

平成 31 年度以降の調達価格等に関する
意見（案）

平成 31 年 1 月 9 日（水）
調達価格等算定委員会

目次

I. はじめに	3
II. 分野横断的事項	5
1. 今年度の検討のフレームワーク	5
2. 複数年度価格設定の考え方	6
III. 分野別事項	7
1. 太陽光発電.....	7
(1) 現状と価格目標.....	7
(2) 事業用太陽光発電の入札対象範囲	15
(3) 事業用太陽光発電	21
(4) 住宅用太陽光発電	28
2. 風力発電	32
(1) 現状と価格目標.....	32
(2) 陸上風力発電	37
(3) 洋上風力発電	43
3. 地熱発電	45
(1) 現状と価格目標.....	45
(2) 15,000kW 未満及び 15,000kW 以上 (リプレース区分含む)	46
4. 中小水力発電.....	48
(1) 現状と価格目標.....	48
(2) 200kW 未満及び 200kW 以上 1,000kW 未満	49
(3) 1,000kW 以上 5,000kW 未満及び 5,000kW 以上 30,000kW 未満	50
(4) 既設導水路活用型.....	52
5. バイオマス発電	54
(1) 現状と価格目標.....	54
(2) 新規燃料の取扱い (P)	55
(3) 持続可能性基準.....	60
(4) 入札対象範囲	63
(5) 木質等バイオマス発電.....	64
(6) 一般廃棄物その他バイオマス発電	67
(7) メタン発酵バイオガス発電	68
(8) 石炭混焼案件の取扱い.....	71
IV. 調達価格及び調達期間に関する結論	77
V. 入札制度	78
1. 入札全体 (太陽光発電・バイオマス発電) に共通の事項.....	78
(1) 2018 年度の入札結果	78

(2)	2019年度の実施スケジュール	80
(3)	地域公共案件の取扱い	81
(4)	上限価格の取扱い	82
(5)	調達価格の決定方式	83
(6)	保証金の取扱い	84
2.	太陽光発電	85
(1)	入札対象範囲（再掲）	85
(2)	入札量	85
3.	バイオマス発電	87
(1)	入札対象範囲（再掲）	87
(2)	入札量	87

I. はじめに

電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（以下「FIT法」という。）第3条第7項及び第12項、第4条第2項並びに第5条第4項の規定に基づき、平成31年度以降の調達価格及び調達期間（以下「調達価格等」という。）、価格目標、入札対象区分等並びに入札実施指針について、以下のとおり、調達価格等算定委員会の意見を取りまとめた。

我が国では、平成30年7月に閣議決定されたエネルギー基本計画において、初めて再生可能エネルギーを主力電源化していく方向性が掲げられた。この方向性を実現するためには、再エネ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、FIT制度からの自立化を図っていくことが必要である。しかしながら、現在、我が国の再エネコストは海外と比べても高い状況にあり、FIT制度における買取費用総額は既に3.1兆円にまで増大している。世界では技術革新などによって低コストでの再生可能エネルギーの導入が進展している中で、世界の状況を日本においても実現し、再生可能エネルギーの円滑な大量導入を推進していくことが求められている。

今年度の本委員会では、こうした国内外の動向を踏まえて、コスト低減の加速化をより一層強化する方策について、再エネ電源を「急速なコストダウンが見込まれる電源」と「地域との共生を図りつつ緩やかに自立化に向かう電源」に切り分けた上で、それぞれの性質に沿った適切な方法でコスト低減を促すという視点から検討を行った。

また、再生可能エネルギーを主力電源化していくためには、長期安定的な電源とするための事業規律の強化や、系統制約の克服をはじめとした事業環境の整備を進めることも重要である。系統制約の克服については、他の審議会で検討がなされ、「日本版コネクタ&マネージ」の具体化が進められているところであるが、こうした取組についての適切なフォローアップを継続するとともに、今後、再生可能エネルギーの大量導入時代に適応した次世代型のネットワークへと転換していくため、必要な系統への投資が行われることが重要である。

本意見が再生可能エネルギーの主力電源化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形で、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、本意見を聴いて価格目標を設定するとともに、本意見を尊重して平成31年度以降の調達価格等の決定、入札対象区分等の指定及び入札実施指針の策定を行うことを求める。また、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

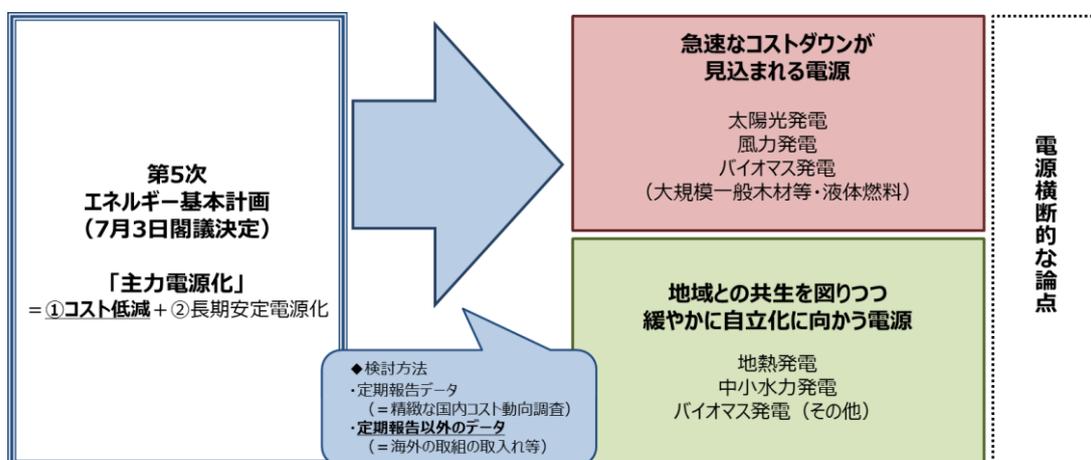
とで、再エネ発電事業者の事業の予見可能性を向上させるため、以下、意見集約に当たって、本委員会として合意した考え方を記す。

Ⅱ. 分野横断的事項

1. 今年度の検討のフレームワーク

- 今年度の委員会では、第5次エネルギー基本計画において2030年に向けて再生可能エネルギーを主力電源化していく方向性が示されたことを踏まえ、コスト低減の加速化をより一層強化する方策を検討した。
- また、昨年度の委員会では、
 - 各電源について、国際水準を目指し、コスト低減に向けたさらなる取組の強化を図ること
 - リードタイムの長い電源については、国際情勢や導入量等を踏まえて、改めて向こう3年間の価格を検討することをフレームワークとして検討を行ったが、今年度の委員会では、昨年度のフレームワークを踏襲しつつ、併せて直近の動向も踏まえた検討を行った。
- 今年度の検討に当たっては、第5次エネルギー基本計画で整理した電源の考え方にに基づき、①急速なコストダウンが見込まれる電源（太陽光発電・風力発電・バイオマス発電（大規模一般木材等及びバイオマス液体燃料））と②地域との共生を図りつつ緩やかに自立化に向かう電源（地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電（大規模一般木材等及びバイオマス液体燃料以外））のそれぞれに対して、国内外のコスト動向を見極めつつ、電源の性質に沿った適切な方法でコスト低減を促すという視点を全体のフレームワークとした（参考1）。

【参考1】今年度の検討のフレームワーク



2. 複数年度価格設定の考え方

- FIT 法第 3 条第 2 項においては、事業者の予見可能性を高めるため、予め複数年度の調達価格等の設定を行うことができるとされている。
- この規定に基づき、住宅用太陽光発電については、設置期間は短いものの、効率的な水準のシステム費用を目標とし、段階的にトップランナー的なアプローチで調達価格を引き下げ、コスト低減を促していく観点から、2019 年度までの複数年度価格設定を行っている。また、風力発電・地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電（一般木材等及びバイオマス液体燃料以外）については、地元調整や関係法令の手續等に要する期間を勘案しつつ、事業者が事業化の決定を行ってから FIT 認定を取得するまでの期間を基準として、2020 年度まで（一般海域の海域利用ルールの適用を受けない着床式洋上風力発電は 2019 年度まで）の複数年度価格設定を行っている。
- こうした中、FIT 法においては、「政府は、この法律の施行後平成 33 年 3 月 31 日まで（注：2020 年度末まで）の間に、この法律の施行の状況等を勘案し、この法律の抜本的な見直しを行うものとする」（附則第 2 条第 3 項）とされている。このため、FIT 法抜本見直し後の制度との整合性に配慮するという観点や、制度の複雑化を防ぐという観点から、今年度の委員会では 2021 年度以降の取扱いは決定しないという考え方もあり得る。
- しかしながら、少なくとも「地域との共生を図りつつ緩やかに自立化に向かう電源」（地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電（大規模一般木材等及びバイオマス液体燃料以外））については、
 - 中長期的な FIT 制度からの自立化が求められるものの、向こう 3 年間で急速なコスト構造の変化が見通せないこと
 - リードタイムが長い中で、特に地熱発電や中小水力発電については、本委員会での業界団体ヒアリングにおいて、複数年度価格設定を維持するよう業界団体からの要望があったことや、エネルギーミックスの達成に向けて導入スピードを加速化させていく必要があることを踏まえると、事業者の予見可能性に配慮する必要性が高いことに鑑み、今年度の委員会において 2021 年度の取扱いを原則決定することとした。

(※) 住宅用太陽光発電及び風力発電の考え方は分野別事項を参照。

Ⅲ. 分野別事項

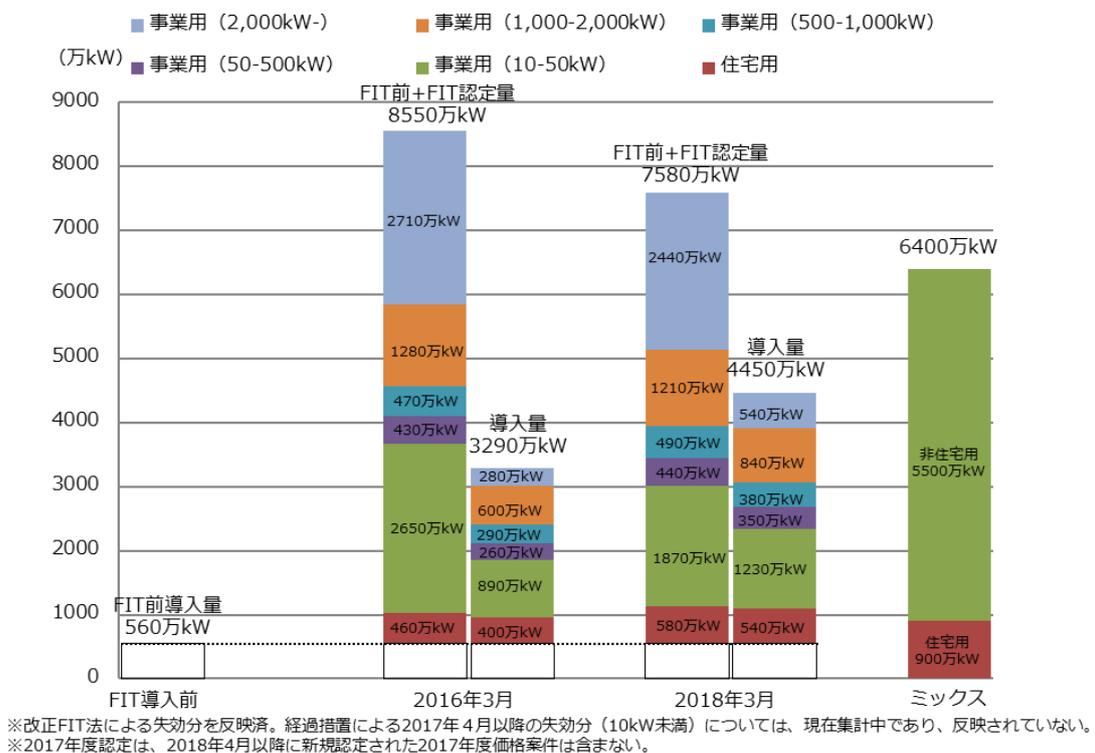
1. 太陽光発電

(1) 現状と価格目標

① 現状

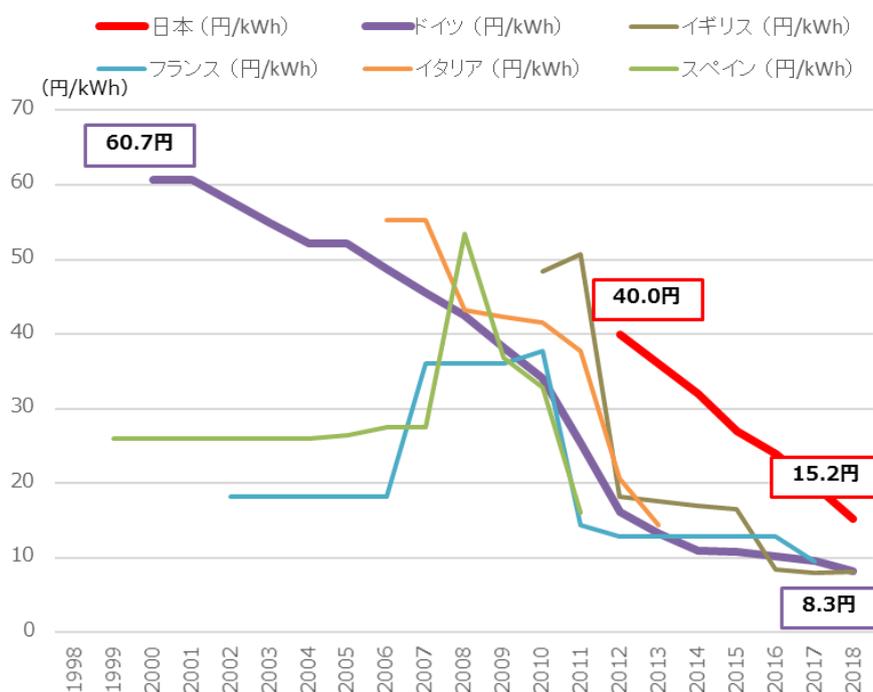
- 太陽光発電については、エネルギーミックス（6,400万kW）の水準に対して、FIT制度開始前の導入量と2018年3月末時点のFIT認定量を合わせたものは7,580万kW、導入量は4,450万kWとなっている。FIT認定量と導入量のいずれについても10kW以上50kW未満の案件が多く、事業用太陽光発電の全件数に占める割合は95%程度となっている。（参考2）

【参考2】太陽光発電のFIT認定量と導入量



- 最新の調達価格は、住宅用太陽光発電の2019年度の調達価格が24円/kWh、事業用太陽光発電（10kW以上2,000kW未満）の2018年度の調達価格が18円/kWhであり、事業用太陽光発電（2,000kW以上）は入札対象範囲となっている。日本の調達価格及び入札の加重平均落札価格は、海外と比べて高い。（参考3）

【参考 3】太陽光発電(2,000kW)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。

- 発電事業者・メーカー等の努力やイノベーションによるコスト低減を促すため、2017年4月のFIT法改正に伴って、FIT法第3条第12項に基づき価格目標を設定しており、同法第3条第4項においては、調達価格の設定に当たって価格目標を勘案することとされている。
- 現在、以下の価格目標を掲げているところであるが、今年度の委員会では、国内外の状況を踏まえつつ、価格目標の前倒しについて検討を行った。
 - 事業用太陽光発電については、「2020年に発電コスト14円/kWh」及び「2030年に発電コスト7円/kWh（※）」とすること
 - 住宅用太陽光発電については、「2019年に売電価格を家庭用電力料金並み」及び「できるだけ早期に売電価格を卸電力市場価格並み」とすること

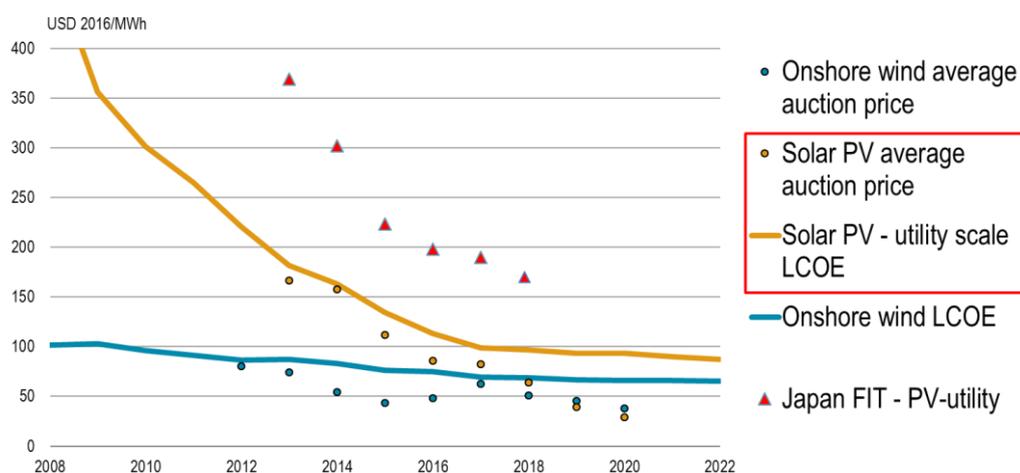
(※) なお、発電コストは資金調達コストを念頭に置いた割引率(3%)を付加したもの。2018年度時点の調達価格が想定する適正な利潤(IRR=5%)とは異なる。発電コスト(割引率3%)7円/kWhを調達価格(割引率5%)に換算すると、8.5円/kWhに相当する。

② 事業用太陽光発電の価格目標

1) 直近のコスト動向

- 世界では、直近の10年間で太陽光発電のコストが大幅に低下しており、既に平均的な案件の発電コストが10円/kWh程度の水準となっている(参考4)。

【参考4】世界の事業用太陽光発電のコスト動向



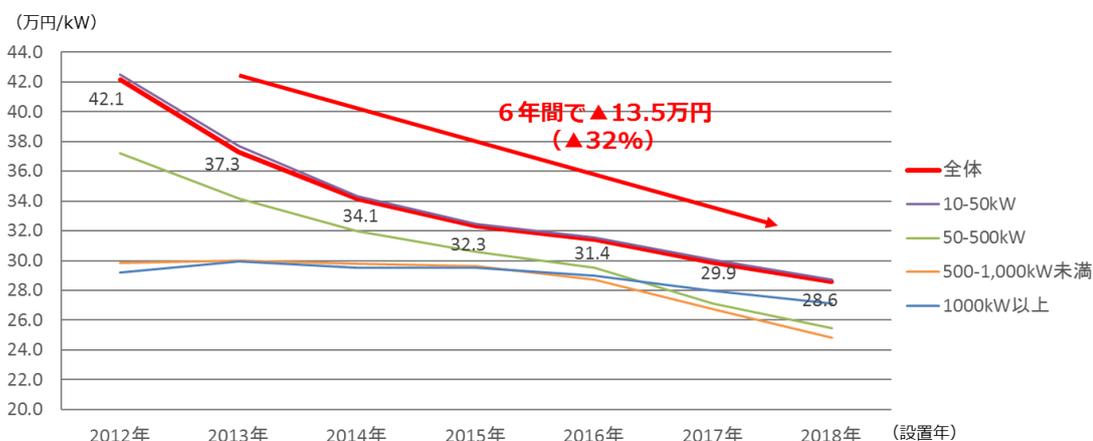
※IEA Renewables 2017をもとに資源エネルギー庁作成。

- 日本でも FIT 制度導入開始以降、パネル価格の低減などにより、システム費用（パネル・パワコン・工事費など）は低下傾向（6年間で▲13.5万円/kW（▲32%））にある（参考5）が、世界と比べるとまだ高い。価格目標を達成するためには、次の水準までシステム費用を低減させる必要がある。

