kW 以上それぞれの区分ごとに、上限価格を超えない入札者のうち、低価の入札者から順に募集容量に達するまで落札者を決定する。
- その上で、250-1,000kW/1,000kW 以上のいずれかの区分で、入札容量が募集容量を下回り、もう一方の区分で、入札容量が募集容量を上回る場合には、さらに、両区分における募集容量の合計の 79%²⁵ に、両区分における入札容量の合計が達するまで、入札容量が募集容量を上回った区分における低価の入札者から順に落札者を決定する。
- こうした手当により、今年度入札と同程度の競争性を確保しつつ、募集容量を最大限に有効活用し、導入の加速化を図っていくこととした。

²³ なお、FIP 制度のみ認められる対象については、2023 年度に 500kW 以上、2024 年度に原則 250kW 以上としていることから、この考え方は 2024 年度までの一時的・過渡的なものである。

²⁴ 入札対象外とされている既築の建物への設置案件を除いた容量で算出した。

²⁵ 今年度の入札 3 回における総入札容量に対する総落札容量の割合

(来年度 2 回目以降の入札における募集容量の設定方法)

- 来年度 2 回目以降の入札における募集容量については、今年度と同様に、直前の入札における入札容量をふまえて、250-1,000kW/1,000kW 以上それぞれの区分の募集容量を、機動的に見直すこととした。具体的には、
 - 今回入札で両区分における入札容量の合計が募集容量の合計を上回った場合には、次回の入札容量は、 $\{(入札容量の合計) - (募集容量の合計)\} \times 40\%$ の容量に、各区分における $\{(入札容量) - (募集容量)\}$ の比を掛けて算出される容量を、今回入札の募集容量に加えた容量とし、
 - 今回入札で両区分における入札容量の合計が募集容量の合計を下回った場合には、次回の入札容量は、 $\{(募集容量の合計) - (入札容量の合計)\}$ の容量に、各区分における $\{(募集容量) - (入札容量)\}$ の比を掛けて算出される容量を、今回入札の募集容量から差し引いた容量とする。ただし、250-1,000kW の区分においては 50MW、1,000kW 以上の区分においては 175MW を、それぞれ下限とする。

(4) 太陽光入札の 2022 年度の上限価格

- 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、2021 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格・基準価格 11 円/kWh と、2022 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格・基準価格 10 円/kWh の間を刻む形で、第 8 回から第 11 回にかけて、11 円/kWh、10.75 円/kWh、10.50 円/kWh、10.25 円/kWh と設定した。
- 来年度の入札上限価格については、今年度と同様の考え方にに基づき、2022 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格・基準価格 10 円/kWh と、2023 年度の事業用太陽光発電（入札対象範囲外）の調達価格・基準価格の間を刻む形で設定することとした（参考 78）。

【参考 78】 事業用太陽光発電の 2022 年度の入札の上限価格のイメージ



(5) FIP 入札に係る事項

- 来年度より、1,000kW以上の事業用太陽光発電については、FIP制度のみ認められる対象となることから、来年度に初めてFIP電源に係る入札を行うこととなる。
- 前述の入札価格の事前公表、入札対象範囲、入札実施回数、募集容量、上限価格以外の事項（落札者の基準価格の決定方式、入札実施主体、入札参加資格、手数料、保証金の額・没収事由・没収免除事由、FIP認定申請期限、入札参加後の事業計画の変更に係る取扱い、運転開始期限等）については、基本的に今年度のFIT入札と同様の内容とすることとした。
- ただし、事後的な蓄電池の併設については、FIT制度では価格変更事由とされている²⁶一方で、FIP制度においては、2022年度以降に新規に認定を取得した事業に限り、価格変更なしに認められていることをふまえ、FIP入札においても、事後的な蓄電池の併設を、保証金の没収事由及び落札者決定の取消し事由から外すこととした。

²⁶ 蓄電池に一度充電した電気を逆流させる際に、その電気を認定事業者にて区分計量し、FIT外で売電することは、価格変更なしで可能。

2. 陸上風力発電

(1) 陸上風力入札の 2022 年度の対象範囲

- 昨年度の本委員会では、十分な入札容量を確保し、入札がもたらす競争・価格低減のメカニズムをしっかりと機能させるとともに、事業者の予見可能性を高める観点から、入札対象範囲「250kW 以上」を 2021～2023 年度にわたり、維持することを原則としつつ、今後、入札結果をふまえて、2022 年度以降の入札対象範囲については、必要に応じて見直すこととした。
- 今年度の入札結果については、前述のとおり、概ね順調な結果であったことから、2022 年度についても、250kW 以上は入札対象とすることが適切だと考えられる。
- その上で、50～250kW については、これまで全く認定・導入のない規模帯であるが、入札対象を引き続き 250kW 以上とした場合に、入札制度の適用を回避する可能性も排除できないことから、2023 年度に FIP 制度のみ認められる対象と同様に、2022 年度の入札対象範囲についても、50kW 以上とした。

(2) 陸上風力入札の 2022 年度の募集容量及び入札実施回数

- 募集容量については、他の応札者との競争が働くよう、応札容量が上回ることを想定されるような募集容量・入札実施回数の設定が重要である。このため、以下の理由から、2022 年度の入札は実施回数を 1 回、募集容量を 1.3GW とすることを基本とすることとした。
 - 直近 5 年間の年間認定量は 1～3GW 程度であるが、これまでの年間平均認定量は 1.3GW であること
 - 今年度入札で、入札参加資格の審査のために事業計画を提出した容量が 1.5GW。このうち、実際に入札まで進まなかった容量が 0.5GW であるが、その多くが、期日までの認定取得が困難なこと等を理由とした辞退であり、継続的な入札参加が見込まれること
- 一方で、委員から「陸上風力発電の導入加速化のため、仮に募集容量 1.3GW を大きく上回る積極的な入札参加が見られる場合には、競争性が確保されることを前提としつつ、何らか制度的な工夫で対応できないか検討」すべきとの趣旨の指摘があった。