➤ 発電コスト 14 円/kWh = システム費用 20 万円/kW

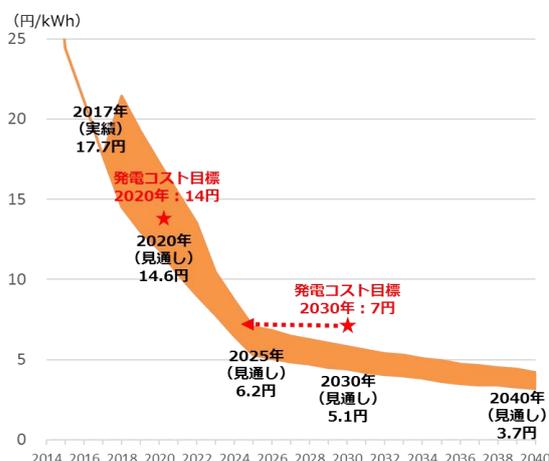
➤ 発電コスト 7 円/kWh = システム費用 10 万円/kW

【参考5】日本の事業用太陽光発電のコスト動向（システム費用の平均値の推移）

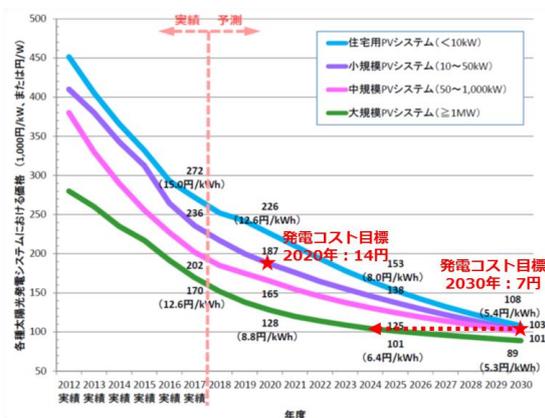


- こうした中で、民間調査機関のデータによると、日本の太陽光発電の発電コストは2025年に6.2円/kWh、2030年に5.1円/kWh程度まで低減することが見通されている。また、別の民間調査機関のデータによると、日本の大規模太陽光発電の発電コストは、2025年に6.4円/kWh、2030年に5.3円/kWh程度まで低減することが見通されている。(参考6)

【参考6】民間調査機関による太陽光発電のコスト見通し



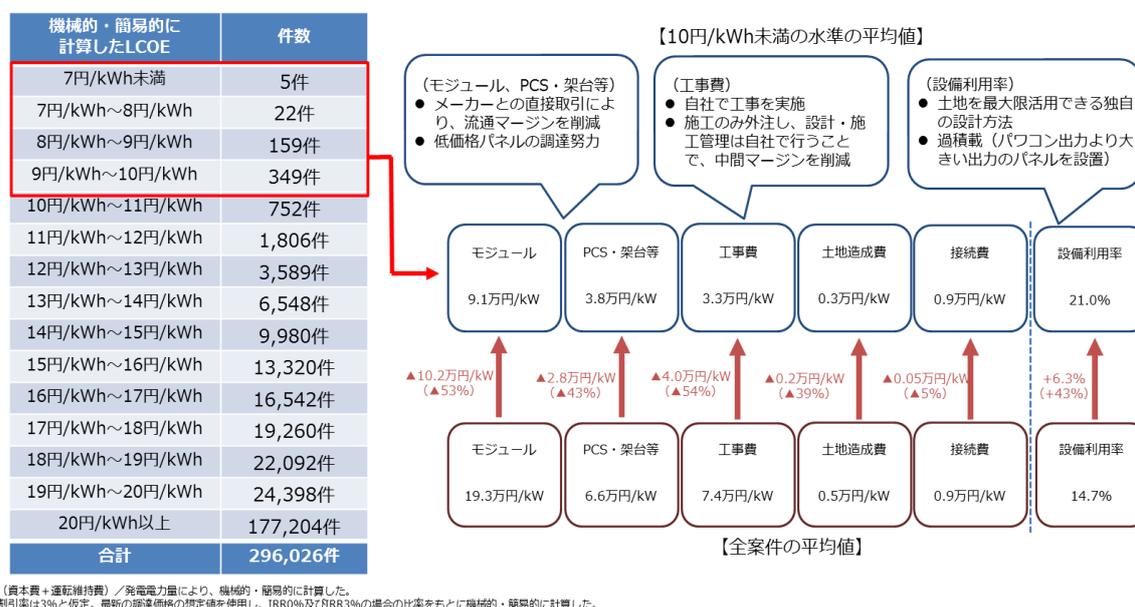
※Bloomberg NEFデータより高源エネルギー庁作成。2017年までは実績。発電コストの見通しは割引率3%程度を想定しており、上位ケースと下位ケースの中央値。1\$=110円換算で計算。



※資源総合システム「日本市場における2030年に向けた太陽光発電導入量予測」(2018年9月)より抜粋。2017年度までは実績。発電コストの見通しは割引率3%を想定。(導入・技術開発加速ケース)

- また、事業用太陽光発電については、定期報告データの提出があった事業者 (296,026 件) のうち、535 件 (全体の 0.2%) が 10 円/kWh 未満で事業を実施できており、全体に占める割合は増加傾向にある。10 円/kWh 未満の事業者は、モジュール、PCS・架台等、工事費が平均的な案件の半額程度となっている。設備利用率は平均的な案件より 4 割程度高く、21.0%程度となっている。(参考7)

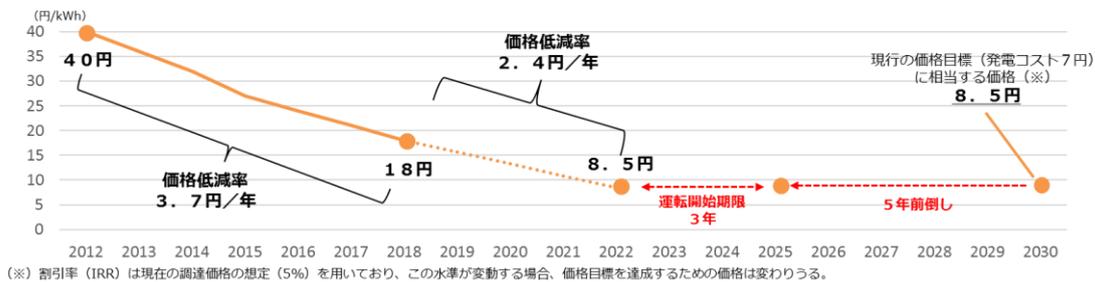
【参考7】10円/kWh未満で太陽光発電事業を実施できている例



2) まとめ

- 第5次エネルギー基本計画において再生可能エネルギーの主力電源化が掲げられ、他の電源と比較して競争力ある水準までのコスト低減とFIT制度からの自立化を目指していく中で、「急速なコストダウンが見込まれる電源」である太陽光発電については、コストダウンの更なる加速化が必要である。
- 事業用太陽光発電については、世界で急速なコストダウンが実現しているだけでなく、現状ではコストが高い日本においても、2025年頃には現行の目標を下回る将来のコスト見通しが複数の民間調査機関から示されている。また、これまでに導入された案件でも10円/kWh未満で事業を実施できている事業者が一定程度存在し、その割合は増加傾向にある。こうした中で、発電事業者・メーカー等の努力やイノベーションによるコスト低減を促すという価格目標の趣旨を踏まえると、意欲的な水準の目標を設定する必要がある。
- 以上の点を踏まえ、「2030年発電コスト7円/kWh」という価格目標を5年前倒したうえで、「2025年に運転開始する案件の平均的な発電コストで7円/kWh」を目指すことを明確化することとした。この場合、現在のFIT制度では、調達価格等が決定される認定時から運転開始までの期間として最大で運転開始期限の3年間を要することに留意する必要がある。(参考8)

【参考8】 事業用太陽光発電の価格目標のイメージ



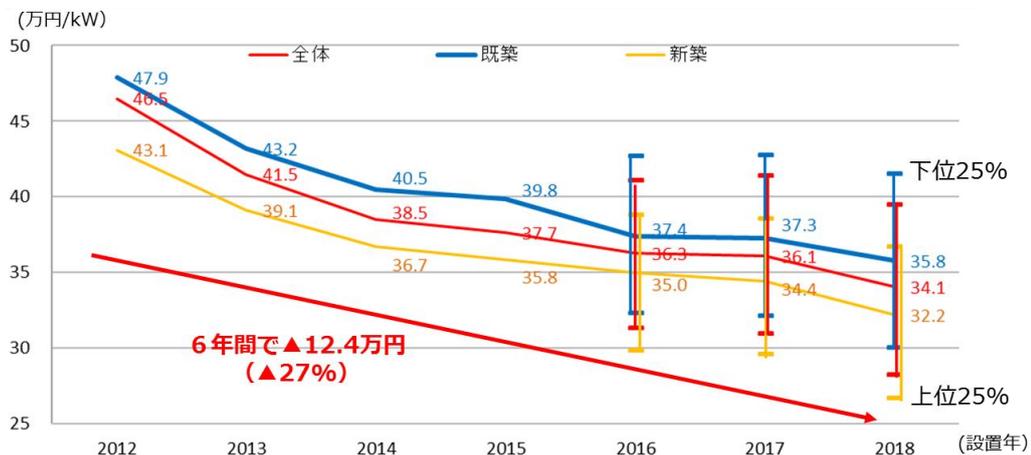
③ 住宅用太陽光発電の価格目標

1) 直近のコスト動向

■ 住宅用太陽光発電についても、パネル価格の低減などにより、事業用太陽光発電とほぼ同様のスピードでシステム費用は低下する傾向（6年間で▲12.4万円/kW（▲27%））にある（参考9）。価格目標を達成するためには、次の水準までシステム費用を低減させる必要がある。

- 売電価格が家庭用電気料金並み = システム費用 30万円/kW
- 売電価格が卸電力市場価格並み = システム費用 20万円/kW

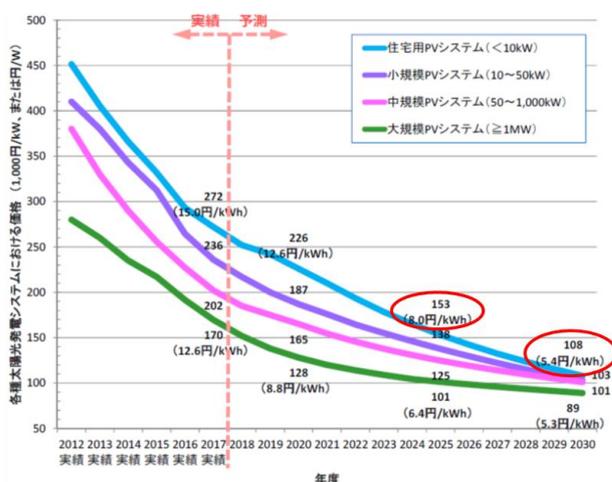
【参考9】 日本の住宅用太陽光発電のコスト動向（システム費用の平均値の推移）



～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・既築価格は、2014年の全体に対する新築・既築それぞれの価格の比率を用いて推計）

■ こうした中で、民間調査機関のデータによると、住宅用太陽光発電の発電コストは、2025年に8.0円/kWh、2030年に5.4円/kWh程度まで低減することが見通されている（参考10）。

【参考 10】 民間調査機関による太陽光発電のコスト見通し



※資源総合システム「日本市場における2030年に向けた太陽光発電導入量予測」（2018年9月）より抜粋。2017年度までは実績。割引率3%を想定。（導入・技術開発加速ケース）

- また、2019年度の住宅用太陽光発電の調達価格等の設定に当たっては、想定値としてシステム費用の上位25%水準を採用しているが、定期報告データを分析すると、2018年に設置された新築案件の上位25%水準は26.73万円/kWとなり、はじめて30万円/kWを下回った。また、市場では既に20万円/kW台前半のシステム費用で取引されている事例も見られる。（参考 11）

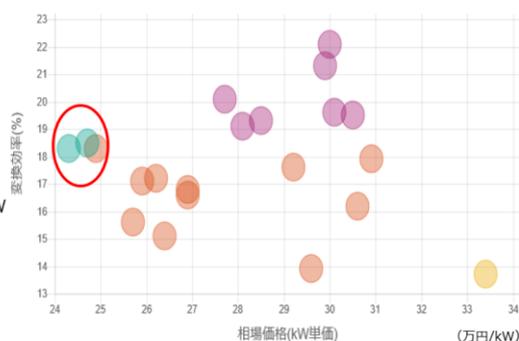
【参考 11】 低コストで住宅用太陽光発電を実施できている例

<定期報告データ>

%	住宅用 システム費用	
	2018年設置（全体）	2018年設置（新築のみ）
5%	23.26	22.91
10%	24.90	24.23
15%	25.54	25.21
20%	26.85	25.70
21%	27.11	25.85
22%	27.42	26.00
23%	27.71	26.25
24%	28.00	26.53
25%	28.28	26.73
26%	28.55	26.85
27%	28.81	27.05
28%	29.05	27.32
29%	29.23	27.59
30%	29.42	27.87
31%	29.49	28.15
32%	29.66	28.36
33%	29.80	28.62
34%	30.00	28.85
35%	30.28	29.04
40%	31.44	29.49
45%	32.60	30.22
50%	33.72	31.15

← 昨年度
30.56万円/kW

<市場における取引価格の例>



（出典）（株）ソーラーパートナーズHPより引用
※6kW台のパネル設置時のシステム費用

2) まとめ

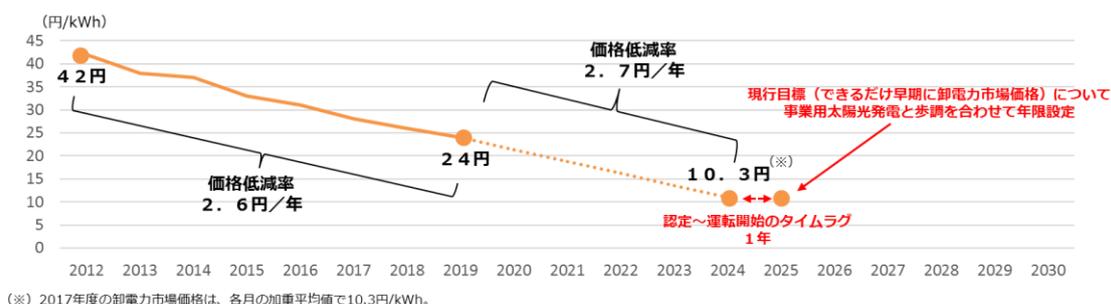
- 住宅用太陽光発電についても、事業用太陽光発電と同様のスピードでコストダウンが進んでおり、現行の目標を下回る将来のコスト見通しが民間

間調査機関から示されている。また、直近のコストデータや市場の状況を踏まえると、「2019年に売電価格が家庭用電気料金並み」という目標は達成されつつあり、「売電価格が卸電力市場価格並み」という目標の実現を目指すフェーズに入りつつある。

- 以上の点を踏まえ、「売電価格が卸電力市場価格並み」という価格目標を達成する年限を事業用太陽光発電のコスト低減スピードに合わせて2025年と設定したうえで、「2025年に運転開始する平均的な案件で売電価格が卸電力市場価格並み」を目指すことを明確化することとした(※)。この場合、現在のFIT制度では、調達価格等が決定される認定時から運転開始までの期間として最大で運転開始期限の1年間を要することに留意する必要がある。(参考12)

(※) 現在の住宅用太陽光発電の調達価格等の算定においては、調達期間(10年間)終了後の自家消費及び売電の便益も見込み、20年間の採算性を前提としており、調達期間終了後(11~20年目)の売電の便益は、再エネ電気の供給が効率的に実施される場合として、2015年の卸電力取引市場価格等を踏まえて11円/kWhと設定されている。こうした中で、この価格目標は、仮に調達期間中(1~10年目)の調達価格を現在の卸電力市場価格並みに設定した場合に、調達期間終了後も含めた設備の稼働期間全体(少なくとも20年間)にわたって、一定の利潤を見込みつつ投資回収が可能になるような水準まで、資本費を中心としてコスト低減を図るという趣旨である。住宅用太陽光発電については、設置者の調達期間中の経済合理的な選択(自家消費を行うか、余剰売電を行うか)を変え得るという観点から、調達価格を家庭用電気料金並みに設定することを目指す意義があるが、今後、FIT制度の補助を受けずに新たに設備を設置していくという観点から、調達価格を卸電力市場価格並みに設定することを目指す意義がある。

【参考12】住宅用太陽光発電の価格目標のイメージ



(2) 事業用太陽光発電の入札対象範囲

① 国内外の状況

- 世界では、大規模電源には入札制度が広く活用されており、かなり小規模なものまで対象としている国も存在している（参考 13）。こうした中で、世界の太陽光発電の LCOE と入札制度における落札価格の関係を分析すると、落札価格の平均値は LCOE の水準より低い傾向となっている。

【参考 13】世界での入札実施状況

	 日本 再エネ比率：14.5% (2016年) <small>※2018年度時点</small>	 ドイツ 再エネ比率：31.6% (2016年) <small>※2018年1月時点</small>	 イギリス 再エネ比率：24.6% (2016年) <small>※2018年1月時点</small>	 フランス 再エネ比率：17.9% (2016年) <small>※2018年1月時点</small>	 イタリア 再エネ比率：39.1% (2016年) <small>※2017年末時点</small>
太陽光	2,000kW～	750～10,000kW ※1	— ※2	屋根設置※1 (100～8,000kW) 地上設置※1 (500～17,000kW)	— ※4
陸上風力	—	750kW～	— ※2	7基～	5,000kW～
洋上風力 ※5	(一般海域の利用 ルール適用案件)	○	○	○	○
地熱	—	—	○	—	5,000kW～
水力	—	—	— ※2	1,000kW～	— ※2
バイオマス	一般木材等 (10,000kW～) 液体燃料	150～20,000kW ※1	○	— ※3	5,000kW～

※1) これを超える規模は支援対象外。 ※2) 5,000kW超は支援対象外。
 ※3) 支援対象はバイオガス発電のみで、12,000kW超は支援対象外。 ※4) 支援対象外。 ※5) 日本のみ浮体式を除く。 (出典) 資源エネルギー庁調査

- また、ドイツでは、現在 750kW 以上の太陽光発電に入札制度が導入されている（※）。これは、一定以上の競争性により入札の実効性が確保されることを踏まえ、土地規制等の影響により案件が集中している大規模案件（750kW 以上の案件が約 85%（2015 年設置の容量ベース））をターゲットとして、競争を促していくためのものである（参考 14）。

（※）2015 年より 100kW 以上の地上設置型太陽光発電に対して入札制度を導入しており、その実施結果（入札執行コストの増大等）を踏まえて、2017 年より対象が 750kW 以上に限定された。

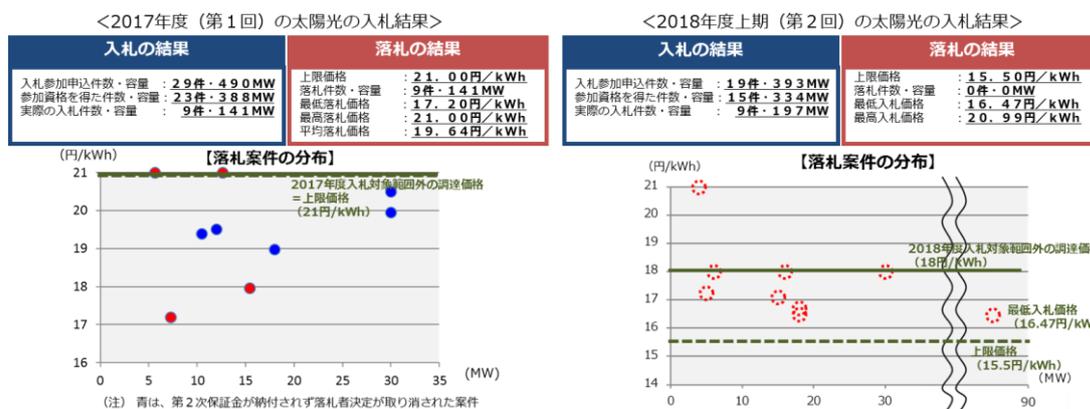
【参考 14】ドイツの地上設置型太陽光発電設備の導入状況（2015 年）

	容量			件数		
	(各規模の割合)	(累積の割合)	(各規模の割合)	(累積の割合)	(各規模の割合)	(累積の割合)
10-40kW	122kW	0.1%	100%	5件	2.0%	100%
40W-100kW	8,135kW	4.1%	99.9%	116件	47.3%	98.0%
100-500kW	22,032kW	11.0%	95.9%	73件	29.8%	50.5%
500-750kW	1,288kW	0.6%	84.9%	2件	0.8%	20.6%
750-1,000kW	2,133kW	1.1%	84.2%	2件	0.8%	19.7%
1,000-2,000kW	36,183kW	18.1%	83.2%	24件	9.8%	18.7%
2,000-10,000kW	130,396kW	65.1%	65.1%	22件	8.9%	8.9%
合計	200,467kW	—	—	245件	—	—

※容量は、ドイツ連邦ネットワーク庁EEG対象の太陽光発電設備登録簿のデータに対して、EEG in Zahlen 2015のデータのうち、地上設置の割合を乗じて推定。件数はそれぞれの規模レンジの中央値で容量を割り戻して推定。

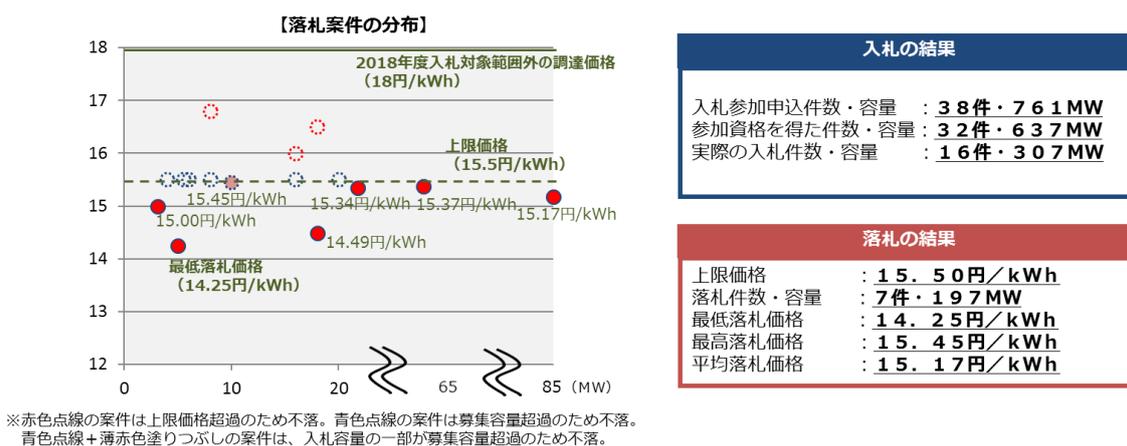
- 日本では、これまで 2,000kW 以上の事業用太陽光発電を対象に 3 回の入札を実施した。
- 2017 年度には、第 1 回の入札（募集容量：500MW）を上限価格公表として実施した。29 件・490MW が参加を申し込み、23 件・388MW が入札参加資格を得たが、実際の入札件数は 9 件・141MW であった。その後第 2 次保証金を納付して認定に至った案件は、4 件・41MW であった。2017 年度の入札対象範囲外の調達価格（21 円/kWh）に対して 17.20 円/kWh などでの落札があり（加重平均落札価格：19.64 円/kWh）、一定のコスト低減効果が見られた。
- 2018 年度上期には、第 2 回の入札（募集容量：250MW）を上限価格非公表として実施した。19 件・393MW が参加を申し込み、15 件・334MW が入札参加資格を得たが、実際の入札件数は 9 件・197MW であった。2018 年度の入札対象範囲外の調達価格（18 円/kWh）より低い価格での入札があった（最低入札価格：16.47 円/kWh）ものの、全ての事業が上限価格（15.50 円/kWh）を上回ったため、落札者はいなかった。第 1 回の入札に引き続き、2 回連続で実際の入札容量が募集容量を下回る結果となった。（参考 15）

【参考 15】太陽光第 1 回・第 2 回の入札結果



- 2018 年度下期には、第 3 回の入札（募集容量：197MW）を上限価格非公表として実施した。38 件・761MW が参加を申し込み、32 件・637MW が入札参加資格を得て、実際の入札件数は 16 件・307MW であった。16 件のうち 13 件が上限価格（15.50 円/kWh）以下で入札を行い、このうち低い価格で入札したものから順に募集容量（197MW）に達するまでの 7 件が落札した。最高落札価格は 15.45 円/kWh となり、上限価格と同じ価格で入札した事業者は落札できなかった。最低落札価格 14.25 円/kWh・加重平均落札価格 15.17 円/kWh となり、コスト低減効果が確認された。（参考 16）

【参考 16】太陽光第 3 回の入札結果



② 2019 年度の入札対象範囲

- 入札制度は、入札容量が募集容量よりも多い状況によって競争性を確保し、競争によるコスト低減を促すことを想定した制度である。しかしながら、第 1 回及び第 2 回の入札では、試行的期間として 2,000kW 以上を

入札対象範囲として実施したところ、実際の入札容量が募集容量を下回る結果となった。

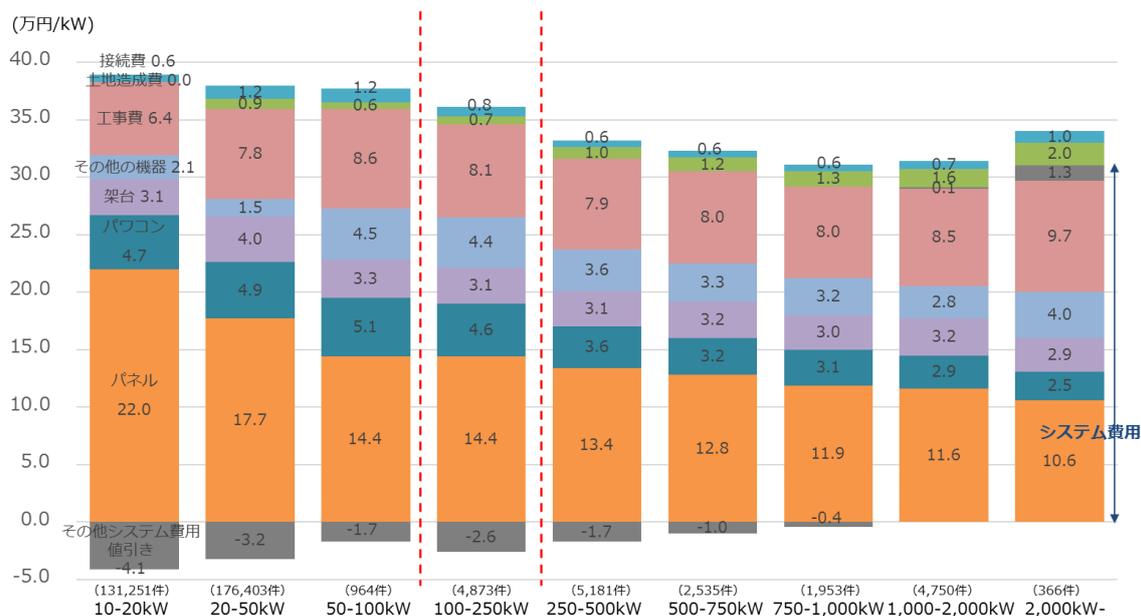
- 価格目標の実現に向けてコスト低減を促すため、原則として競争性が確保されるまで入札対象を拡大することが重要であるが、具体的な入札対象範囲については、幅広い規模を入札対象として競争性を確保し、実際にコスト低減を実現してきた海外の事例も参考としつつ、規模別のコスト動向やFIT 認定量及び導入量を踏まえて決定する（※）こととした。

（※）なお、この考え方は、①導入が大幅に達成されていること、②十分なFIT 対象認定件数を有すること、③コスト低下のポテンシャルが見込まれることといった要素を踏まえて十分な競争環境が整っているかという観点から入札対象範囲の検討を行った昨年度までの整理と整合的である。

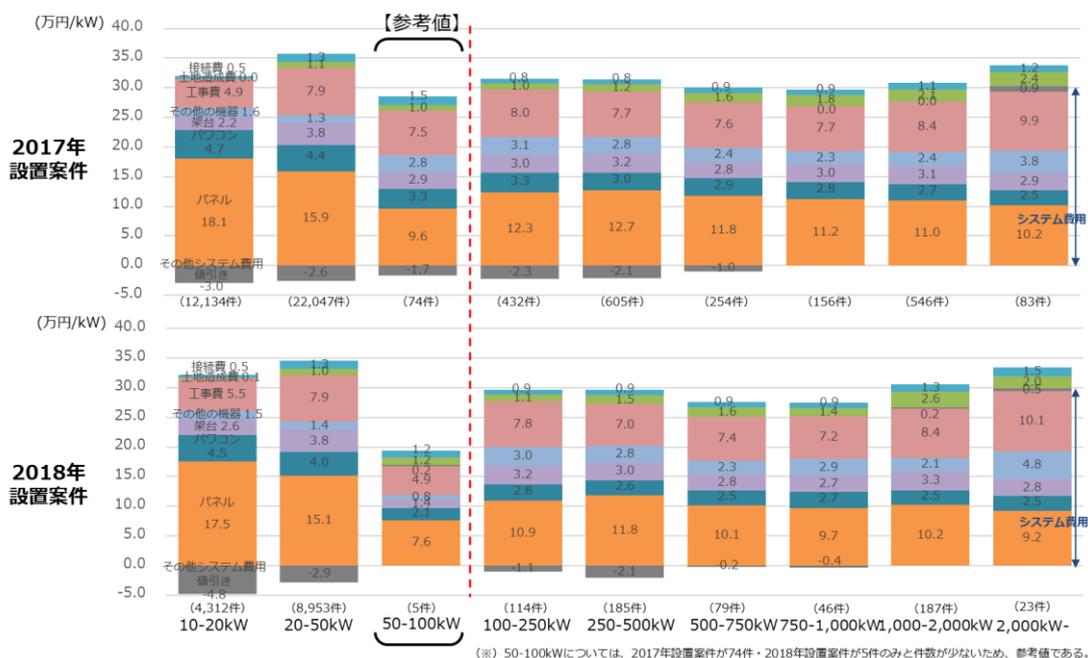
1) コスト動向

- 事業用太陽光発電では全ての規模でコスト低減が進んでいるものの、全設置期間で見ると、10kW 以上 100kW 未満の規模帯は他の規模帯よりもコストが高く、250kW 以上の規模帯は他の規模帯よりもコストが低い（参考 17）。加えて、直近に設置された案件で見ると、100kW 以上の規模帯は他の規模帯よりもコストが低い（参考 18）。こうした点を踏まえると、100kW 以上を入札対象範囲とすれば、入札による公平なコスト競争が可能であると考えられる。

【参考 17】 事業用太陽光の規模別のコスト動向（全設置期間）



【参考 18】 事業用太陽光発電の規模別のコスト動向（直近の設置案件）



2) FIT 認定量及び導入量

- 事業用太陽光発電の規模別の FIT 認定量及び導入量を踏まえると、仮に 250kW 以上の規模を入札対象範囲とする場合、ドイツの入札対象範囲の割合（事業用太陽光発電全体の 85%程度の容量）には届かないものの、事業用太陽光発電全体の FIT 認定量及び導入量（容量）の 6～7 割程度の範囲がカバーされることとなる。また、本委員会での業界団体ヒアリングで入札対象範囲の拡大は段階的に行うべきとの指摘があったことも踏まえて 500kW 以上の規模を入札対象範囲とする場合、事業用太陽光発電全体の FIT 認定量及び導入量（容量）の 5～6 割程度の範囲がカバーされることとなる。（参考 19）
- また、FIT 認定量及び導入量（件数）については、例えば 2017 年度の認定件数を見ると、10kW 以上全体では 5 万件超の案件が存在する中で、
 - 100kW 以上では、約 1,790 件
 - 250kW 以上では、約 1,390 件
 - 500kW 以上では、約 670 件の案件が存在する（参考 20）。

【参考 19】 事業用太陽光発電の規模別の FIT 認定量及び導入量（容量ベース）

単位：MW

	10 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -750kW	750 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	合計
2012年度認定 (40円)	2,295	46	389	675	545	969	3,446	6,475	14,840
2013年度認定 (36円)	7,788	27	368	1,006	847	913	5,424	9,989	26,361
2014年度認定 (32円)	3,826	16	277	567	391	320	1,654	5,397	12,447
2015年度認定 (27円)	1,657	4	90	220	149	104	498	771	3,493
2016年度認定 (24円)	2,476	3	107	326	215	163	631	1,659	5,579
2017年度認定 (21円)	1,720 [100%]	2 [40%]	71 [40%]	261 [38%]	123 [28%]	127 [23%]	452 [18%]	※入札対象 41 [2%]	2,796
認定量 【累積割合】	19,762 [100%]	97 [70%]	1,302 [70%]	3,055 [68%]	2,270 [63%]	2,595 [60%]	12,104 [56%]	24,331 [37%]	65,517
未稼働	7,414	5	186	722	526	544	3,679	18,920	31,997
導入量 【累積割合】	12,347 [100%]	93 [63%]	1,116 [63%]	2,333 [60%]	1,744 [53%]	2,051 [47%]	8,425 [41%]	5,411 [16%]	33,519

改正FIT法施行
(2017年4月)

※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された21円案件を含む。ただし、数値は暫定集計値である。
 ※改正FIT法による失効分を反映済。
 (注) 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

【参考 20】 事業用太陽光発電の規模別の FIT 認定量及び導入量（件数ベース）

単位：件

	10 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -750kW	750 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	合計
2012年度認定 (40円)	95,279	558	2,449	1,904	968	1,072	2,192	375	104,797
2013年度認定 (36円)	244,678	311	2,175	2,891	1,534	1,062	3,580	512	256,743
2014年度認定 (32円)	146,959	175	1,667	1,640	708	379	1,096	227	152,851
2015年度認定 (27円)	60,861	45	540	646	265	125	334	35	62,851
2016年度認定 (24円)	77,321	32	612	944	381	198	440	65	79,993
2017年度認定 (21円)	51,984 [100%]	23 [3%]	404 [3%]	717 [3%]	207 [1%]	152 [0.9%]	307 [0.6%]	※入札対象 4 [0.01%]	53,798
認定量 【累積割合】	677,082 [100%]	1,144 [5%]	7,847 [5%]	8,742 [4%]	4,063 [2%]	2,988 [2%]	7,949 [1%]	1,218 [0.2%]	711,033
未稼働	184,903	54	1,060	2,012	923	641	2,355	801	192,749
導入量 【累積割合】	492,179 [100%]	1,090 [5%]	6,787 [5%]	6,730 [4%]	3,140 [2%]	2,347 [2%]	5,594 [1%]	417 [0.08%]	518,284

約670件

改正FIT法施行
(2017年4月)

※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された21円案件を含む。ただし、数値は暫定集計値である。
 ※改正FIT法による失効分を反映済。
 (注) 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

3) まとめ

- 以上の点を踏まえつつ、入札に伴う社会的なトータルコスト（事業者の事務コスト等）の増加も考慮すると、事業用太陽光の 2019 年度の入札対象範囲は、一定の FIT 認定量及び導入量（容量）が存在する中規模の案件を含めるため、「250kW 以上」又は「500kW 以上」とすることが考えられる。

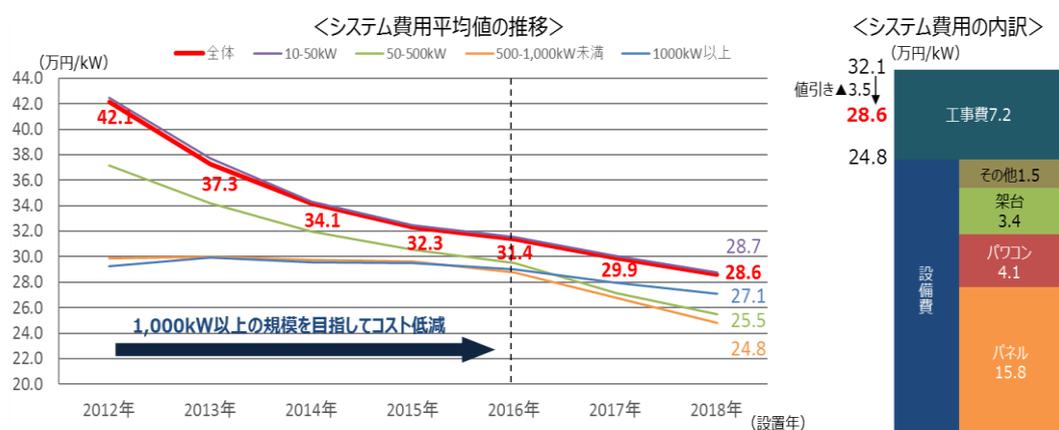
- 太陽光第3回の入札では、初めて募集容量を超える入札があり、事業者間の競争によるコスト低減効果が確認された。今後、事業者間の競争をより一層促していくため、コスト動向等を勘案して競争が可能と考えられる範囲で、できるだけ多くの事業者を入札対象とする必要があることから、将来的には「250kW以上」やさらに広い範囲を入札対象範囲とすることが妥当であると考えられる。
- 他方、入札制移行の影響を見極め、入札対象範囲は急激に変化させるのではなく、段階的に拡大していくことも重要であり、将来の入札対象範囲の更なる拡大を見据えつつ、まずは2019年度の入札対象範囲を「500kW以上」とすることとした。

(3) 事業用太陽光発電

① システム費用

- 事業用太陽光発電のシステム価格はすべての規模で毎年低下傾向にあり、2018年に設置された10kW以上の平均値は28.6万円/kW（中央値は27.4万円/kW）となり、前年より1.4万円/kW低減（前年比▲4.7%）した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約50%、工事費が約20%となっている。（参考21）
- 規模別の平均値は、10kW以上50kW未満で28.7万円/kW、50kW以上500kW未満で25.5万円/kW、500kW以上1,000kW未満で24.8万円/kW、1,000kW以上で27.1万円/kWとなり、2年連続で50kW以上500kW未満及び500kW以上1,000kW未満の平均値が1,000kW以上の平均値を下回った。
- 2016年頃までは1,000kW以上の案件がシステム費用の低減を牽引していたため、昨年度までの委員会では、事業用太陽光発電全体が目指すべき効率的な費用水準として、1,000kW以上をトップランナー分析の対象として取り扱ってきた。直近では、1,000kW以上の案件が全体のシステム費用の低減を牽引しているというよりも、むしろ50kW以上全体で足並みを揃えて価格低減が進んでいる傾向にあり、今後は、この規模群の費用水準を目指して、事業用太陽光発電全体の価格低減を促していく必要がある。このため、今後は50kW以上をトップランナー分析の対象として取り扱うこととした。

【参考 21】 事業用太陽光発電のシステム費用の推移とその内訳



- 事業用太陽光発電のシステム費用について、昨年度までの委員会では、トップランナーに照準を合わせた価格設定による効率化を促すため、最新年に設置された 1,000kW 以上の上位 25%を採用してきた。2018 年に設置されたこの水準の費用は 20.55 万円/kW となっており、前年の 22.07 万円/kW より 1.52 万円/kW（前年比▲6.9%）低減した。
- 現在設定されている運転開始期限（調達価格等が決定される認定時から運転開始までの期間）が 3 年間であることを踏まえ、これまでのトップランナー分析を検証するため、3 年前（2015 年）に設置された案件のトップランナーの水準が、最新年（2018 年）に設置された案件のどの水準に位置しているか、分析を行った。
- 50kW 以上の 2018 年設置案件のシステム費用の中央値（上位 50%）は 24.47 万円/kW であるが、これは 2015 年設置案件の上位 18～19%に相当する。また、2018 年設置案件のシステム費用の上位 45%は 23.71 万円/kW であるが、これは 2015 年設置案件の上位 14～15%に相当する。（参考 22）

【参考 22】 事業用太陽光発電のシステム費用のトップランナー分析①

%	2018年設置 (50kW以上)	2015年設置 (50kW以上)	%	2018年設置 (1,000kW以上)	2015年設置 (1,000kW以上)
5%	14.55	20.28	5%	15.31	19.76
10%	16.22	22.38	10%	16.70	21.91
11%	16.62	22.71	11%	16.89	22.22
12%	16.74	23.01	12%	17.60	22.45
13%	16.91	23.24	13%	17.83	22.70
14%	17.27	23.50	14%	18.17	22.98
15%	17.55	23.72	15%	18.58	23.31
16%	17.72	23.92	16%	18.95	23.54
17%	18.03	24.15	17%	19.19	23.73
18%	18.21	24.38	18%	19.36	23.95
19%	18.44	24.57	19%	19.46	24.20
20%	18.60	24.75	20%	19.81	24.41
21%	18.90	24.99	21%	19.95	24.56
22%	19.15	25.15	22%	19.99	24.73
23%	19.23	25.32	23%	20.19	24.99
24%	19.42	25.47	24%	20.38	25.11
25%	19.59	25.66	25%	20.55	25.29
30%	20.58	26.44	30%	21.68	25.99
35%	21.54	27.19	35%	23.24	26.75
40%	22.78	27.87	40%	23.85	27.47
45%	23.71	28.60	45%	24.66	28.28
50%	24.47	29.36	50%	25.74	28.95

- トップランナー分析と合わせて、太陽光第3回の入札（＝認定時期が2018年度となる案件）でも一定程度のコスト低減が確認されている点も踏まえると、2019年度の調達価格等の想定値として採用すべきシステム費用の水準として、例えば以下の案が考えられる。

【案①】 上位 15%水準（17.6 万円/kW）

【案②】 上位 17.5%水準（18.2 万円/kW）

【案③】 上位 20%水準（18.6 万円/kW）

- この中で、改めて3年前（2015年）に設置された案件のトップランナーの水準が、最新年（2018年）に設置された案件のどの水準に位置しているか確認すると、3年前の上位 15%水準は最新年の上位 45%水準程度（最新年の中央値よりも安価な水準）となり、3年前の上位 20%水準は最新年の上位 51～52%水準程度（最新年の中央値よりも高価な水準）となる（参考 23）。