- こうした指摘をふまえ、エネルギーミックスの実現に向けた導入加速化のため、来年度の入札については、上述の基本設定のとおり、実施した上で、当該入札で募集容量を大きく上回る入札があった場合には、同年度内に追加の入札を行うこととした。
- 具体的には、直近5年間の年間認定量に1～3GW程度の幅があることをふまえ、来年度初回の入札において、入札容量が直近5年間の年間平均認定量である1.7GWを超えた場合には、同年度内に追加の入札を実施することとした。この追加入札の設計については、以下のとおりとした。(参考79)
 - 募集容量：入札の競争性の確保のため、太陽光入札と同様、初回入札の非落札容量の40%とする。
 - 上限価格：当該追加入札は補足的な位置付けであって、原則は初回入札であることから、初回入札と追加入札で上限価格に差をつけることとした。具体的には、初回入札の加重平均落札価格または2023年度入札の上限価格（15円/kWh）のいずれか高い額とする。

【参考79】 陸上風力発電の2022年度の入札のイメージ

	初回入札		追加入札
入札対象範囲	50kW以上	初回入札で入札容量が 1.7GWを超える場合 	50kW以上
募集容量	1.3GW		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	16円/kWh		初回入札の加重平均落札価格または 2023年度入札の上限価格（15円/kWh） のいずれか高い額

3. バイオマス発電

(1) バイオマス入札の 2022 年度の対象範囲

- 2018 年度から入札対象となっている一般木質等（10,000kW 以上）及び液体燃料（全規模）については、十分な FIT 認定量があることや、海外ではより低コストで事業実施できていること等をふまえて入札対象とされていることを鑑み、引き続き、2023 年度も入札制の対象とした。

(2) バイオマス入札の 2022 年度の上限価格の事前公表・非公表

- これまでの入札において、入札容量が募集容量を大きく下回る傾向であることから、引き続き、事前非公表として、上限価格を意識した競争を促すこととした。

(3) バイオマス入札の 2022 年度の募集容量

- これまでの入札において、入札容量が募集容量を大きく下回る傾向であるものの、入札参加申込容量は各回とも 100MW を超えており、この中には、設備容量 112MW の大規模案件を予定する事業計画も存在することから、こうした大規模案件が入札できる可能性も維持するため、120MW を据え置くこととした。

4. 入札実施スケジュール、その他の入札に係る制度見直し

(1) 2022年度の入札実施スケジュール

- 2022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12回、第13回、第14回、第15回）。
 - 陸上風力発電は1回（第2回）。ただし、1.7GW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。
 - バイオマス発電は1回（第5回）

の入札を実施し、いずれの入札もFIT・FIP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こととし、詳細は参考80のとおりとした。

【参考80】2022年度の入札実施スケジュール

	2022年度				
	太陽光第12回	太陽光第13回	太陽光第14回	太陽光第15回	陸上風力第2回（・追加） バイオマス第5回
4月	入札説明会 事業計画受付(4/18)				
5月	事業計画受付〆切 (5/6) 事業計画審査〆切 (5/20) 入札募集開始 (5/30)				
6月	入札募集〆切 (6/10) 入札結果公表 (6/17)	事業計画受付(6/27)			
7月		事業計画受付〆切 (7/15) 事業計画審査〆切 (7/29)			
8月		入札募集開始 (8/8) 入札募集〆切 (8/19) 入札結果公表 (8/26)			
9月			事業計画受付 (9/26)		事業計画受付 (9/5) 事業計画受付〆切 (9/22)
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 (10/7) 入札募集開始 (10/17) 入札募集〆切 (10/28)
11月			入札募集開始 (11/7) 入札募集〆切 (11/18) 入札結果公表 (11/25)		入札結果公表 (11/4)
12月					陸上風力追加入札*
2023年1月	認定補正期限 (1/4) 認定取得期限 (1/18)			事業計画受付(1/10) 事業計画受付〆切 (1/27)	事業計画受付(1/23)
2023年2月			事業計画審査〆切 (2/10) 入札募集開始 (2/20)		事業計画受付〆切 (2/10) 事業計画審査〆切 (2/24)
2023年3月		認定補正期限 (3/13) 認定取得期限 (3/27)		入札募集〆切 (3/3) 入札結果公表 (3/10)	入札募集開始 (3/6) 入札募集〆切 (3/17) 入札結果公表 (3/24)
2023年4月以降			認定補正期限 (6/12) 認定取得期限 (6/26)	認定補正期限 (9/26) 認定取得期限 (10/10)	認定補正期限 (5/23) 認定取得期限 (6/6) 認定補正期限 (9/11) 認定取得期限 (9/25)

※陸上風力発電の追加入札については、第2回陸上風力の入札容量が1.7GWを超えた場合に実施する。

(2) 地域公共案件の取扱い

- 保証金については、
 - 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）
 - 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)

を求めることとしているが、地方公共団体の関与により、適正な事業実施が担保されている「地域公共案件」については、第1次保証金・第2次保証金のいずれについても、免除することとしている。