【参考 23】 事業用太陽光発電のシステム費用のトップランナー分析②

%	2018年設置 (50kW以上)	2015年設置 (50kW以上)
15%	17.55	23.72
16%	17.72	23.92
17%	18.03	24.15
18%	18.21	24.38
19%	18.44	24.57
20%	18.60	24.75
21%	18.90	24.99
22%	19.15	25.15
23%	19.23	25.32
24%	19.42	25.47
25%	19.59	25.66
30%	20.58	26.44
35%	21.54	27.19
40%	22.78	27.87
45%	23.71	28.60
50%	24.47	29.36
51%	24.66	29.50
52%	24.84	29.62

- 以上のデータを踏まえ、今後のコストダウンの進展を見据えつつ、現時点でコスト効率的と考えられる案件の費用水準（＝将来の平均的な案件の費用水準）を基礎に調達価格を設定し、一層のコストダウンを促していく観点から、【案②】を採用し、システム費用の2019年度の想定値は18.2万円/kWとすることとした。

② 土地造成費

- 昨年度の委員会では、2017年に設置した案件の定期報告データを分析し、10kW以上全体の平均値が0.66万円/kWとなっているものの、中央値は0円/kWとなっており、大半の案件は土地造成費を要していないことから、想定値（0.4万円/kW）を据え置いた。
- 今年度も同様に2018年に設置した案件の定期報告データを分析した結果、10kW以上全体の平均値は0.67万円/kW、中央値は0円/kWとなり（参考24）、昨年度から大きな変化はないため、2019年度は想定値を据え置くこととした。

【参考 24】 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	50-500 kW未満	500-1,000 kW未満	1,000kW 以上	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	全体
平均値	0.63 (0.51)	1.26 (0.59)	1.50 (1.71)	2.10 (2.21)	2.15 (2.21)	1.67 (2.21)	0.67 (0.66)
中央値	0.00 (0.00)	0.87 (0.26)	1.24 (0.63)	1.68 (1.96)	1.78 (1.96)	1.50 (1.67)	0.00 (0.00)
件数	13,115	299	125	195	173	22	13,609
2018年度 想定値	0.4						

() 内は昨年度の委員会で検討した2017年設置案件の土地造成費。

③ 接続費

- 昨年度の委員会では、2017年に設置した案件の定期報告データを分析し、1,000kW以上の平均値が1.23万円/kW、中央値が0.62万円/kWとなっており、想定値（1.35万円/kW）を下回るものの、想定値を据え置いた。
- 今年度も同様に2018年に設置した案件の定期報告データを分析した結果、1,000kW以上の平均値は1.27万円/kW、中央値は0.79円/kWとなったほか、全体として見れば微減している（参考25）ものの、大きな変化とはいえないため、2019年度は想定値を据え置くこととした。

【参考 25】 事業用太陽光発電の接続費

	接続費 (万円/kW)						
	10-50kW 未満	50-500 kW未満	500-1,000 kW未満	1,000kW 以上	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	全体
平均値	1.02 (1.03)	0.89 (0.80)	0.89 (1.35)	1.27 (1.23)	1.23 (1.18)	1.58 (1.72)	1.02 (1.03)
中央値	0.84 (0.87)	0.51 (0.39)	0.39 (0.81)	0.79 (0.62)	0.73 (0.60)	0.80 (1.29)	0.83 (0.82)
件数	13,115	299	125	195	173	22	13,609
2018年度 想定値	1.35						

() 内は昨年度の委員会で検討した2017年設置案件の接続費。

④ 運転維持費

- 昨年度の委員会では、直近の期間（2016年7月から2017年9月の間）に収集した定期報告データを分析し、10kW以上全体の平均値は0.58万円/kW/年、中央値は0.49万円/kW/年、1,000kW以上の平均値は0.63万円/kW/年、中央値は0.57万円/kW/年となっており、想定値（0.5万円/kW/年）と概ね同水準であることから、想定値を据え置いた。
- 今年度も直近の期間（2017年7月から2018年9月の間）に収集した定期報告データを分析した結果、10kW以上全体の平均値は0.56万円/kW/年、中央値は0.46万円/kW/年、1,000kW以上の平均値は0.63万円/kW/年、中央値は0.57万円/kW/年となっており（参考26）、引き続き想定値（0.5万円/kW/年）と概ね同水準であることから、2019年度は想定値を据え置くこととした。

【参考 26】 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	50-500 kW未満	500-1,000 kW未満	1,000kW 以上	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	10kW以上 全体
平均値	0.57 (0.59)	0.44 (0.42)	0.55 (0.55)	0.63 (0.63)	0.61 (0.62)	0.78 (0.77)	0.56 (0.58)
中央値	0.47 (0.51)	0.33 (0.31)	0.44 (0.45)	0.57 (0.57)	0.55 (0.56)	0.77 (0.73)	0.46 (0.49)
件数	14,860	1,707	896	1,401	1,255	146	18,864
2018年度 想定値	0.5						

() 内は昨年度の委員会で検討した運転維持費。

⑤ 設備利用率

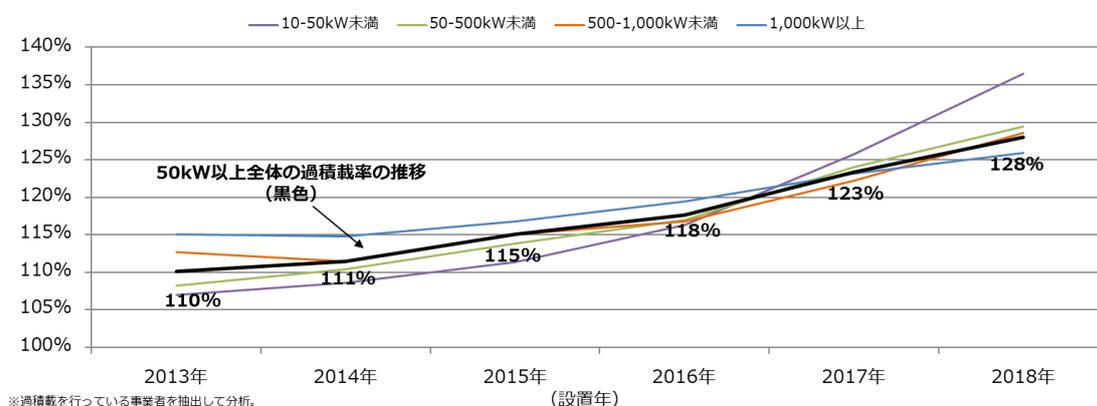
- 事業用太陽光発電の設備利用率について、直近の期間（2017年6月から2018年5月の間）の設備利用率は、10kW以上全体では14.4%となり、前年から0.3%の上昇が見られた。
- より効率的な事業の実施を促していくため、昨年度の委員会から、システム費用のトップランナー水準と同等の水準として1,000kW以上の上位25%の水準を採用している（2018年度の想定値：17.1%）。直近の期間のこの水準の設備利用率は17.4%となっており、前年の17.1%より0.3%上昇した。（参考27）
- また、過積載の動向について分析したところ、全ての規模で過積載率の増加が継続しており、50kW以上全体では、2017年設置案件で123%程度だった過積載率が2018年設置案件では128%程度まで増加した（参考28）。この過積載率の増加により、同じパワコン出力であっても売電電力量は約1～2%増加することが見込まれる。
- こうした点を踏まえ、2019年度の設備利用率の想定値については、システム費用と同様の対象（50kW以上）でトップランナー分析を行い、システム費用と同等の水準（上位17.5%水準）をトップランナーとして採用することとした。

【参考27】 事業用太陽光発電の設備利用率

分析期間	設備利用率（平均値）				事業用 設備利用率			
	10kW以上 全体	50kW 以上	1,000kW 以上	2,000kW 以上	%	10kW以上 全体	50kW以上	1,000kW以上
2016年6月－ 2017年5月	14.1%	14.5%	15.6%	16.7%	5%	18.55%	19.05%	19.66%
2017年6月－ 2018年5月	14.4%	14.9%	15.8%	16.9%	10%	17.28%	18.08%	18.81%
					15%	16.58%	17.49%	18.22%
					17.5%	16.31%	17.22%	18.00%
					20%	16.09%	16.97%	17.80%
					25%	15.70%	16.54%	17.39%
					30%	15.38%	16.13%	17.02%
					35%	15.09%	15.78%	16.67%
					40%	14.82%	15.43%	16.38%
2018年度 想定値	17.1%				45%	14.57%	15.11%	16.08%
					50%	14.33%	14.80%	15.78%

←昨年度：17.06%
=2018年度価格の
想定設備利用率

【参考 28】 事業用太陽光発電の過積載率の推移



⑥ 適正な利潤 (IRR)

- 調達価格等の設定に当たって想定している適正な利潤 (IRR) の水準は、FIT 制度開始当初に国内外の金利水準や各電源の事業リスクを踏まえて、区分ごとに設定されたものである。集中的に再エネ電気の利用拡大を図るため、FIT法の施行の日から3年間(2012年7月1日～2015年6月末)については、利潤配慮期間として1～2%のIRRが上乘せされ、事業用太陽光発電のIRRは6%とされていたが、利潤配慮期間の終了により、2015年7月1日以降のIRRは5%となっている。
- FIT制度開始当初に現行のIRRを設定した際の資金調達コストは4.19%であった。同様のデータで最新(2018年上半期)の資金調達コストを分析すると、太陽光発電の導入拡大により事業リスクが低下していることから、1.96～3.11%程度まで低減(制度開始当初から1.08～2.23%低減)している(参考29)。

【参考 29】 事業用太陽光発電の資金調達コスト等の推移

	(現行水準の設定時(2012年度)の実績)	(最新(2018年上半期)の実績)
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) : 90～79% 自己資本 (Equity) : 10～21%
融資分の資金調達コスト (Cost of Debt)	3.25% (※1)	1.40～2.07%
自己資本分の資金調達コスト (Cost of Equity) (※2)	7.00%	7.00%
資金調達コスト	4.19%	1.96～3.11%

(※1) 10年借入れの場合の基準金利1.00%+スプレッド2.25%を想定。

(※2) 株主資本コストは直近の実績の数値(7%)が変動していないものと仮定した。

出典: Bloomberg NEFデータより資源エネルギー庁作成。

- 本委員会での業界団体ヒアリングを踏まえると、今後事業リスクが増大する可能性もあるため、適正な利潤の水準として資金調達コストの低減の一部を反映させ、IRRの2019年度の想定値は4%とすることとした。

⑦ その他

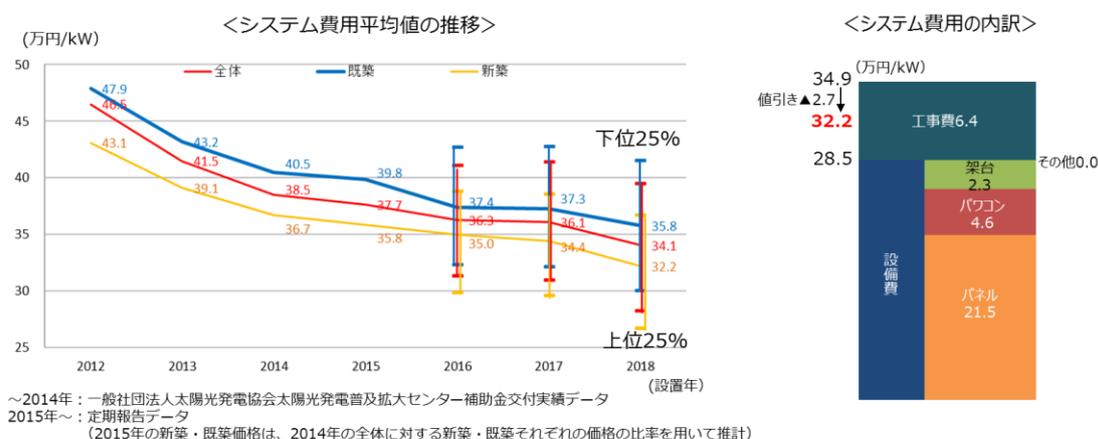
- 入札対象範囲外の事業用太陽光発電の調達価格等の設定に当たっては、入札対象範囲外の案件が入札対象範囲の案件よりも経済的に有利にならないようにする点が重要である。
- この点を具体化するため、入札対象範囲外の案件の調達価格と入札対象範囲の案件の上限価格の関係に留意しつつ、入札対象範囲外の調達価格を低減させる必要があるといった意見が委員からあった。

(4) 住宅用太陽光発電

① 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。2018年に設置された新築案件の平均値は32.2万円/kW（中央値31.2万円/kW）となり、前年より2.2万円/kW低減（前年比▲6.4%）した。平均値の内訳は、太陽光パネルが約60%、工事費が約20%となっている。
- 「売電価格が家庭用電気料金並み」という価格目標を達成するためには、システム費用30万円/kWの水準が目安となるが、これを平均値で達成することが目前となっている。（参考30）

【参考30】住宅用太陽光発電のシステム費用の推移とその内訳



- 2018年度に設置された新築案件の上位25%を分析すると、26.73万円/kW

となっており、昨年度の同じ水準（30.56 万円/kW）よりも大幅に低下した。また、「売電価格が家庭用電気料金並み」という価格目標が新築案件のほぼ半数で達成されている。（参考 31）

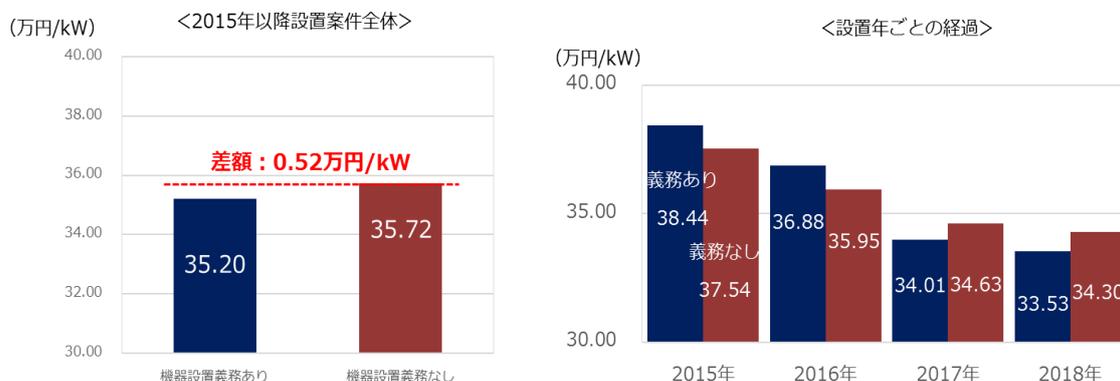
【参考 31】住宅用太陽光発電のシステム費用のトップランナー分析

住宅用 システム価格		
%	2018年設置（全体）	2018年設置（新築のみ）
5%	23.26	22.91
10%	24.90	24.23
15%	25.54	25.21
20%	26.85	25.70
21%	27.11	25.85
22%	27.42	26.00
23%	27.71	26.25
24%	28.00	26.53
25%	28.28	26.73
26%	28.55	26.85
27%	28.81	27.05
28%	29.05	27.32
29%	29.23	27.59
30%	29.42	27.87
31%	29.49	28.15
32%	29.66	28.36
33%	29.80	28.62
34%	30.00	28.85
35%	30.28	29.04
40%	31.44	29.49
45%	32.60	30.22
50%	33.72	31.15

←昨年度：30.56

- 東京電力・中部電力・関西電力管内以外では、10kW 未満でも出力制御対応機器の設置が求められており、出力制御対応機器の設置義務の有無により、異なる調達価格が設けられている。
- 出力制御対応機器の設置義務の有無に分けて 2015 年以降に設置された案件の定期報告データを分析したところ、設置義務のある案件のシステム費用の平均値は 35.20 万円/kW となり、設置義務のない案件の平均値（35.72 万円/kW）よりも 0.52 万円/kW 低くなった。特に、2017 年及び 2018 年に設置された案件では、設置義務のない事業者のシステム費用が設置義務のある事業者のシステム費用を上回った。（参考 32）

【参考 32】出力制御対応機器設置義務の有無とシステム費用



- また、例年と同様にメーカー等へのヒアリングを行ったところ、3社中1社で「出力制御非対応型」のパワコンの販売が終了していたほか、他の1社については、販売は継続しているものの生産は終了していた。
- 出力制御対応機能の付いたパワコンが市場における標準仕様となっていると考えられることから、今後住宅用太陽光発電の調達価格等を設定する際には、出力制御対応機器の設置義務の有無にかかわらず、出力制御対応機能の付いたパワコンを使用することを想定することとし、同一の区分として取り扱うこととした。

② 運転維持費・設備利用率・余剰売電比率

- 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、昨年度からの変化はなく、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の相場は概ね2万円程度であった。また、パワコンについては、太陽光パネルが20年間で一度は交換され、出力5kWを想定すると18.8万円程度が一般的な相場となり、昨年度(19.6万円)から微減した。1kW当たりの年間運転維持費に換算すると、約2,880円/kW/年となり、想定値(3,000円/kW/年)とほぼ同水準である。
- なお、2017年7月から2018年9月の間に報告された定期報告データを分析すると平均値は約938円/kW/年であったが、報告の61%は要した費用が0円/kW/年だった。得られたデータはFIT制度開始(2012年6月)後に運転開始したものであるところ、点検費用や修繕費用のかかった事業者の割合は増加する傾向にあるため、今後の費用動向を注視する必要がある。
- 設備利用率については、2017年10月から2018年9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。気象条件等による上下動があり得るため、昨年度の委員会と同様、過去に検討した数値と合わせて分析すると、昨年度の委員会で検討した案件(2016年7月から2017年9月の間に収集)の平均値は13.1%、一昨年度の委員会で検討した案件(2016年1月から2016年9月の間に収集)の平均値は13.4%、3年前の委員会で検討した案件(2015年1月から2015年12月の間に収集)の平均値は13.8%となっている。これらと合わせて、過去4年間の平均値を見ると13.5%となるため、想定値(13.7%)とほぼ同水準であったが、引き続き今後の長期的な動向を注視する必要がある。

- 余剰売電比率については、2017年10月から2018年9月の間に収集したシングル発電案件を分析すると、平均値は71.6%、中央値は74.7%であり、想定値(70.0%)とほぼ同水準であった。

③ 2020年度以降の調達価格等

- 住宅用太陽光発電はシステム費用が昨年度から低減しており、「2019年に売電価格が家庭用電気料金並み」という価格目標に相当する水準(システム費用30万円/kW)が新築案件の上位25%のトップランナーで達成されており、平均値での達成も目前となっている。今後は「2025年に売電価格が卸電力市場価格並み」という価格目標の達成に向けて調達価格等の設定を行っていくことが求められる。

- また、住宅用太陽光発電の導入はZEH(ネット・ゼロ・エネルギー・ハウス)の促進の観点からも重要であり、省エネルギー政策との協調に留意しつつ、総合的な施策を講じていく必要がある。

- 以上の点を踏まえつつ、住宅用太陽光発電の調達価格等の設定に当たっては、リードタイムが短い電源である中で(※)、パネル価格を含めたシステム費用の低減が毎年進展していることに鑑み、2020年度以降の住宅用太陽光発電の調達価格等については複数年度価格設定を行わず、当該年度の開始前までに決定することとした。したがって、2020年度の調達価格等は、今年度の委員会では決定せず、来年度の委員会で検討することとなる。その際には、本委員会での業界団体ヒアリングを踏まえると、既築住宅も含めた導入状況への配慮が必要となることに留意すべきである。

(※) 住宅用太陽光発電については、設置期間は短いものの、効率的な水準のシステム費用を目標とし、段階的にトップランナー的なアプローチで調達価格を引き下げ、コスト低減を促していく観点から、複数年度の価格設定を行ってきたり、リードタイムが長い電源として複数年度価格の設定を行っている風力発電・地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電(一般木材等及びバイオマス液体燃料以外)とは複数年度価格を設定する際の考え方が異なる。

- なお、委員から、今年度の委員会で2020年度の調達価格等を決定しないことは、2020年度以降に新たに認定される案件についてFIT制度の下での買取を行わないという趣旨ではないことを確認する旨の意見があった。

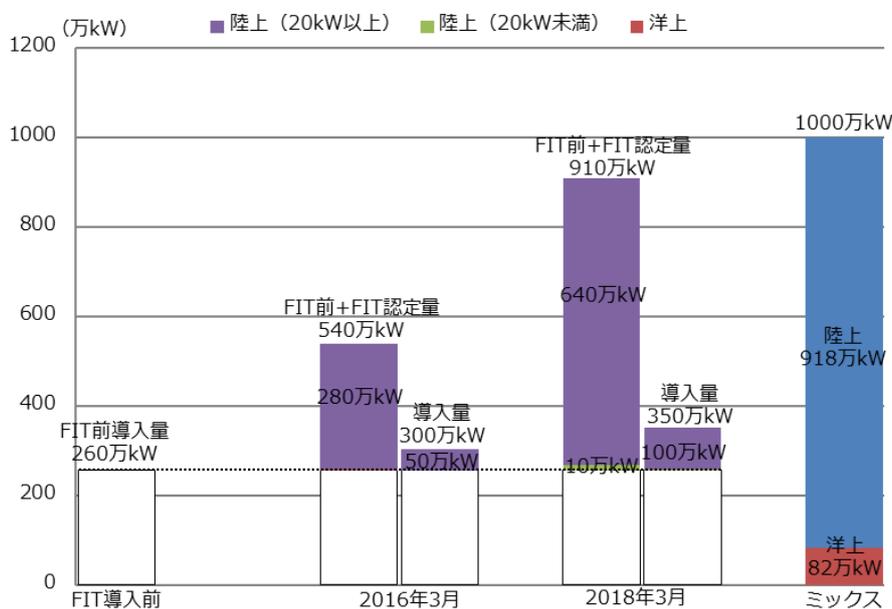
2. 風力発電

(1) 現状と価格目標

① 現状

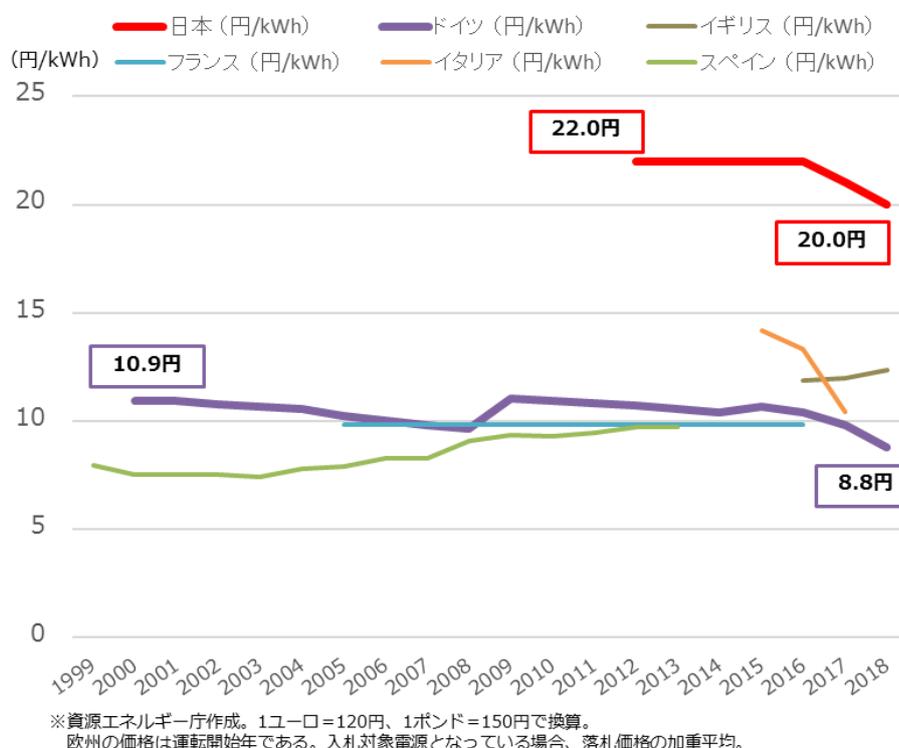
- 風力発電については、エネルギーミックス（1,000万kW）の水準に対して、FIT制度開始前の導入量と2018年3月末時点のFIT認定量を合わせたものは910万kW、導入量は350万kWとなっている（参考33）。洋上風力発電については、現時点では導入案件は少ないものの、今後の導入拡大が見込まれる。

【参考33】風力発電のFIT認定量と導入量



- 最新の調達価格は、2020年度の陸上風力発電が18円/kWh、2019年度の着床式洋上風力発電及び2020年度の浮体式洋上風力発電が36円/kWhであり、一般海域の海域利用ルールが適用される着床式洋上風力発電については、ルール開始に合わせて入札制に移行することとなっている。日本の調達価格は、海外と比べて高い。（参考34）

【参考 34】 風力発電(陸上、20,000kW)の各国の価格



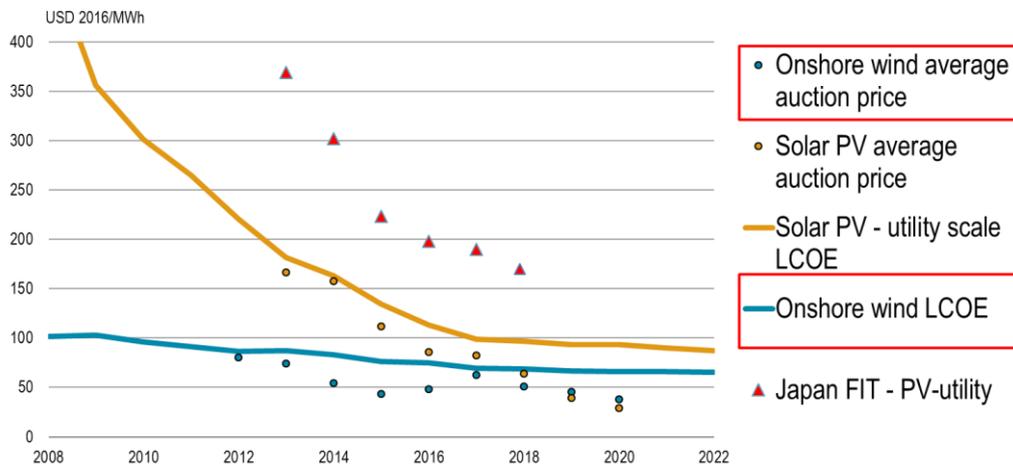
- 発電事業者・メーカー等の努力やイノベーションによるコスト低減を促すため、2017年4月のFIT法改正に伴って、FIT法第3条第12項に基づき価格目標を設定しており、同法第3条第4項においては、調達価格の設定に当たって価格目標を勘案することとされている。
 - 現在、以下の価格目標を掲げているところであるが、今年度の委員会では、国内外の状況を踏まえつつ、陸上風力発電及び着床式洋上風力発電の価格目標の前倒しについて検討を行った。
 - 陸上風力発電及び着床式洋上風力発電については、「2030年に発電コスト8～9円/kWh (※)」とすること
 - 浮体式洋上風力発電については、その導入に向けた環境整備を進めつつ、FIT制度からの中長期的な自立化を目指すこと
- (※) なお、発電コストは資金調達コストを念頭に置いた割引率(3%)を付加したもの。2018年度時点の調達価格が想定する適正な利潤(IRR=8%)とは異なる。発電コスト(割引率3%)8～9円/kWhを調達価格(割引率8%)に換算すると、12.1～12.9円/kWhに相当する。

② 陸上風力発電及び着床式洋上風力発電の価格目標

1) 直近のコスト動向

- 世界では、直近の 10 年間で風力発電のコストが低下しており、既に平均的な陸上風力発電の発電コストは 10 円/kWh 以下の水準となっている（参考 35）。

【参考 35】 陸上風力発電の世界のコスト動向



※IEA Renewables 2017をもとに資源エネルギー庁作成。

- また、着床式洋上風力発電についても、欧州では洋上風力の入札価格が急激に下落している。各国で入札価格が 10 円/kWh 以下の案件が続出し、ドイツでは市場価格（補助金なし）の案件も登場している。（参考 36）

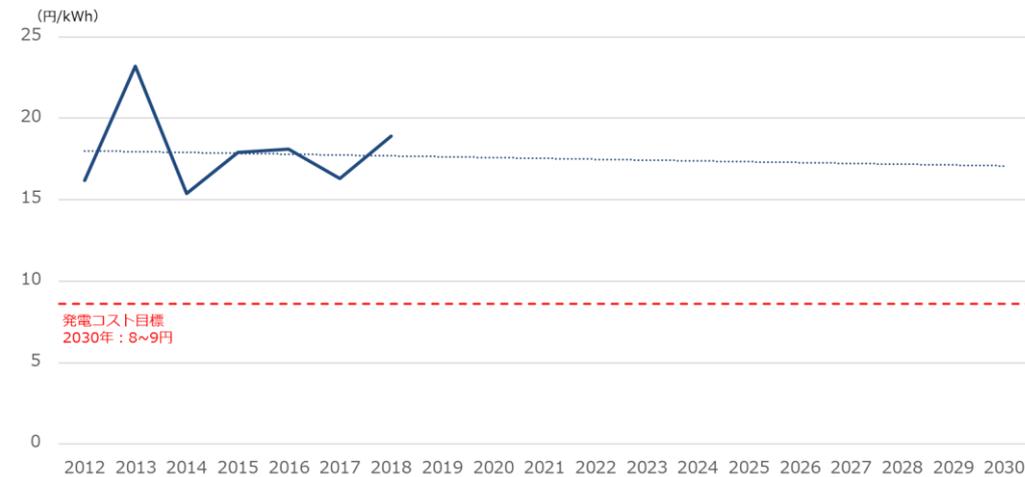
【参考 36】 欧州各国の洋上風力発電の入札結果

入札時期	国	プロジェクト名	規模	価格 (1€=130円/1£=150円)
2015.2	デンマーク	Horns Reef 3 (Vattenfall)	406 MW	104 EUR/MWh (13.5円/kWh)
2016.2	オランダ	Borssele 1+2 (DONG 現Orsted)	752MW	72.7 EUR/MWh (9.5円/kWh)
2016.9	デンマーク	Danish Nearshore (Vattenfall)	350MW	63.7 EUR/MWh (8.2円/kWh)
2016.11	デンマーク	Kriegers Flak (Vattenfall)	600MW	49.9 EUR/MWh (6.5円/kWh)
2016.12	オランダ	Borssele 3+4 (Shell, Van Oord, Eneco, 三菱商事)	731.5MW	54.5 EUR/MWh (7.1円/kWh)
2017.4	ドイツ	Gode Wind III (DONG 現Orsted)	110MW	60.0 EUR/MWh (7.8円/kWh)
	ドイツ	Borkum Riffgrund West II + OWP West (DONG 現Orsted)	240MW + 240MW	市場価格 (補助金ゼロ)
	ドイツ	He Dreiht (EnBW)	900MW	市場価格 (補助金ゼロ)
2017.9	イギリス	Triton Knoll Offshore Wind Farm (Innogy, Statkraft)	860MW	74.75 £/MWh (11.2円/kWh)
	イギリス	Hornsea Project 2 (DONG 現Orsted)	1,386MW	57.5 £/MWh (8.6円/kWh)
	イギリス	Moray East (EDPR, Engie)	950MW	57.5 £/MWh (8.6円/kWh)
2018.3	オランダ	Hollandse Kust Zuid 1+2 (Nuon, Vattenfall)	740MW	市場価格 (補助金ゼロ)
2018.4	ドイツ	Baltic Eagle (Iberdrola)	476MW	64.6 EUR/MWh (8.4円/kWh)
	ドイツ	Wikinger Sud (Iberdrola)	10MW	市場価格 (補助金ゼロ)
	ドイツ	Gode Wind IV (Orsted)	131.75MW	98.3 EUR/MWh (12.8円/kWh)
	ドイツ	Borkum Riffgrund West I (Orsted)	420MW	市場価格 (補助金ゼロ)

各国政府資料等をもとに資源エネルギー庁作成

- 他方で、日本の現在の発電コスト（陸上風力発電のみ）については、定期報告データ（実績値）に基づいて機械的に LCOE を分析すると、FIT 制度開始以降若干低減しているものの、価格目標である 8～9 円/kWh の水準を実現するためには、より一層のコストダウンを図っていく必要がある（参考 37）。

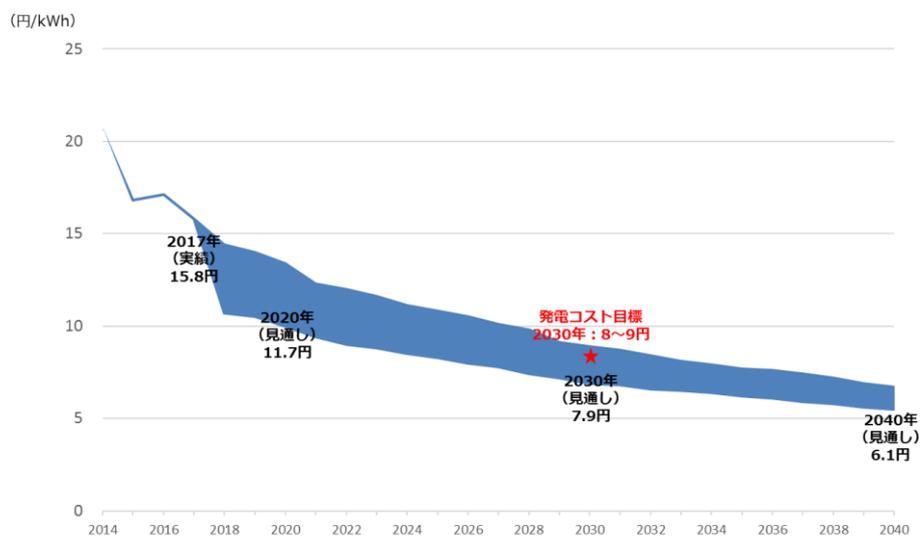
【参考 37】日本の陸上風力発電のコスト動向（実績）



※調達価格等算定委員会で見られている各年の資本費等を基に、割引率3%で機械的に試算。
点線部分は、2012年度から2018年度の実績に基づく指数近似。

- こうした中、民間調査機関のデータによると、日本の陸上風力発電の発電コストは 2030 年に 7.9 円/kWh 程度まで低減することが見通されている（参考 38）。

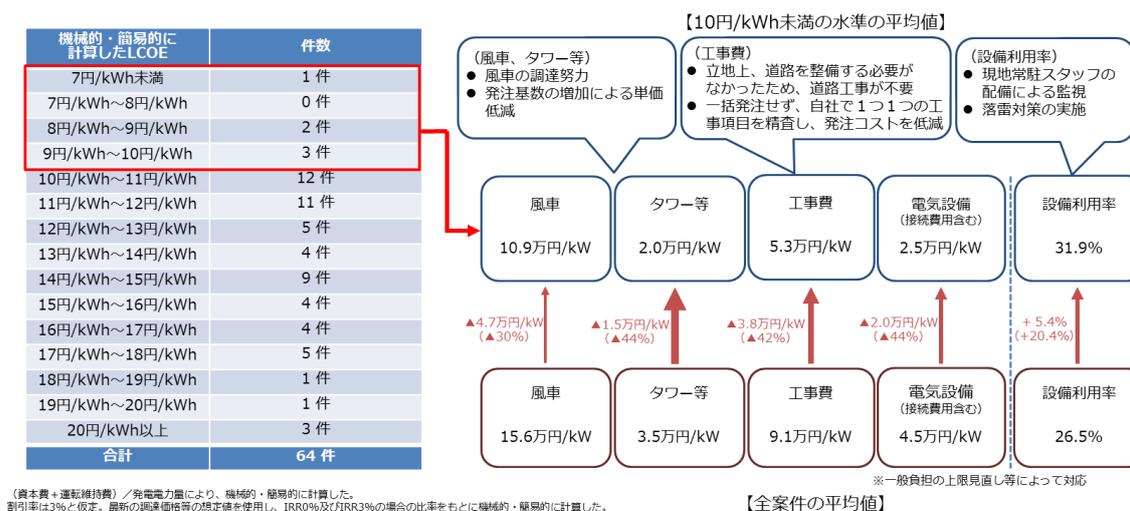
【参考 38】民間調査機関による風力発電のコスト見通し



※Bloomberg NEFデータより資源エネルギー庁作成。2018年以降は見通し。資金調達コストを踏まえた割引率は4%程度で計算。1\$=110円換算で計算。
なお、Bloomberg NEFの推計は、日本の2020年度までは現行のFIT制度、2020年度以降はFIT制度からの自立化を前提としている。見通しのコストの値は、上位ケースと下位ケースの中央値。

- また、陸上風力発電については、定期報告データの提出があった陸上風力発電事業者（64件）のうち、6件（全体の9%）が10円/kWh未滿で事業を実施できている。10円/kWh未滿の事業者は、風車、風車以外の設備、工事費がそれぞれ平均的な案件より3～4割程度低い。設備利用率は平均的な案件よりも2割程度高く、31.9%程度となっている。（参考39）

【参考39】10円/kWhで風力発電事業を実施できている例



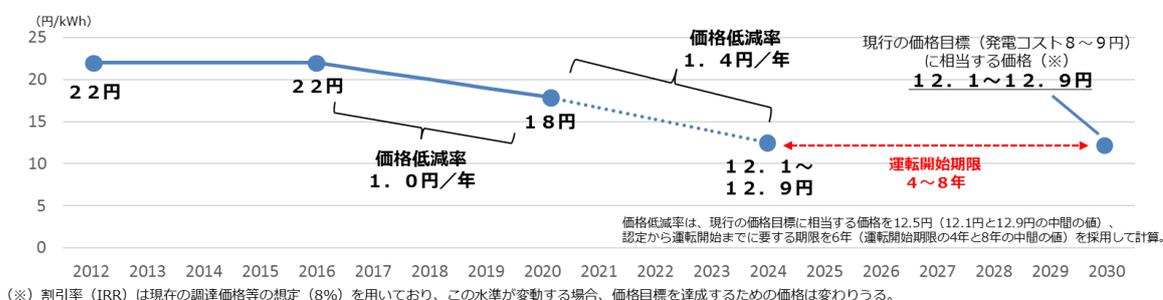
2) まとめ

- 第5次エネルギー基本計画において再生可能エネルギーの主力電源化が掲げられ、他の電源と比較して競争力ある水準までのコスト低減とFIT制度からの自立化を目指していく中で、「急速なコストダウンが見込まれる電源」である風力発電については、コストダウンの更なる加速化が必要である。
- こうした中、世界では、陸上風力発電・着床式洋上風力発電ともに急速なコストダウンが実現している。日本の平均的な案件の発電コストはまだ高いが、現時点でも10円/kWh未滿で事業を実施できている事業者が一定程度存在している。また、民間調査機関からは、日本でも2030年頃には8円/kWh程度まで発電コストが低減する見通しが示されているが、FIT制度開始時点から現時点までの平均的な案件のコスト低減スピードでは、2030年の価格目標達成が困難である可能性がある。
- こうした中、本委員会での業界団体ヒアリングでは、業界団体からも、陸上風力発電・着床式洋上風力発電ともに、「2030年発電コスト8～9

円/kWh」という価格目標の実現を引き続き目指していくと示されたところ。

- 以上の点を踏まえ、陸上風力発電及び着床式洋上風力発電の価格目標は、引き続き「2030年発電コスト8～9円/kWh」という水準を据え置くこととし、この目標の実現に向けて、コスト低減の取組をより深掘りしていくこととした。この場合、現在のFIT制度では、調達価格等が決定される認定時から運転開始までの期間として最大で運転開始期限の4年間（環境影響評価法に基づく環境アセスメントが必要な場合は8年間）を要することに留意する必要がある。（参考40）

【参考40】風力発電の価格目標のイメージ



(2) 陸上風力発電

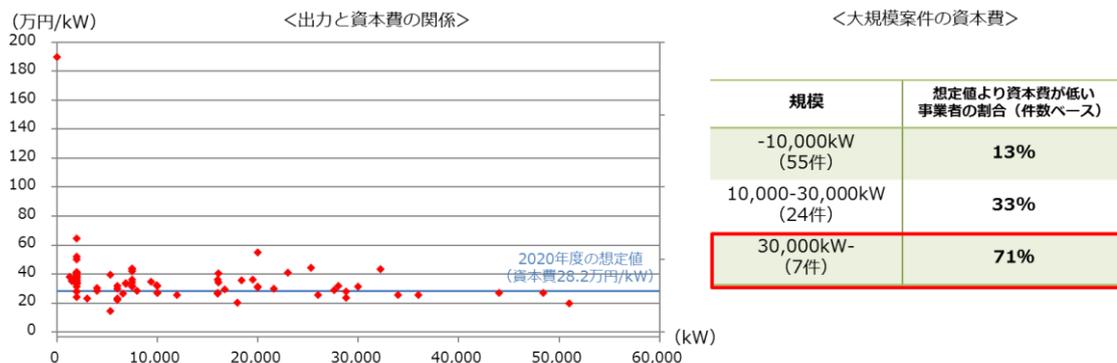
- 陸上風力発電については、2018年度より、20kW以上の区分と20kW未満の区分が統合されている。これは、20kW未満の案件について、20kW以上と同区分でコスト効率的に事業を実施できる案件をFIT制度の対象とすることとしたためである。この趣旨を踏まえ、今年度の委員会では、陸上風力発電区分の想定値を算定するためのコスト分析は20kW以上を対象として実施した上で、20kW未満については別途分析を行った。