- この地域公共案件の対象については、適正な事業実施が担保されている案件に対して保証金の減免を行うとの趣旨を鑑み、
 - A) 当該再エネ発電事業に対する地方公共団体の直接の出資が確認できるもの
 - B) 法律に基づいて策定された基準に基づく認定等により地方公共団体が強く関与しているもの²⁷

としており、(B)については、現時点では、「農林漁業の健全な発展と調和のとれた再生可能エネルギー電気の発電の促進に関する法律」(農山漁村再エネ法)に基づいて市町村が認定する案件を、その具体的な対象としているが、その他の対象については、必要に応じて本委員会で議論して決定することとされている。

- 2021年5月に成立した改正地球温暖化対策推進法の下、2022年度4月から施行される「地域脱炭素化促進事業の認定制度」では、
 - 「地域脱炭素化促進事業」を行おうとする事業者は、その計画を策定し、「地方公共団体実行計画」への適合等について、市町村の認定を受けることができる。
 - 認定を受けた事業者の認定事業については、関係許可等の手続のワンストップ化等の特例を受けることができる。
 - また、国・都道府県は、市町村に対し、「地方公共団体実行計画」の策定やその円滑かつ確実な実施に関し、必要な情報提供、助言その他の援助を行うよう努める。

こととされている。

- こうした制度趣旨を鑑み、2022年度の地域公共案件(類型(B))の対

²⁷ 地方公共団体からの認定等に関して、国から地方公共団体に対する適切な指導・助言等が可能であることが前提。

象に、「地球温暖化対策の推進に関する法律」に基づいて市町村が認定する案件を加えることとした。

(3) 電源接続案件一括検討プロセスに係る対応

- 保証金については、前述のとおり、第1次保証金・第2次保証金を求めることとしている。また、落札後も、速やかな事業実施を促す観点から、入札結果公表後から7か月以内の認定取得を求めることとしている。
- こうした制度設計の下、今年度の陸上風力発電の入札においては、入札案件が電源接続案件一括検討プロセスの対象であることが、落札後に判明し、期日までの接続契約の締結が困難であることを理由に、辞退される事例が、複数見られている。
- こうした案件は、電力会社からの接続検討の回答を得ていない等、期日までの接続契約の見込みが明らかでない中で、入札に参加しているという意味では、入札参加事業者のリスク判断に基づく結果とも評価できるが、一方で、事業リスクをとって、早期の案件形成を試みているものとも評価できる。
- こうした点もふまえ、
 - 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、
 - 既に電源接続案件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には、

これまでの入札で没収となった保証金を繰り越して利用できる（すなわち、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とする）こととし、エネルギーミックスの実現に向けて、案件形成の加速化を図ることとした。

V. 調達価格等に関する結論

以上をふまえ、令和4年度以降の交付対象区分等、基準価格、交付期間、特定調達対象区分等、調達価格、調達期間、入札対象区分等、入札実施指針のうち供給価格上限額及び解体積立基準額に関する調達価格等算定委員会の意見を、別紙のとおり取りまとめた。

①太陽光発電（10kW未満）：

		（参考）2020年度	（参考）2021年度	（参考）2022年度	2023年度
FIT調達価格		21円/kWh	19円/kWh	17円/kWh	16円/kWh
資本費	システム費用	29.0万円/kW	27.5万円/kW	25.9万円/kW	2022年度の想定値を据え置き
運転維持費		0.30万円/kW/年	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き	2022年度の想定値を据え置き
設備利用率		13.7%	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き	2022年度の想定値を据え置き
余剰売電比率		70%	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き	2022年度の想定値を据え置き
自家消費分の便益		26.33円/kWh	26.44円/kWh	26.44円/kWh	26.34円/kWh
調達期間終了後の 売電価格		9.3円/kWh	9.0円/kWh	9.0円/kWh	9.5円/kWh
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）		3.2%	2020年度の想定値を据え置き	2020年度の想定値を据え置き	2022年度の想定値を据え置き
調達期間		10年間	10年間	10年間	10年間

※ 太陽光発電（10kW未満）に限り、当該調達価格に消費税相当額を含むものとする。

※ 2022年度は、FIT制度のみ認められる対象とし、FIP制度が認められる対象としない。

（全電源共通事項）

※ 2022年度はFIP制度が認められる対象を50kW以上とし、2023年度以降のFIP制度が認められる対象の下限は、来年度以降の本委員会で検討する。

※ 沖縄地域・離島等供給エリアについては、FIP制度のみ認められる対象とされている場合にも、FIT制度を適用できることとする。

②太陽光発電（10kW以上50kW未満）：

		(参考) 2020年度	(参考) 2021年度	(参考) 2022年度	2023年度
FIT調達価格		13円/kWh+消費税	12円/kWh+消費税	11円/kWh+消費税	10円/kWh+消費税
資本費	システム費用	21.2万円/kW	-	-	17.8万円/kW
	土地造成費	0.4万円/kW	-	-	2020年度の想定値を据え置き
	接続費用	1.35万円/kW	-	-	2020年度の想定値を据え置き
	地域活用要件具備に要する費用	0.3万円/kW	-	-	システム費用17.8万円/kWの内数
運転維持費		0.5万円/kW/年	-	-	2020年度の想定値を据え置き
設備利用率		17.2%	-	-	2020年度の想定値を据え置き
自家消費比率		50%	-	-	2020年度の想定値を据え置き
自家消費分の便益		18.74円/kWh	-	-	18.03円/kWh
運転年数		20年間	-	-	2020年度の想定値を据え置き
IRR（税引前） <small>（法人税等の税引前の内部収益率）</small>		4%	-	-	2020年度の想定値を据え置き
調達期間		20年間	20年間	20年間	20年間

※ 2022年度は、FIT制度のみ認められる対象とし、FIP制度が認められる対象としない。

※ 自家消費型の地域活用要件を適用。

③太陽光発電（50kW以上250kW未満）：

		（参考）2020年度	（参考）2021年度	（参考）2022年度 ※FIT/FIPが選択可能	2023年度（注1） ※FIT/FIPが選択可能
FIT調達価格		12円/kWh+消費税	11円/kWh+消費税	10円/kWh+消費税	9.5円/kWh+消費税
FIP基準価格				10円/kWh	9.5円/kWh
資本費	システム費用	14.2万円/kW	-	-	11.7万円/kW
	土地造成費	0.4万円/kW	-	-	2020年度の想定値を据え置き
	接続費用	1.35万円/kW	-	-	2020年度の想定値を据え置き
運転維持費		0.5万円/kW/年	-	-	2020年度の想定値を据え置き
設備利用率		17.2%	-	-	17.7%
運転年数		20年間	-	-	25年間
調達期間終了後の 売電価格		-	-	-	9.4円/kWh
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）		4%	-	-	2020年度の想定値を据え置き
調達期間/交付期間		20年間	20年間	20年間	20年間

（注1）2023年度については、入札対象は来年度の本委員会で検討するため、当該調達価格・基準価格の適用対象は、50kW以上かつ入札対象範囲外のもの。

④太陽光発電（250kW以上500kW未満）：

	（参考）2021年度	2022年度 ※FIT/FIPが選択可能	2023年度 ※FIT/FIPが選択可能	2024年度（注2）
FIT調達価格	入札制 供給価格上限額は表⑦のとおり （事前公表）	入札制（注3） 供給価格上限額は表⑦のとおり （事前公表）	入札制	
FIP基準価格		10円/kWh	9.5円/kWh	来年度以降の本委員会で検討
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

（注2）2024年度に、FIP制度のみ認められる対象については、原則250kW以上

⑤太陽光発電（500kW以上1,000kW未満）：

	（参考）2021年度	2022年度 ※FIT/FIPが選択可能	2023年度	2024年度
FIT調達価格	入札制 供給価格上限額は表⑦のとおり （事前公表）	入札制（注3） 供給価格上限額は表⑦のとおり （事前公表）		
FIP基準価格		10円/kWh	入札制	来年度以降の本委員会で検討
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

⑥太陽光発電（1,000kW以上）：

	（参考）2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
FIT調達価格	入札制 供給価格上限額は表⑦のとおり （事前公表）			
FIP基準価格		入札制（注3） 供給価格上限額は表⑦のとおり （事前公表）	入札制	来年度以降の本委員会で検討
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

（注3）2022年度は、既築建物の屋根に設置するものについては入札対象範囲外であり、調達価格・基準価格は表③のとおり。

⑦太陽光発電（2022年度（第12回～第15回）入札制（250kW以上））

2021年度	(参考) 第8回	(参考) 第9回	(参考) 第10回	(参考) 第11回
供給価格上限額	11.00円	10.75円	10.50円	10.25円

2022年度	第12回	第13回	第14回	第15回
供給価格上限額	10.00円	9.88円	9.75円	9.63円

⑧解体等積立基準額（太陽光（10kW以上））：

認定年度（注4）		（参考）調達価格/基準価格	解体等積立基準額
2012年度		40円/kWh	1.62円/kWh
2013年度		36円/kWh	1.40円/kWh
2014年度		32円/kWh	1.28円/kWh
2015年度		29円/kWh 27円/kWh	1.25円/kWh
2016年度		24円/kWh	1.09円/kWh
2017年度	入札対象外	21円/kWh	0.99円/kWh
	第1回入札対象	落札者ごと	0.81円/kWh
2018年度	入札対象外	18円/kWh	0.80円/kWh
	第2回入札対象	（落札者なし）	—
	第3回入札対象	落札者ごと	0.63円/kWh
2019年度	入札対象外	14円/kWh	0.66円/kWh
	第4回入札対象	落札者ごと	0.54円/kWh
	第5回入札対象	落札者ごと	0.52円/kWh
2020年度	10kW以上50kW未満	13円/kWh	1.33円/kWh
	50kW以上250kW未満	12円/kWh	0.66円/kWh
	250kW以上	落札者ごと	0.66円/kWh
2021年度	10kW以上50kW未満	12円/kWh	1.33円/kWh
	50kW以上	11円/kWh	0.66円/kWh
2022年度	10kW以上50kW未満	11円/kWh	1.33円/kWh
	50kW以上	10円/kWh	0.66円/kWh
2023年度	10kW以上50kW未満	表②のとおり	1.33円/kWh
	50kW以上	表③～⑥のとおり	0.64円/kWh

（注4）簡易的に認定年度を記載しているが、調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用を積み立てるという観点から、実際には、適用される調達価格/基準価格に対応する解体等積立基準額が適用されることとする。なお、参考として記載している調達価格については「+消費税」を省略している。入札対象の調達価格/基準価格は落札者ごと。