① 資本費

- 資本費の定期報告データは86件。平均値は35.4万円/kW、中央値は33.5万円/kWであった。2020年度の調達価格等の想定値は、7,500kW以上の案件の中央値を採用し、28.2万円/kWを想定している。7,500kW以上の案件のみを抽出して分析すると、中央値は29.6万円/kWとなっており、2020年度の想定値とほぼ同水準だった。（参考41）
- 本委員会での業界団体ヒアリングにおいて、大規模化によりコスト低減が可能との見解が業界団体から示されたことを踏まえ、さらに大規模な案件の資本費を分析すると、30,000kW以上の案件の71%が2020年度の

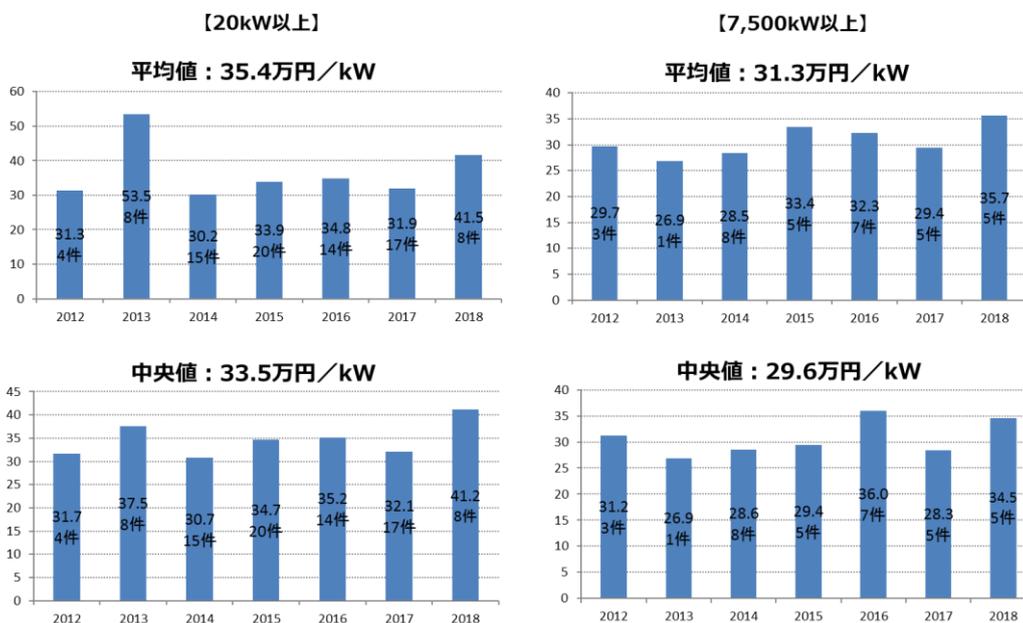
調達価格等の想定値（28.2 万円/kW）より低い資本費で事業を実施できていることが分かった。なお、30,000kW 以上の案件（7 件）の平均値は 28.5 万円/kW、中央値は 27.0 万円/kW であった。

【参考 41】 陸上風力発電の資本費



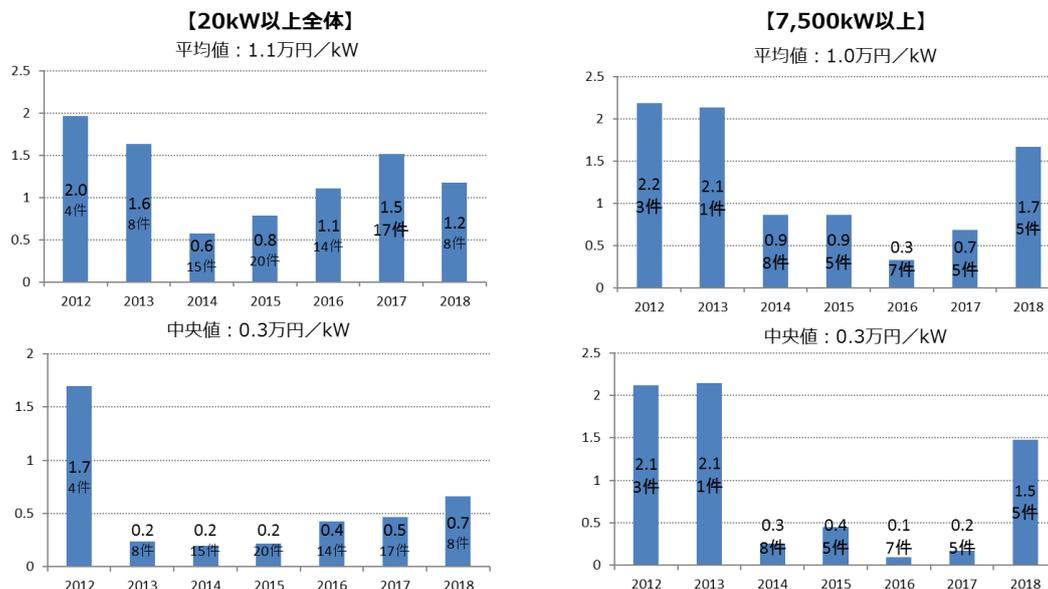
- また、資本費の経年変化について分析したところ、その水準は一進一退を繰り返しており、今後のコスト動向を注視する必要がある（参考 42）。

【参考 42】 陸上風力発電の資本費の経年変化



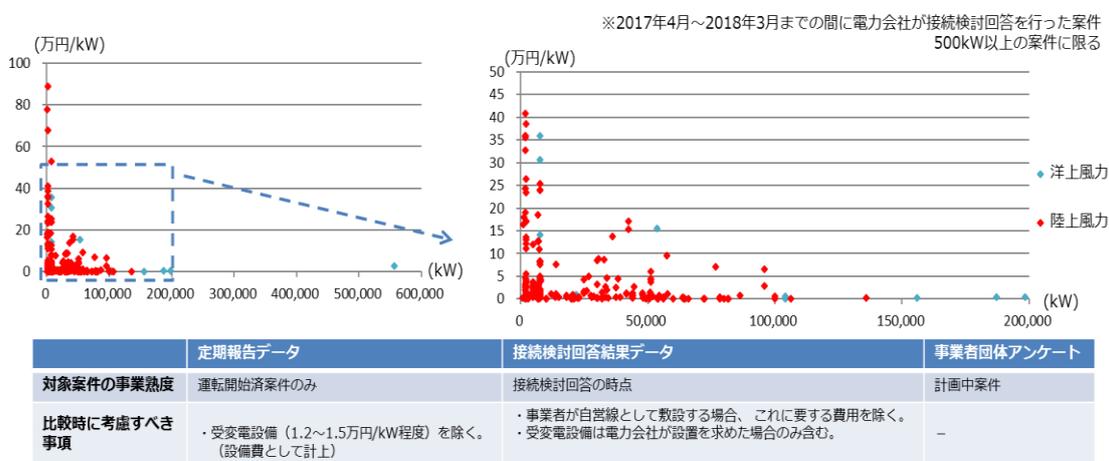
- 定期報告データを用いて接続費の分析を行ったところ、20kW 以上全体の平均値は 1.1 万円/kW となり、想定値（1.0 万円/kW）と同水準であったが、中央値は 0.3 万円/kW となり、想定値を下回った。7,500kW 以上の案件に限定して分析を行った場合についても、同様の傾向であった（参考 43）。

【参考 43】 陸上風力発電の接続費



- さらに、本委員会での業界団体ヒアリングにおいて、業界団体が示したアンケート結果の中には、風力発電設備の接続費が引き続き増加傾向にあるとの声があったため、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（256件）の分析を行った結果、平均値は5.5万円/kW、中央値は1.2万円/kWであった（参考44）。20万円/kWを超える著しく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）と同水準となる。
- なお、定期報告データ、接続検討回答結果データ、事業者団体が実施したアンケートでは、それぞれ対象としている事業の熟度が異なる。熟度の低い案件には、費用が著しく高額であるため最終的に事業化に至らない案件も含まれている可能性がある。

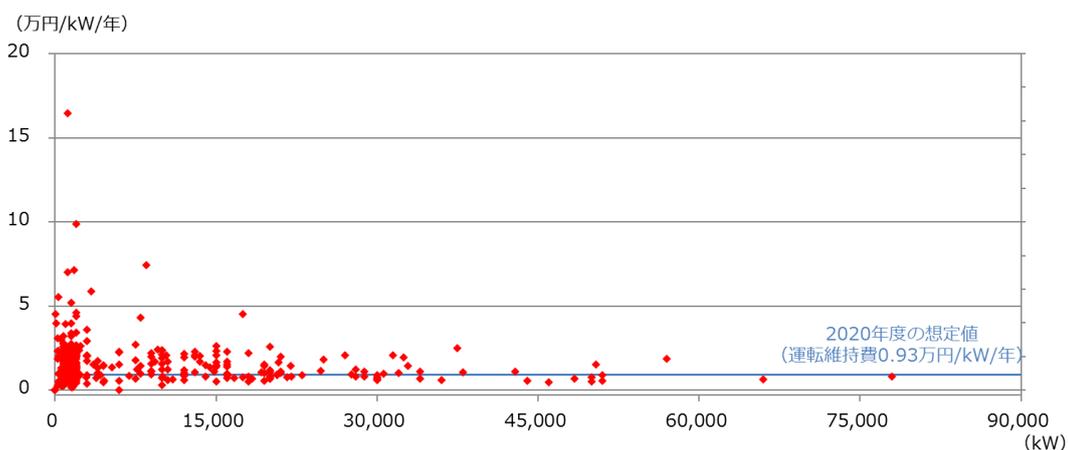
【参考 44】 電力会社が接続検討回答を行った際に各発電事業者に提示した接続費



② 運転維持費

- 運転維持費の定期報告データは 334 件。平均値は 1.64 万円/kW/年、中央値は 1.35 万円/kW/年であった。2020 年度の調達価格等の運転維持費は、7,500kW 以上の案件の中央値を採用し、0.93 万円/kW/年を想定している。7,500kW 以上の案件のみを抽出して分析すると、中央値は 1.11 万円/kW/年となっており、2020 年度の想定値とほぼ同水準だった。（参考 45）

【参考 45】 陸上風力発電の運転維持費



③ 設備利用率

- 昨年度の委員会では、近年の設備利用率の上昇を踏まえ、2020 年度の調達価格等の想定値として、2011 年以降に設置された案件の中央値について、過去 3 年間の平均値を採用し、25.6%とした。

- 今年度も同様に 2011 年以降に設置された案件の中央値を分析すると、27.2%となり、昨年度のデータよりも 0.4%上昇した。今年度から過去 3 年間の平均値を採用した場合は 26.3%となり、2020 年度の想定値を上回る。(参考 46)

【参考 46】 陸上風力発電の設備利用率

20kW以上全体		設備利用率 (中央値)			
		今年度のデータ (2017年6月～2018年5月)	昨年度のデータ (2016年6月～2017年5月)	2年前のデータ (2015年7月～2016年6月)	3年前のデータ (2014年10月～2015年9月)
全体		20.2%	19.4%	18.7%	18.6%
設置年	～2000年	17.9%	18.1%	17.7%	15.7%
	2001～2005年	18.8%	17.3%	17.3%	17.9%
	2006～2010年	19.3%	18.9%	18.7%	18.5%
	2011年～	27.2%	26.8%	24.8%	25.1%
2020年度の 想定値		25.6%			

④ 2021 年度の取扱い

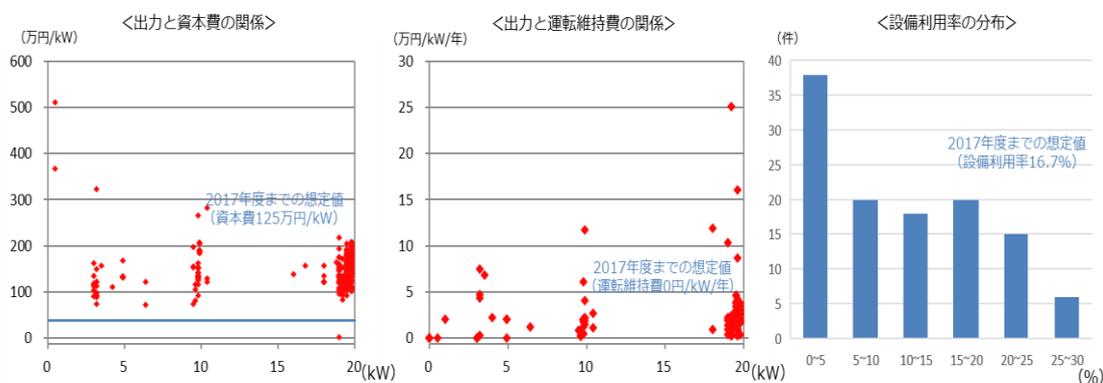
- FIT 法第 3 条第 2 項においては、事業者の予見可能性を高めるため、予め複数年度の調達価格等の設定を行うことができるとされている。この規定に基づき、陸上風力発電の調達価格等については、地元調整や関係法令の手續等に要する期間を勘案しつつ、事業者が事業化の決定を行ってから FIT 認定を取得するまでの期間を基準として、3 年間の複数年度価格設定を行ってきた。
- 第 5 次エネルギー基本計画において再生可能エネルギーの主力電源化が掲げられる中で、風力発電は「急速なコストダウンが見込まれる電源」に位置付けられており、実際に世界では入札制の活用を通じてコスト低減が進展している。日本でも、大規模案件は資本費が低い傾向にあり、直近に設置された案件を中心に設備利用率の上昇傾向も見られるが、今後、価格目標の実現に向け、海外の知見を取り入れつつ、さらなるコスト低減を実現することが期待されている。
- このため早期に入札制を導入してコストダウンを加速化させる必要があるといった意見もあるが、FIT 法においては、「政府は、この法律の施行後平成 33 年 3 月 31 日まで（注：2020 年度末まで）の間に、この法律の施行の状況等を勘案し、この法律の抜本的な見直しを行うものとする」（附則第 2 条第 3 項）とされている。

- 今後のコスト動向に大きな変化が見込まれる中で、FIT 法抜本見直し後の制度との整合性に配慮するという観点や、制度の複雑化を防ぐという観点から、本委員会での業界団体ヒアリングにおける業界団体からの要望も踏まえ、今年度の委員会では陸上風力発電の 2021 年度の取扱いを決定しないこととした。

⑤ 小型風力発電（20kW 未満）のコスト動向（参考）

- 資本費の定期報告データは 599 件。平均値は 139 万円/kW、中央値は 133 万円/kW であり、昨年度の委員会で検討したデータ（平均値 137 万円/kW、中央値 128 万円/kW）から大きな変化はなかった。（2017 年度までの調達価格等の想定値：125 万円/kW）
- 運転維持費の定期報告データは 135 件。平均値は 2.5 万円/kW/年、中央値は 2.0 万円/kW/年であり、昨年度の委員会で検討したデータ（平均値 2.7 万円/kW/年、中央値 1.8 万円/kW/年）から大きな変化はなかった。（2017 年度までの調達価格等の想定値：0 円/kW/年）
- 直近（2017 年 6 月から 2018 年 5 月）の設備利用率を分析すると、平均値は 11.1%、中央値は 10.0% であり、昨年度の委員会で検討したデータ（平均値 9.1%、中央値 7.6%）からやや増加した。昨年度の委員会では、2015 年以降に運転開始した案件の設備利用率（昨年度時点の中央値 9.9%）も参照しつつ、実績の設備利用率を想定した場合の調達価格が高額になる点を確認したことを踏まえると、この設備利用率の増加は、昨年度の委員会の検討時に想定されていた範囲のものと考えられる。（2017 年度までの調達価格等の想定値：16.7%）（参考 47）

【参考 47】 小型風力発電（20kW 未満）のコスト動向



⑥ リプレース区分

- リプレース区分については、現時点までに定期報告データは得られていない。
- リプレース区分の調達価格等については、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、運転維持費及び設備利用率は、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。
- このため、リプレース区分の 2021 年度の取扱いについては、陸上風力発電（新設）の 2021 年度の取扱いと合わせて検討することとした。なお、今後具体的な案件の定期報告データが収集されれば、コストの実態を検証していく必要がある。

(3) 洋上風力発電

- 資本費の定期報告データは 1 件、201 万円/kW（想定値は 56.5 万円/kW）であり、運転維持費の定期報告データはまだ得られていない。
- 昨年度の委員会において、一般海域の海域利用ルールを適用を受けない着床式洋上風力発電の 2020 年度の取扱いは、一般海域の海域利用ルールの整備状況や洋上風力の認定状況も踏まえて、今後の委員会において、入札制への移行可能性も含め、改めて議論することとされた。
- 一般海域の海域利用ルールについては、2018 年 11 月 30 日に「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律」が国会において成立し、同年 12 月 7 日に公布されたところ。今後、同法に基づく一般海域の海域利用ルールが整備されることとなる。
- また、2018 年 3 月末時点の洋上風力発電の FIT 認定量は 4,390kW（2 件）、導入量は 1,990kW（1 件）であるが、一般海域を中心に 500 万 kW 程度の環境アセスメント手続中案件が存在する。
- 一般海域の海域利用ルールに基づき大量の計画中の案件が導入される場合、その競争環境がルール適用外の案件にも波及し、コスト低減が進む可能性がある。したがって、同法に基づく一般海域の海域利用ルールが具体化し、現在よりも競争環境の波及状況が予見できるようになる可能性が高い来年度の委員会で、入札制への移行可能性も含め、一般海域の海域利用ルールの適用を受けない着床式洋上風力発電の 2020 年度の

取扱いを改めて議論することとし、今年度の委員会では決定しないこととした。

- また、浮体式洋上風力発電については、現在では世界的にまだ実証段階にあるものの、一部では商用化に向けた取組が進みつつあり、世界でも急速にコストダウンが進む可能性がある。また、風車やタワーには着床式洋上風力発電と共通の箇所も一定程度存在し、国内でも、一般海域の海域利用ルールの整備が進む中で、着床式洋上風力発電の競争環境が浮体式洋上風力発電にも波及し、コスト低減が進む可能性があるため、今年度の委員会では2021年度の取扱いを決定しないこととした。

3. 地熱発電

(1) 現状と価格目標

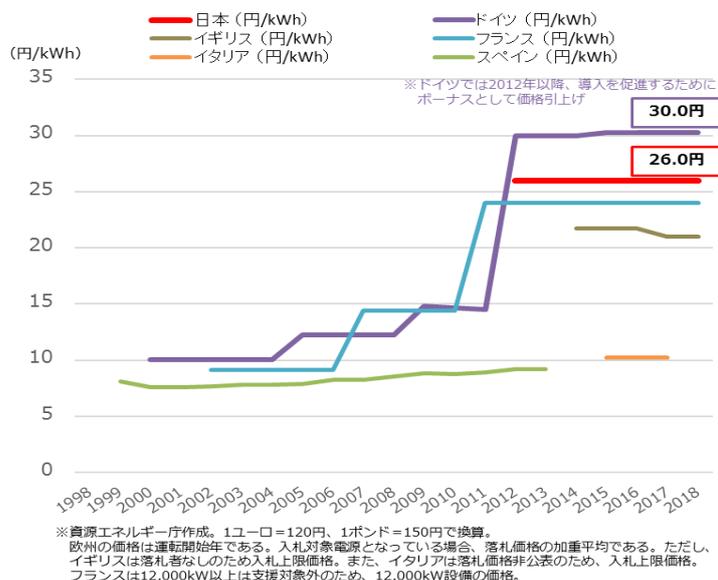
- 地熱発電については、エネルギーミックス（140～155 万 kW）の水準に対して、FIT 制度開始前の導入量と 2018 年 3 月末時点の FIT 認定量を合わせたものは 60 万 kW、導入量は 54 万 kW となっている（参考 48）。

【参考 48】地熱発電の FIT 認定量と導入量



- 最新の調達価格は、2020 年度の 15,000kW 以上が 26 円/kWh、2020 年度の 15,000kW 未満が 40 円/kWh であり、海外との比較は参考 49 のとおり。