令和4年度以降（2022年度以降）の調達価格等について

⑨陸上風力発電（新設（50kW未満））：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度	（参考）2023年度	2024年度
FIT調達価格	17円/kWh+消費税	16円/kWh+消費税	15円/kWh+消費税（注5）	14円/kWh+消費税 （注5）
資本費	28.2万円/kW	27.9万円/kW	27.5万円/kW	27.1万円/kW
運転維持費	0.93万円/kW/年	2021年度の想定値を据え置き	2021年度の想定値を据え置き	2023年度の想定値を据え置き
設備利用率	25.6%	26.8%	28.0%	2023年度の想定値を据え置き
IRR（税引前） <small>（法人税等の税引前の内部収益率）</small>	7%	7%	7%	6%
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

（注5）2023年度・2024年度は自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を適用。

⑩陸上風力発電（新設（50kW以上））：

	（参考）2021年度	2022年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2023年度	2024年度
FIT調達価格	入札制（第1回）（注6） 供給価格上限額は17円/kWh （事前公表）	入札制（第2回） 供給価格上限額は16円/kWh（注7） 追加入札の供給価格上限額は、第2回入札の 加重平均落札価格または2023年度入札の 供給価格上限額のいずれか高い額（事前公表）		
FIP基準価格		16円/kWh	入札制 供給価格上限額は15円/kWh （事前公表）	入札制 供給価格上限額は14円/kWh （事前公表）
資本費	28.2万円/kW	27.9万円/kW	27.5万円/kW	27.1万円/kW
運転維持費	0.93万円/kW/年	2021年度の想定値を据え置き	2021年度の想定値を据え置き	2023年度の想定値を据え置き
設備利用率	25.6%	26.8%	28.0%	2023年度の想定値を据え置き
IRR（税引前） <small>（法人税等の税引前の内部収益率）</small>	7%	7%	7%	6%
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

（注6）2021年度は250kW以上 （注7）2022年度の追加入札は、第2回入札において入札容量が1.7GWを超えた場合に実施。

⑪陸上風力発電（リプレース）：

	(参考) 2021年度	2022年度 ※FIT/FIPが選択可能
FIT調達価格	15円/kWh+消費税	14円/kWh+消費税
FIP基準価格		14円/kWh
資本費	27.2万円/kW	26.9万円/kW
運転維持費	0.93万円/kW/年	2021年度の想定値を据え置き
設備利用率	25.6%	26.8%
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）	5%	5%
調達期間/交付期間	20年間	20年間

⑫着床式洋上風力発電（再工ネ海域利用法適用外）：

	(参考) 2021年度	(参考) 2022年度 ※FIT/FIPが選択可能	2023年度 ※FIT/FIPが選択可能	2024年度
FIT調達価格	32円/kWh+消費税	29円/kWh+消費税	入札制	
FIP基準価格		29円/kWh	入札制	来年度以降の本委員会で検討
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

⑬浮体式洋上風力発電（再工ネ海域利用法適用外）：

	(参考) 2021年度	(参考) 2022年度 ※FIT/FIPが選択可能	(参考) 2023年度 ※FIT/FIPが選択可能	2024年度 ※FIT/FIPが選択可能
FIT調達価格	36円/kWh+消費税	36円/kWh+消費税	36円/kWh+消費税	36円/kWh+消費税
FIP基準価格		36円/kWh	36円/kWh	36円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

※ 着床式・浮体式ともに、FIP制度のみ認められる対象は再工ネ海域利用法適用対象も同様。

⑭地熱発電（15,000kW未満）新設：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度	（参考）2023年度	2024年度
FIT調達価格（注8）	40円/kWh+消費税	40円/kWh+消費税	40円/kWh+消費税	40円/kWh+消費税
FIP基準価格		40円/kWh	40円/kWh	40円/kWh
調達期間/交付期間	15年間	15年間	15年間	15年間

⑮地熱発電（15,000kW未満）全設備更新型：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度	（参考）2023年度	2024年度
FIT調達価格（注8）	30円/kWh+消費税	30円/kWh+消費税	30円/kWh+消費税	30円/kWh+消費税
FIP基準価格		30円/kWh	30円/kWh	30円/kWh
調達期間/交付期間	15年間	15年間	15年間	15年間

⑯地熱発電（15,000kW未満）地下設備流用型：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度	（参考）2023年度	2024年度
FIT調達価格（注8）	19円/kWh+消費税	19円/kWh+消費税	19円/kWh+消費税	19円/kWh+消費税
FIP基準価格		19円/kWh	19円/kWh	19円/kWh
調達期間/交付期間	15年間	15年間	15年間	15年間

（注8）2022～2024年度の1,000kW未満については、自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。
また、2022～2024年度の1,000kW以上については、FIP制度のみ認められる対象とし、FIT制度が認められる対象としない。

⑰地熱発電（15,000kW以上）新設：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度	（参考）2023年度	2024年度
FIT調達価格	26円/kWh+消費税			
FIP基準価格		26円/kWh	26円/kWh	26円/kWh
調達期間/交付期間	15年間	15年間	15年間	15年間

⑱地熱発電（15,000kW以上）全設備更新型：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度	（参考）2023年度	2024年度
FIT調達価格	20円/kWh+消費税			
FIP基準価格		20円/kWh	20円/kWh	20円/kWh
調達期間/交付期間	15年間	15年間	15年間	15年間

⑲地熱発電（15,000kW以上）地下設備流用型：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度	（参考）2023年度	2024年度
FIT調達価格	12円/kWh+消費税			
FIP基準価格		12円/kWh	12円/kWh	12円/kWh
調達期間/交付期間	15年間	15年間	15年間	15年間

⑳水力（200kW未満）新設：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2023年度 ※FIT/FIPが選択可能	2024年度 ※FIT/FIPが選択可能
FIT調達価格（注9）	34円/kWh+消費税	34円/kWh+消費税	34円/kWh+消費税	34円/kWh+消費税
FIP基準価格		34円/kWh	34円/kWh	34円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

㉑水力（200kW未満）既設導水路活用型：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2023年度 ※FIT/FIPが選択可能	2024年度 ※FIT/FIPが選択可能
FIT調達価格（注9）	25円/kWh+消費税	25円/kWh+消費税	25円/kWh+消費税	25円/kWh+消費税
FIP基準価格		25円/kWh	25円/kWh	25円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

㉒水力（200kW以上1,000kW未満）新設：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2023年度 ※FIT/FIPが選択可能	2024年度 ※FIT/FIPが選択可能
FIT調達価格（注9）	29円/kWh+消費税	29円/kWh+消費税	29円/kWh+消費税	29円/kWh+消費税
FIP基準価格		29円/kWh	29円/kWh	29円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

㉓水力（200kW以上1,000kW未満）既設導水路活用型：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度 ※FIT/FIPが選択可能	（参考）2023年度 ※FIT/FIPが選択可能	2024年度 ※FIT/FIPが選択可能
FIT調達価格（注9）	21円/kWh+消費税	21円/kWh+消費税	21円/kWh+消費税	21円/kWh+消費税
FIP基準価格		21円/kWh	21円/kWh	21円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

（注9）2022年度～2024年度の1,000kW未満については、自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。
ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。

②4水力（1,000kW以上5,000kW未満）新設：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度	2023年度
FIT調達価格	27円/kWh+消費税		
FIP基準価格		27円/kWh	27円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

②5水力（1,000kW以上5,000kW未満）既設導水路活用型：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度	2023年度
FIT調達価格	15円/kWh+消費税		
FIP基準価格		15円/kWh	15円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

②6 水力（5,000kW以上30,000kW未満）新設：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度	2023年度
FIT調達価格	20円/kWh+消費税		
FIP基準価格		20円/kWh	16円/kWh
資本費	69万円/kW	2021年度の想定値を据え置き	51万円/kW
運転維持費	0.95万円/kW/年	2021年度の想定値を据え置き	2022年度の想定値を据え置き
設備利用率	45%	2021年度の想定値を据え置き	2022年度の想定値を据え置き
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）	7%	2021年度の想定値を据え置き	2022年度の想定値を据え置き
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

②7 水力（5,000kW以上30,000kW未満）既設導水路活用型：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度	2023年度
FIT調達価格	12円/kWh+消費税		
FIP基準価格		12円/kWh	9円/kWh
資本費	34.5万円/kW	2021年度の想定値を据え置き	26万円/kW
運転維持費	0.95万円/kW/年	2021年度の想定値を据え置き	2022年度の想定値を据え置き
設備利用率	45%	2021年度の想定値を据え置き	2022年度の想定値を据え置き
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）	7%	2021年度の想定値を据え置き	2022年度の想定値を据え置き
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

⑳バイオマス（一般木材等（2,000kW未満））：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度	2023年度
FIT調達価格	24円/kWh+消費税	24円/kWh+消費税（注10）	24円/kWh+消費税（注10）
FIP基準価格		24円/kWh	24円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

（注10）2022・2023年度については、自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。

㉑バイオマス（一般木材等（2,000kW以上10,000kW未満））：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度 ※FIT/FIPが選択可能	2023年度
FIT調達価格	24円/kWh+消費税	24円/kWh+消費税（注11）	
FIP基準価格		24円/kWh	24円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

（注11）2022年度については、自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。

㉒バイオマス（一般木材等（10,000kW以上）・液体燃料）：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度	2023年度
FIT調達価格	入札制 供給価格上限額は18.5円/kWh （事前非公表）		
FIP基準価格		入札制 （事前非公表）	入札制
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

③1 バイオマス（未利用材（2,000kW未満））：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度 ※FIT/FIPが選択可能	2023年度 ※FIT/FIPが選択可能
FIT調達価格	40円/kWh+消費税	40円/kWh+消費税（注12）	40円/kWh+消費税（注12）
FIP基準価格		40円/kWh	40円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

（注12）2022・2023年度については、自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。

③2 バイオマス（未利用材（2,000kW以上））：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度	2023年度
FIT調達価格	32円/kWh+消費税	32円/kWh+消費税（注13）	
FIP基準価格		32円/kWh	32円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

（注13）2022年度については、10,000kW未満であって、自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。

③③バイオマス（建設資材廃棄物）：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度	2023年度
FIT調達価格	13円/kWh+消費税	13円/kWh+消費税（注14）	13円/kWh+消費税（注15）
FIP基準価格		13円/kWh	13円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

③④バイオマス（一般廃棄物その他バイオマス）：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度	2023年度
FIT調達価格	17円/kWh+消費税	17円/kWh+消費税（注14）	17円/kWh+消費税（注15）
FIP基準価格		17円/kWh	17円/kWh
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