【参考 49】地熱発電 (30,000kW) の各国の価格

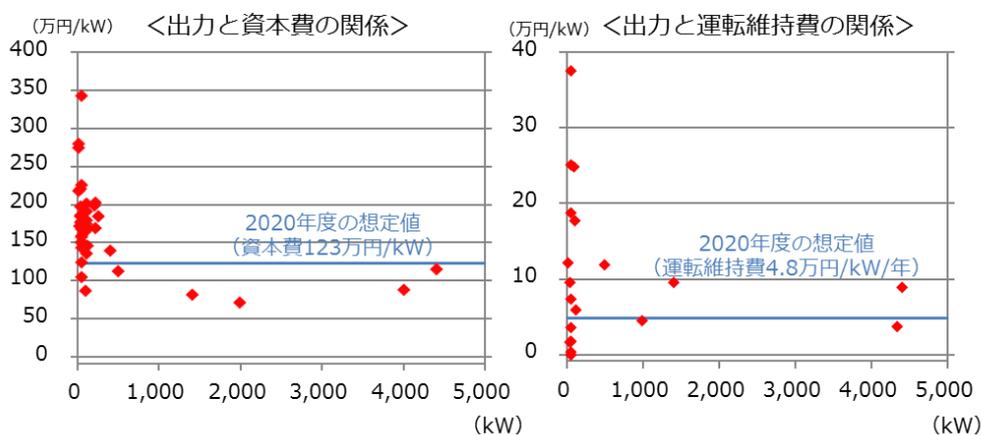


- また、価格目標として、大規模案件の開発を円滑化しつつ、リスク低減及びコスト低減を図り、FIT 制度からの中長期的な自立化を目指すことが掲げられている。

(2) 15,000kW 未満及び 15,000kW 以上（リプレース区分含む）

- 15,000kW 未満の資本費の定期報告データは 45 件、運転維持費の定期報告データは 19 件。いずれも現時点で提出されている定期報告データは全て 7,500kW 未満の案件であった。資本費の平均値は 170 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 10.8 万円/kW/年、中央値は 8.9 万円/kW/年となり、想定値（4.8 万円/kW/年）を上回った。（参考 50）
- このうち、中規模（1,000kW 以上 7,500kW 未満）案件の平均値では、資本費は 88 万円/kW で想定値（123 万円/kW）を大きく下回り、設備利用率は 81%で想定値（75%）を上回っており、効率的に事業が実施できていることが確認された（参考 51）。

【参考 50】地熱発電（15,000kW 未満）の資本費と運転維持費



【参考 51】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
認定件数	31件	38件	8件	1件
導入件数	24件	22件	5件	0件
資本費 平均値 (万円/kW)	190	164	88	—
運転維持費 平均値 (万円/kW/年)	10.7	13.0	7.4	—
設備利用率 平均値 (%)	48.2	54.9	81.1	—

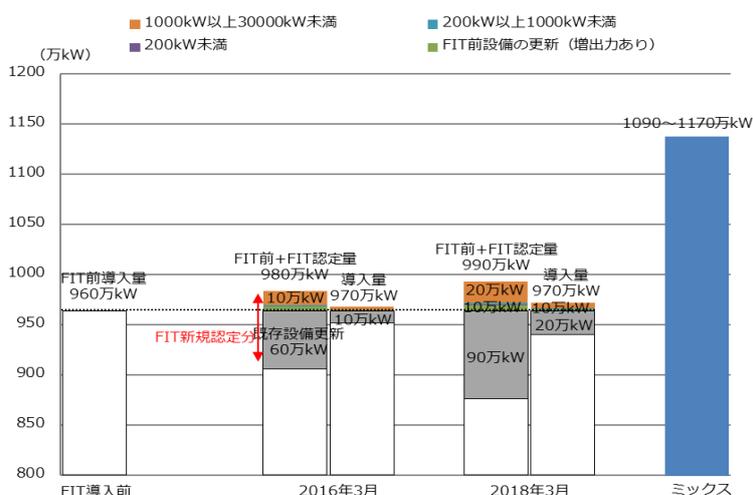
- 15,000kW 以上及びリプレース区分については、現時点で定期報告データが得られていない。
- 本委員会での業界団体ヒアリングを踏まえると、向こう1年間で調達価格等の設定時に想定していた規模（15,000kW 未満区分=7,000kW、15,000kW 以上区分=30,000kW）の発電所が運転開始する見込みであることから、これらの発電所のコストデータ等も踏まえつつ、国民負担の抑制に配慮しつつ導入拡大を図るための地熱発電全体の調達価格等の設定の在り方について、FIT 制度外での事業環境整備と合わせて検討していくことが必要である。
- 以上の点を踏まえつつ、事業者の予見可能性に配慮し、地熱発電の全区分で2021年度の想定値は据え置くこととした。

4. 中小水力発電

(1) 現状と価格目標

- 中小水力発電については、エネルギーミックス（1,090～1,170万kW）の水準に対して、FIT制度開始前の導入量と2018年3月末時点のFIT認定量を合わせたものは990万kW、導入量は970万kWとなっている（参考52）。

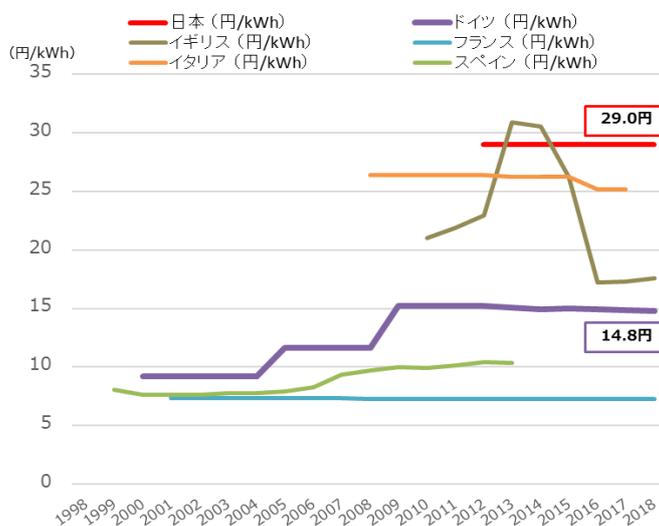
【参考52】 中小水力発電のFIT認定量と導入量



※改正FIT法による失効分を反映済。
 ※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された2017年度価格案件は含まない。
 ※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。

- 最新の調達価格は、2020年度の200kW以上1,000kW未満が29円/kWhなどであり、海外の買取価格と比べて高い（参考53）。

【参考53】 中小水力発電の各国の価格



※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。

- また、価格目標として、新規地点の開発を促進するとともに、技術開発による更なるコスト低減を図り、FIT 制度からの中長期的な自立化を目指すことが掲げられている。

(2) 200kW 未満及び 200kW 以上 1,000kW 未満

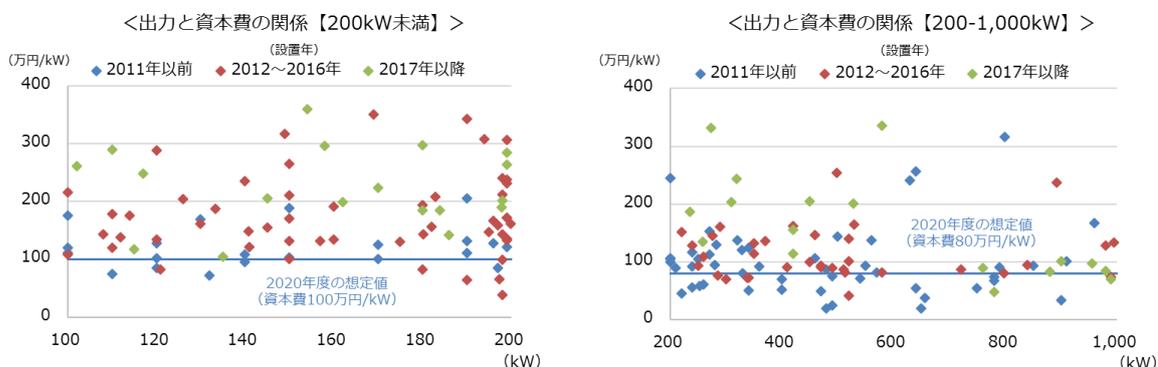
① 資本費

- 資本費の定期報告データはFIT 制度開始後に運転開始した案件に限られるが、中小水力発電はFIT 制度開始前から運転している案件が多数存在することから、例年どおり、FIT 制度開始前に運転開始した案件に対して別途コストデータの調査を行った結果を加えて分析を行っている。
(1,000kW 以上 5,000kW 未満、5,000kW 以上 30,000kW 未満及び既設導水路活用型の各区分においても同様の分析としている。)

- 200kW 未満の資本費のコストデータは 307 件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと (294 件)、平均値は 300 万円/kW、中央値は 228 万円/kW となる。100kW 未満及び 300 万円/kW 以上の高額案件を除くと、平均値は 161 万円/kW、中央値は 152 万円/kW となるが、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 未満の資本費のコストデータは 131 件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと (102 件)、平均値は 127 万円/kW、中央値は 96 万円/kW となる。300 万円/kW 以上の高額案件を除くと、平均値は 109 万円/kW、中央値は 94 万円/kW となるが、想定値 (80 万円/kW)を上回っており、分散が大きい。(参考 54)

【参考 54】 200kW 未満及び 200kW 以上 1,000kW 未満の資本費



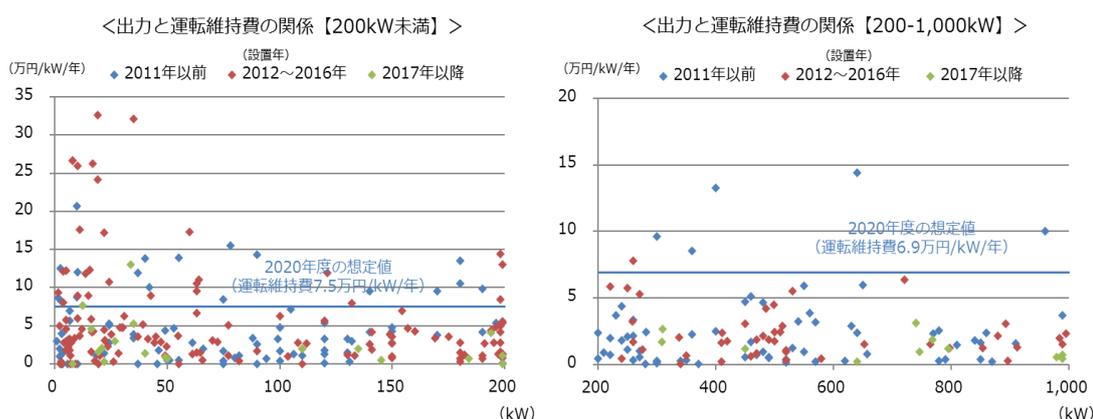
② 運転維持費

- 200kW 未満の運転維持費のコストデータは 234 件。平均値は 4.9 万円/kW/

年、中央値は 3.1 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コストデータは 120 件。平均値は 2.3 万円/kW/年、中央値は 1.7 万円/kW/年となり、想定値（6.9 万円/kW/年）を下回るが、想定値より高い案件も一定数存在する。（参考 55）

【参考 55】 200kW 未満及び 200kW 以上 1,000kW 未満の運転維持費



③ まとめ

- 200kW 未満及び 200kW 以上 1,000kW 未満のいずれの区分についても、資本費は想定値を上回るが、運転維持費は想定値を下回るといった傾向を踏まえ、資本費及び運転維持費について、2021 年度は想定値を据え置くこととした。
- その上で、コストデータの分散が大きいことから、現行の想定値の範囲で効率的な地点・案件を推進しながら導入を進めていくという観点に留意しつつ、今後のコスト動向を注視する必要がある。

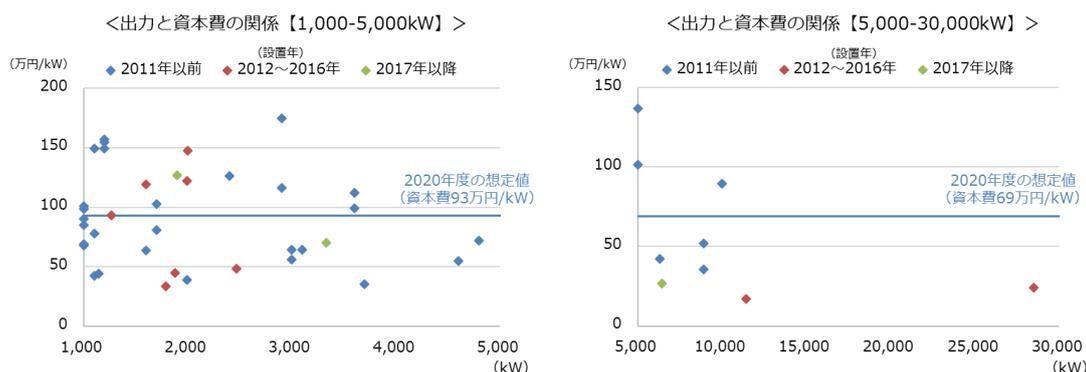
(3) 1,000kW 以上 5,000kW 未満及び 5,000kW 以上 30,000kW 未満

① 資本費

- 1,000kW 以上 5,000kW 未満の資本費のコストデータは 64 件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと（38 件）、平均値は 226 万円/kW、中央値は 87 万円/kW となる。300 万円/kW 以上の高額案件を除くと、平均値は 91 万円/kW、中央値は 85 万円/kW となり、想定値（93 万円/kW）と同水準となる。

- 5,000kW以上30,000kW未満の資本費のコストデータは26件。既設導水路活用型に相当する案件を除くと(10件)、平均値は159万円/kW、中央値は47万円/kWとなる。300万円/kW以上の高額案件を除くと、平均値は58万円/kW、中央値は42万円/kWとなり、想定値(69万円/kW)と同水準となる。(参考56)

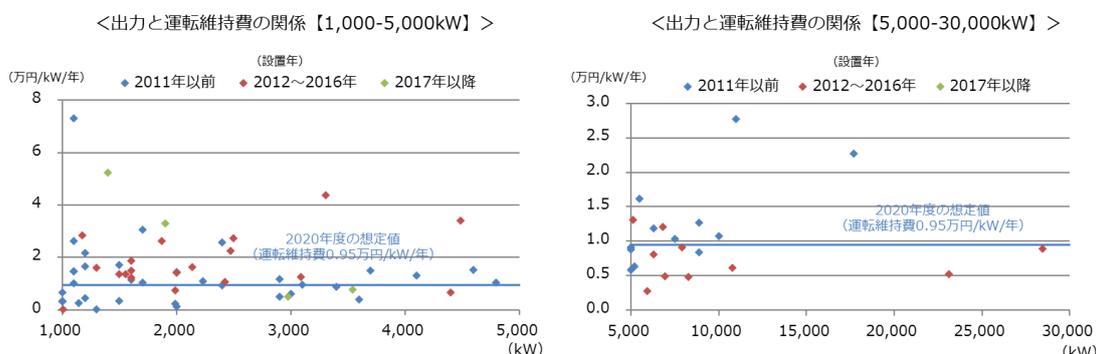
【参考56】1,000kW以上5,000kW未満及び5,000kW以上30,000kW未満の資本費



② 運転維持費

- 1,000kW以上5,000kW未満の運転維持費のコストデータは57件。平均値は1.5万円/kW/年、中央値は1.3万円/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。
- 5,000kW以上30,000kW未満の運転維持費のコストデータは22件。平均値は1.0万円/kW/年、中央値は0.9万円/kW/年となり、想定値(0.95万円/kW/年)と同水準となる。(参考57)

【参考57】1,000kW以上5,000kW未満及び5,000kW以上30,000kW未満の運転維持費



③ まとめ

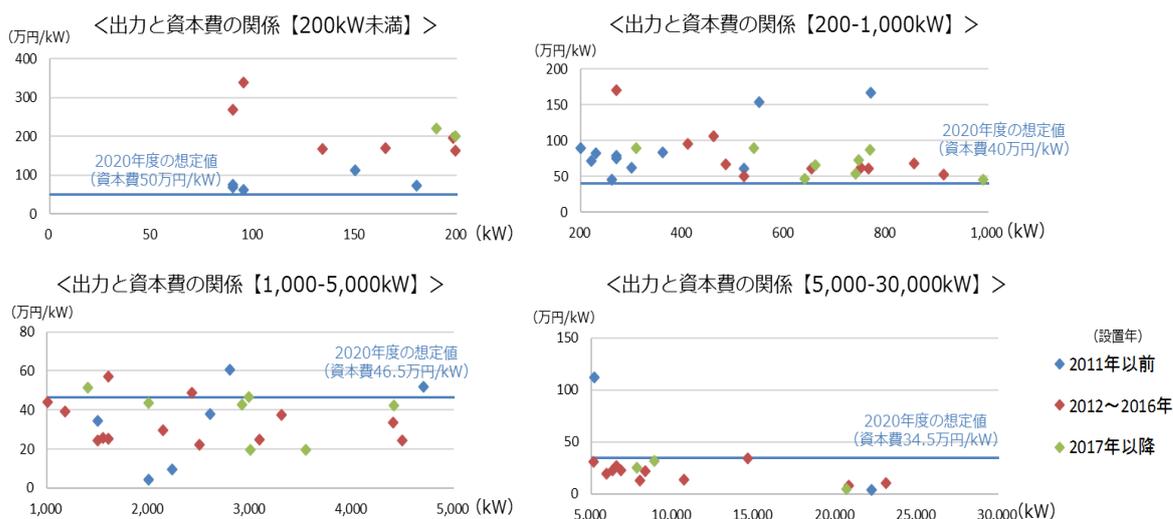
- 以上のコストデータを踏まえ、1,000kW以上5,000kW未満及び5,000kW

以上 30,000kW 未満のいずれの区分についても、資本費及び運転維持費について、2021 年度は想定値を据え置くこととした。その上で、1,000kW 以上 5,000kW 未満の運転維持費については、実績が想定値をやや上回っているが、コストデータの分散が大きいことから、現行の想定値の範囲で効率的な地点・案件を推進しながら導入を進めていくという観点に留意しつつ、今後のコスト動向を注視する必要がある。

(4) 既設導水路活用型

- 200kW 未満の資本費のコストデータは 12 件。平均値は 148 万円/kW、中央値は 166 万円/kW となり、想定値（50 万円/kW）を上回る。
- 200kW 以上 1,000kW 未満の資本費のコストデータは 29 件。平均値は 80 万円/kW、中央値は 72 万円/kW となり、想定値（40 万円/kW）を上回る。
- 1,000kW 以上 5,000kW 未満の資本費のコストデータは 26 件。平均値は 35 万円/kW、中央値は 36 万円/kW となり、想定値（46.5 万円/kW）を下回る。
- 5,000kW 以上 30,000kW 未満の資本費のコストデータは 16 件。平均値は 25 万円/kW、中央値 22 万円/kW となり、想定値（34.5 万円/kW）を下回る。なお、上記のデータについては、いずれの区分についても 300 万円/kW 以上の高額案件を除いたデータである。（参考 58）

【参考 58】既設導水路活用型の資本費



- 既設導水路活用型の資本費については、まだ得られているコストデータが少ないことから、引き続きコスト動向を注視し、今後得られたコスト

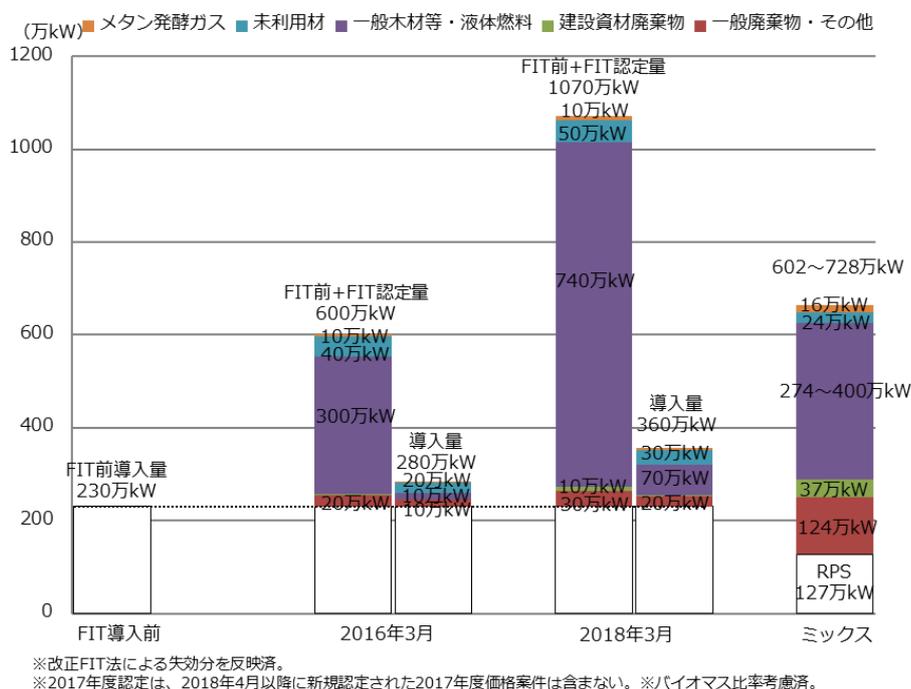
データも踏まえて支援の在り方を中長期的に検討することとしつつ、2021年度は想定値を据え置くこととした。