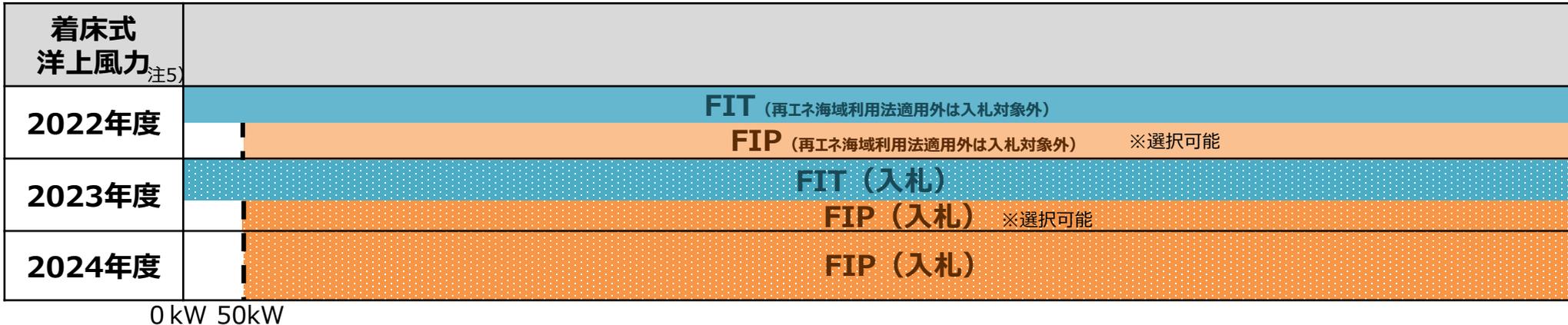
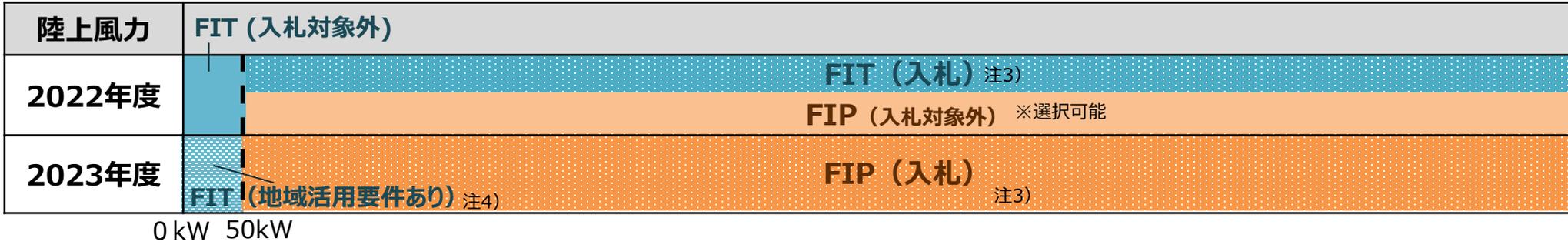
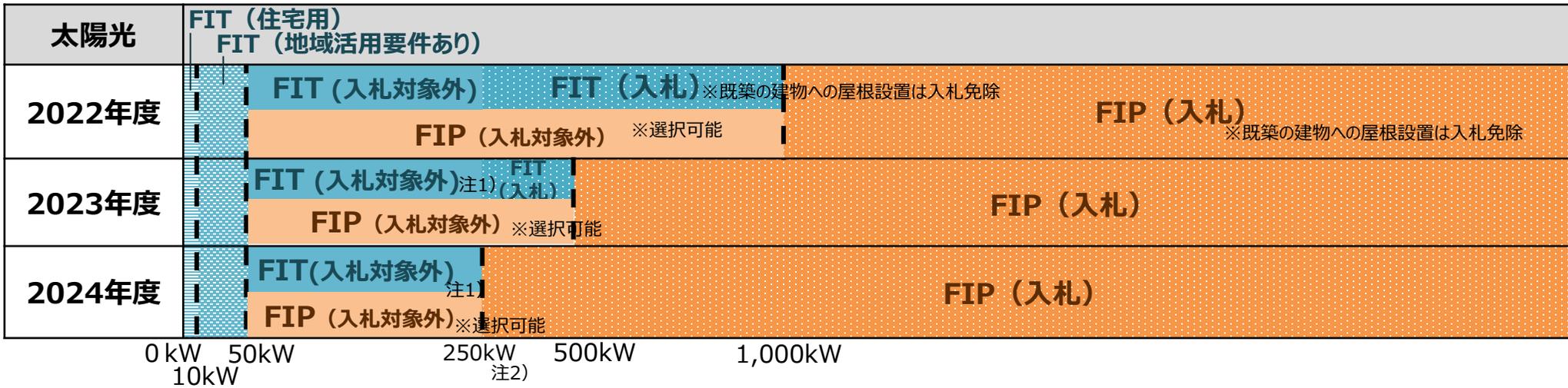
③⑤バイオマス（メタン発酵バイオガス発電）：

	（参考）2021年度	（参考）2022年度	2023年度
FIT調達価格	39円/kWh+消費税	39円/kWh+消費税（注14）	35円/kWh+消費税（注15）
FIP基準価格		39円/kWh	35円/kWh
資本費	392万円/kW	2021年度の想定値を据え置き	243万円/kW
運転維持費	18.4万円/kW/年	2021年度の想定値を据え置き	18.4万円/kW/年
設備利用率	90%	2021年度の想定値を据え置き	70%
IRR（税引前） （法人税等の税引前の内部収益率）	1%	2021年度の想定値を据え置き	2022年度の想定値を据え置き
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間

（注14）2022年度については、10,000kW未満であって、自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。

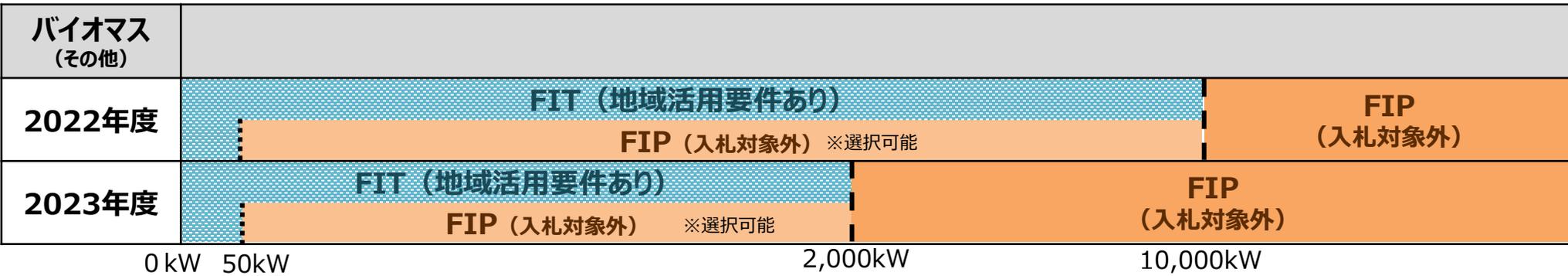
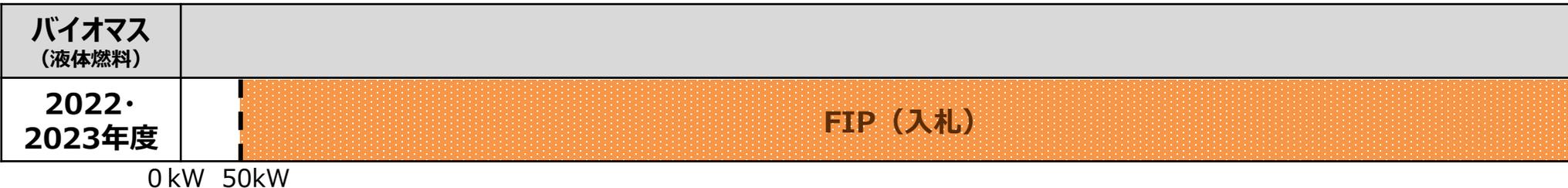
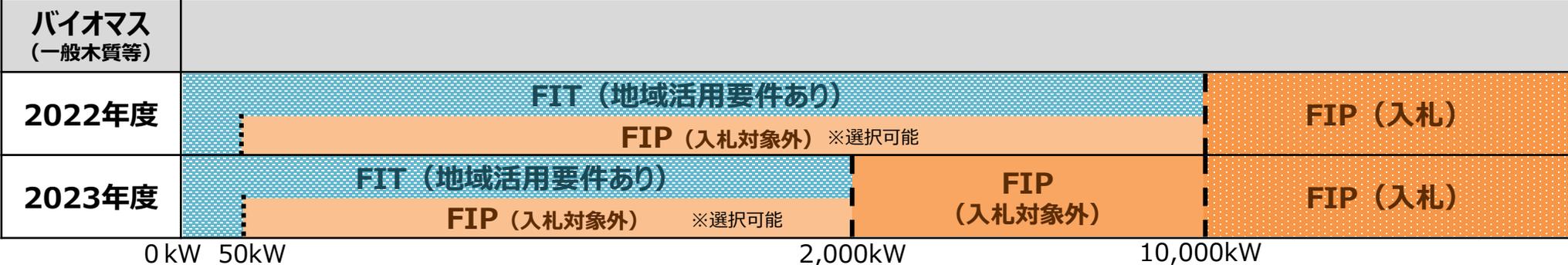
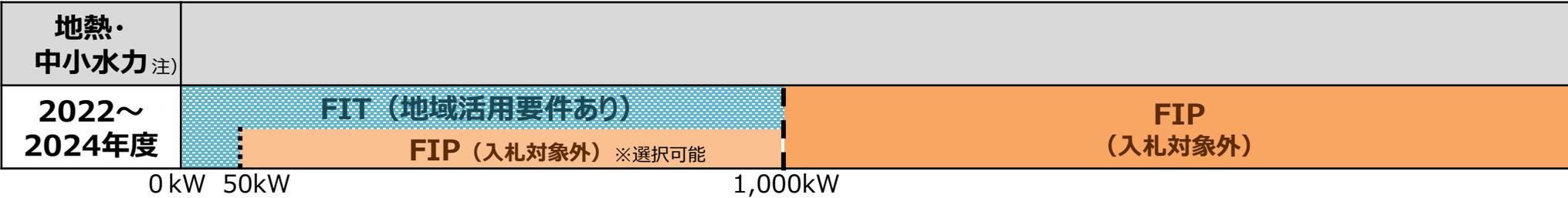
（注15）2023年度については、2,000kW未満であって、自家消費/地域消費・地域一体型の地域活用要件を満たすもののみ、FIT制度を適用。ただし、沖縄・離島等供給エリアは、地域活用要件を求めないこととする。

(参考) FIT/FIP・入札の対象 (太陽光・風力) のイメージ



注1) 太陽光の2023年度、2024年度の入札対象の閾値を、2022年度の閾値をそのまま仮定していることに留意。 注2) 2024年度にFIP制度のみ認められる対象は原則250kW以上
 注3) リプレースは入札対象外。なおかつ1,000kW未満は、FIT/FIPが選択可能。 注4) 沖縄地域・離島等供給エリアは地域活用要件なしでFIT制度を選択可能とする。 注5) 浮体式洋上風力については、FIT/FIPが選択可能。

(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 18



注) 地熱・中小水力発電のリブレースは新設と同様の取扱い。

※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。