5. バイオマス発電

(1) 現状と価格目標

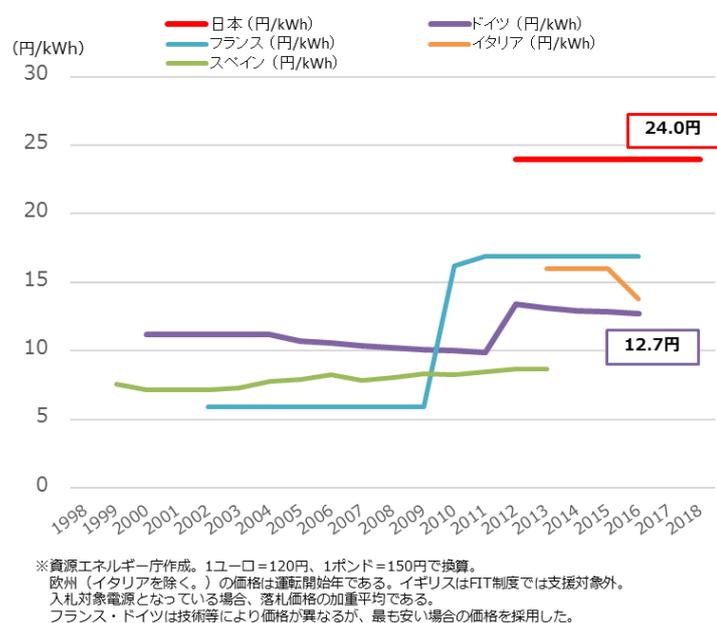
- バイオマス発電については、エネルギーミックス（602～728万kW）の水準に対して、FIT制度開始前の導入量と2018年3月末時点のFIT認定量を合わせたものは1,070万kW、導入量は360万kWとなっている（参考59）。2016年度から2017年度にかけて、輸入材を中心とした大規模一般木材等（バイオマス液体燃料を含む。）のFIT認定量が急増した。

【参考59】 バイオマス発電のFIT認定量と導入量



- 最新の調達価格は、2018年度の一般木材等（10,000kW未満）が24円/kWhなどであり、一般木材等（10,000kW以上）とバイオマス液体燃料（全規模）については、2018年度より入札制に移行している。日本の調達価格は、海外と比べて高い。（参考60）

【参考 60】 バイオマス発電（一般木材等（5,000kW））の各国の価格



- また、価格目標として、関連施策との連携を進めながら、FIT 制度からの中長期的な自立化を目指すことが掲げられている。

(2) 新規燃料の取扱い（P）

- 2018年4月以降に認定する一般木材等区分及びバイオマス液体燃料区分において用いることのできる燃料は、それぞれ一般木材・PKS・パームトランク及びパーム油に限定している。
- こうした中で、本委員会での業界団体ヒアリングにおいては、業界団体からこうした区分において新規燃料を利用したいとの要望があった（参考 61）。これらの新規燃料を用いたバイオマス発電を FIT 制度の対象とするか、FIT 制度の対象とする場合にどの区分で買い取るか、コスト動向及び燃料の安定調達（量・持続可能性（合法性））の観点から検討を行った。

【参考 61】 業界団体から要望のあった新規燃料

バイオマス発電事業者協会から要望のあった新規燃料		バイオマス発電協会から要望のあった新規燃料
副産物系	EFB (パーム椰子果実房)	キャノーラ油
	ココナッツ殻	
	カシューナッツ殻	
	くるみ殻	大豆油
	アーモンド殻	落花生油
	ピスタチオ殻	
	ひまわり種殻	
燃料用草類	ネピアグラス	ヒマワリ油
	ソルガム	脱炭酸PAO (パーム酸油)
種子類	ベンコワン (葛芋) 種子	
	ジャトロファ種子	

※分類は本委員会における業界団体ヒアリングにおけるバイオマス発電事業者協会提出資料に従ったもの。

- 検討に当たり、業界団体から要望のあった新規燃料は海外からの輸入を行うものが多かったことから、まず、海外から輸入を行う燃料を中心とした新規燃料の考え方について、次のとおり整理を行った。
- エネルギー基本計画においては、エネルギー政策の基本的視点として、安全性 (Safety) を前提とした上で、(i) エネルギーの安定供給 (Energy Security) を第一とし、(ii) 経済効率性の向上 (Economic Efficiency) による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に (iii) 環境 (Environment) への適合を図るため、最大限の取組を行うことが掲げられている (3E+S)。バイオマス発電の新規燃料については、3E+Sの観点から、以下のように考えることができる。
 - バイオマス発電に利用できる燃料が多様化することで燃料調達に係るリスクが相対的に低減し、(i) エネルギー安定供給に資する。
 - 現時点での発電コストは高いものの、様々な燃料間のコスト競争が行われることで、FIT 制度からの自立化を見据えたコストダウンが進展すれば、(ii) 経済効率性の向上にも繋がる。
 - 適切に持続可能性が確認される前提で導入が進めば、(iii) 環境への適合も図られる。
- また、エネルギー基本計画においては、
 - バイオマス発電の「政策の方向性」として、安定的に発電を行うことが可能な電源となりうる、地域活性化にも資するエネルギー源とされており、

- ▶ バイオマス発電の「主力電源化に向けた取組」として、地域での農林業と合わせた多面的な推進を目指していくこととされている。

新規燃料の取扱いについても、こうした指針との整合性を図る必要がある。

- さらに、再生可能エネルギーを主力電源化していくためには、発電コストの低減に加えて、発電が長期安定的に行われることが重要であるが、国内の木材の供給量は季節による変動が相対的に大きいという実態を踏まえれば、より安定的にバイオマス発電を実施するためには、海外の木材や PKS 等及び一定の新規燃料の活用が必要という考え方もある。
- なお、新規燃料のうち海外からの輸入を行うものの取扱いについては、内外無差別の原則（内国民待遇義務）を含む国際的な通商取引・投資のルールに基づく必要がある。

① コスト動向

- 新規燃料について、発電設備自体は既存燃料と同様であるため、燃料費に着目してコスト動向を分析することとし、事務局が業界団体にヒアリングを行った結果は参考 62 のとおり。
- 固体の新規燃料は、概ね現行の一般木材等区分で想定されているペレットとチップの実績値（定期報告データ）の間の水準であった。また、液体の新規燃料は、現行のバイオマス液体燃料区分で想定されているパーム油の実績値（定期報告データ）と概ね同水準（±20%程度）であった。

【参考 62】 新規燃料のコスト動向

バイオマス発電事業者協会から要望のあった新規燃料の燃料費			バイオマス発電協会から要望のあった新規燃料の燃料費	
副産物系	EFB（パーム椰子果実房）	668～1,195円/GJ	キャノーラ油	1,840円/GJ
	ココナッツ殻	781円/GJ		
	カシューナッツ殻	797円/GJ		
	くるみ殻	914円/GJ		
	アーモンド殻	1,001円/GJ		
	ピスタチオ殻	974円/GJ		
燃料用草類	ネピアグラス	787～1,019円/GJ	落花生油	2,233円/GJ
	ソルガム	1,201円/GJ		
種子類	ベンコワン（葛芋）種子	956円/GJ	ヒマワリ油	2,270円/GJ
	ジャトロファ種子	935円/GJ		
（参考）既存燃料の燃料費			（参考）既存燃料の燃料費	
	定期報告データ	想定値		定期報告データ
	ペレット	1,249円/GJ		
	チップ	675円/GJ		
	PKS	866円/GJ		
			パーム油	2,270円/GJ

② 燃料の安定調達（量・持続可能性（合法性））

- FIT 制度では、バイオマス燃料の安定的な調達が見込まれることが認定基準となっており、新規燃料を FIT 制度の対象として認める場合には、認定時に燃料の安定調達（量・持続可能性（合法性））について確認を行う必要がある。業界団体から要望のあった新規燃料については、以下の確認を行うことを前提とする必要がある。

1) 量的な安定供給

- 量的な安定調達について、一般木材等区分及びバイオマス液体燃料区分では、FIT 認定量の急増を踏まえ、国内商社等との安定調達契約書等だけでなく、現地燃料調達者等との安定調達契約書等を確認することとしている。
- 新規燃料についても、個別の安定調達契約書等により、燃料を量的に安定調達する見込みを確認できると考えられることから、新規燃料を FIT 制度の対象として認める場合、既存燃料と同様、認定時に現地燃料調達者等との安定調達契約書等を確認することとした。

2) 持続可能性（合法性）

- 現在の FIT 制度では、燃料として一般木材及びパーム油を用いるものについては、国内燃料は森林法等に基づいて持続可能性の確認を行い、輸入燃料は第三者認証により持続可能性を確認している。他方、PKS 及びパームトランクを用いるものについては、現時点では持続可能性の確認を行うことが難しく、確認を行っていない。
- 新規燃料については、欧州での取扱いも参考に、参考 63 のとおり、主産物（当該燃料より付加価値の高い製品が産出されないもの）とそれ以外の副産物に分類することとした。（なお、主産物か副産物か明確でないものは主産物とみなして取り扱うこととした。）その上で、
 - 主産物は一般木材及びパーム油と同様に持続可能性の確認を行うこととし、
 - 副産物は PKS 及びパームトランクと同様に取り扱うこととし、さらに、現時点では持続可能性の確認を行っていない PKS 及びパームトランクを含めて、今後は、副産物も既認定案件も含めて持続可能性の確認を行うこととした。

- また、持続可能性の確認方法については、総合資源エネルギー調査会の下に検討の場を設けて、①主産物については、個々の燃料ごとに RSP0 と同等の持続可能性をどのように確認するか、②副産物については、現時点では持続可能性の確認を行っていない PKS 及びパームトランクを含めて、持続可能性をどのように確認するか、といった点に関して、食料との競合の観点も含めて、専門的・技術的に検討することとした（詳細は 59 ページ以降を参照。）。

【参考 63】主産物と副産物の分類

	一般木材等バイオマス 【24円/入札制】	バイオマス液体燃料 【入札制】	未利用材 【40円/32円】	建設資材 廃棄物 【13円】	一般廃棄物 その他バイオ 【17円】	メタン発酵 ガス発電 【39円】
主産物	一般木材 ネピアグラス ソルガム ジャトロファ種子	パーム油 キャノーラ油 ヒマワリ油 大豆油 PAO 落花生油	未利用材	—	—	—
副産物	PKS EFB ココナッツ殻 くるみ殻 ビスタチオ・ アーモンド殻	パーム トランク ひまわり種殻 ヘンコワン 種子	—	—	—	—
廃棄物	—	—	—	建設資材 廃棄物	下水汚泥 一般廃棄物 家畜糞尿	下水汚泥 (ガス化) 食品残さ (ガス化) 家畜糞尿 (ガス化)

 : RSP0などで持続可能性確認
 : 今後持続可能性の確認方法を検討

③ まとめ

- 以上の点を踏まえ、新規燃料については、
 - 現時点では持続可能性を確認していない副産物も含めて、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、
 - さらに、持続可能性に関する専門的・技術的な検討の結果、コスト（燃料費等）が現時点の水準から大きく変化する可能性も考えられることから、こうした検討の結果を踏まえ、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（※）こととした。

（※）事業計画策定ガイドラインにおいて、調達期間（20 年間）終了後

も、バイオマス燃料を安定的に調達することでバイオマス発電事業を継続するように努めることが求められていることを踏まえれば、調達期間中のみならず、調達期間終了後にわたって、燃料の安定調達が可能なコスト水準となり得る燃料かどうか、持続可能性に関する検討の結果を踏まえて確認する必要がある。

④ 主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電の考え方

- 新規燃料を主産物と副産物に分類して検討する中で、バイオマス発電の種類として、主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電が考えられることが明らかとなった。
- メタン発酵バイオガス発電区分（調達価格：39円/kWh）については、廃棄物（下水汚泥、食品残さ、家畜糞尿等）を原料とすることを想定して調達価格等の設定を行っており、主産物や副産物をメタン発酵によりガス化させたものを燃料として発電を行うことは、調達価格等の設定時に想定していない。
- こうした類型については、直接燃焼が可能な原料をガス化することで社会的なトータルコストが増加し、その増加分を高い調達価格で買い取るにより国民負担が増大することや、主産物や副産物を原料とする場合、廃棄物と異なる燃料費を要することから、FIT制度からの自立化がより難しいことを踏まえて、具体的な事業計画に基づく詳細なコストデータが得られるまでの当面の間、FIT制度の新規認定を行わないこととした。

(3) 持続可能性基準

① RSP0 以外の持続可能性基準

- FIT制度では燃料の安定調達を確保するため、国内燃料は森林法等に基づいて持続可能性の確認を行い、輸入燃料は第三者認証により持続可能性を確認している。特に、バイオマス液体燃料については、RSP0などの第三者認証によって持続可能性の確認を行うこととし、より実効的な確認を行うため、認証燃料が非認証燃料と完全に分離されたかたちで輸送等されたことを証明するサプライチェーン認証まで求めている。
- RSP0 以外の持続可能性基準について、RSP0 と同等であると決定するためには、事業計画策定ガイドラインで掲げているとおり、(i) 環境・社会への影響や労働の評価が含まれる、(ii) 非認証油と混合すること

なく分別管理されているといった観点が満たされているか確認を行っていく必要がある。

- こうした中で、今年度の本委員会での業界団体ヒアリングにおいて多くの種類の新規燃料が要望されていることから、パーム油限定の基準ではなく、多様な燃料に対応することができる様々な基準の検討が必要となっており、さらに専門的・技術的な議論が求められる状況となっている。また、RSPO 以外の持続可能性基準については、

- それぞれの基準が持続可能性の確認に十分かといった点に関する評価が有識者の中でも分かれている
- 同一の評価項目であっても、それぞれの基準で詳細な評価方法が異なる
- 一部の基準は制度設計を進めている途上にあり、現段階ではその基準の評価が難しい

といった点にも留意する必要がある。

- このため、今年度の委員会では、有識者ヒアリングの結果を踏まえて、参考 64 の表のとおり、基準に少なくとも含まれなければならない評価項目等をさらに具体化した上で、食料との競合の観点を含めて、詳細の検討は総合資源エネルギー調査会の下に検討の場を設けて専門的・技術的に行うこととし、この場において、副産物に関する持続可能性の確認方法の検討を行うとともに、パーム油以外も含めた主産物に対する個別の持続可能性基準が RSPO と同等と認められるか決定することとした。

【参考 64】 持続可能性基準に少なくとも含まなければならない評価基準等

持続可能性基準に少なくとも含まれなければならない評価項目等		
(1) 環境・社会への影響や労働の評価が含まれる	◆環境について次の評価項目が含まれる ・環境影響評価の実施が規定されている ・泥炭地等の脆弱な土地の転換を禁止している ・森林等を含む保全価値の高い土地の転換を禁止している	(2) 非認証油と混合することなく分別管理されている
	◆社会について次の評価項目が含まれる ・土地の利用に関して権利等を有している	
	◆労働について次の評価項目が含まれること ・児童労働及び強制労働の排除が規定されている ・業務上の健康安全確保の実施が担保されている ・労働者の団結権及び団体交渉権の確保が規定されている	
		◆アイデンティティ・プリザーブド (IP) 又はセグレーション (SG) 相当の運用によって、非認証油と混合することなく分別管理されることが確認できている

② 持続可能性に係る確認の更なる経過措置

- バイオマス液体燃料についての第三者認証による持続可能性の確認は、既認定案件については、施行日（2018 年 4 月 1 日）より 1 年間に限り、経過措置として RSPO などの第三者認証の取得が猶予されている。こうした中で、本委員会での業界団体ヒアリングで、業界団体からは、既認

定案件は経過措置満了期限（2019年3月末）までにRSP0などの第三者認証を取得することが難しく、ISPOやMSP0がRSP0と同等のものとして取引可能となるまでの間は猶予期間を設けるよう要望がなされた。

- 昨年度の本委員会でも議論したとおり、FIT認定量が急増している中で、認定基準として求められている燃料の安定調達を確保するためには持続可能性の確認が重要であることを踏まえると、更なる経過措置を設けることについては極めて慎重に考える必要がある。
- 他方で、本委員会での業界団体ヒアリングを踏まえると、長期の燃料調達契約が締結されている中で、燃料調達先を切り替える場合には多額の違約金が発生し得ることや、現行の契約先にRSP0などの認証の取得を迫ることが契約上困難であるといった懸念もある。
- こうした懸念も踏まえ、事業者の予見可能性に配慮し、以下のとおり更なる経過措置を設定することとした（参考65）。
 - 2018年12月19日時点で運転開始済のものについては、昨年度の本委員会の意見を取りまとめた日（2018年2月7日）までに発電設備の発注及びバイオマス燃料に関する現地燃料調達者等との安定調達契約書等の締結をいずれも済ませている案件に更に限定した上で、持続可能性の確保に関する事業者の自主的取組（※）を前提に、2021年3月末までの経過措置（RSP0などの持続可能性基準の取得の猶予）を認める《経過措置1》。
 - （※）取組の内容及び燃料調達元の農園の情報を自社のホームページ等で情報開示すること。
 - 2018年12月19日時点で運転開始前のものについては、運転開始しない案件に更に限定した上で、持続可能性の確保に関する事業者の自主的取組（※）を前提に、2021年3月末までの経過措置（RSP0などの持続可能性基準の取得の猶予）を認める《経過措置2》。
 - （※）取組の内容及び燃料調達元としようとする農園の情報を自社のホームページ等で情報開示すること。

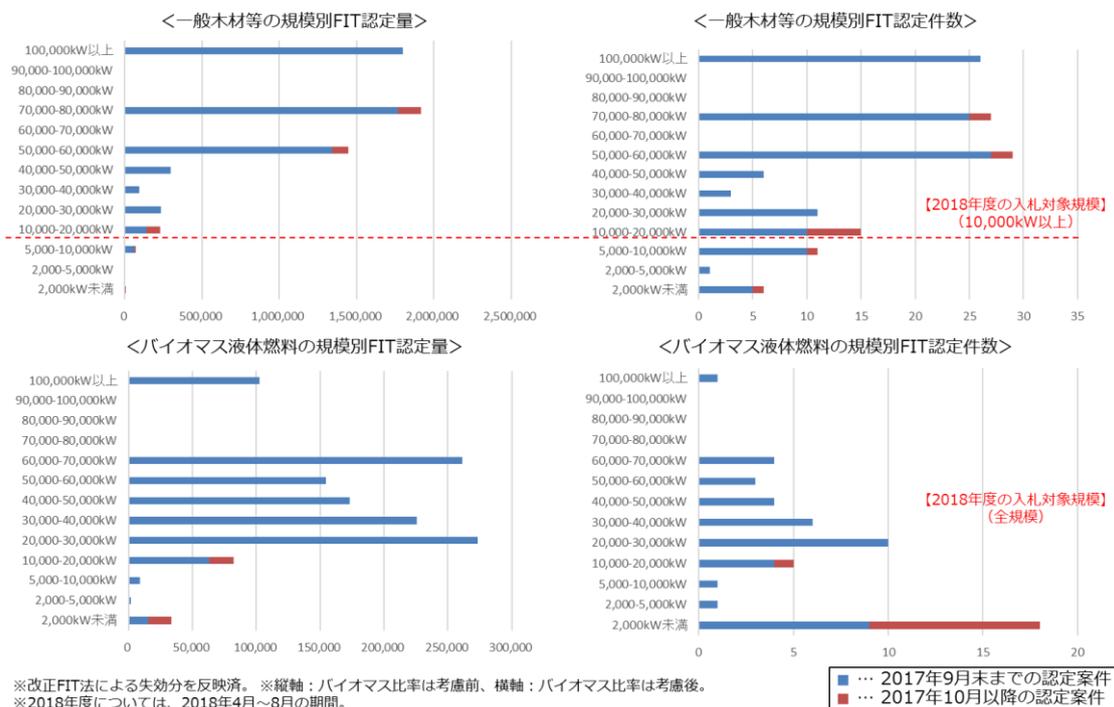
【参考 65】 持続可能性に係る確認の経過措置

		運転開始時期	
		～2018.12.19	2018.12.20～
新規認定時期	～2018.3.31	<p>《経過措置 1》</p> <p>2021.4.1より持続可能性を事後的に確認</p> <p>◆条件（以下を全て満たすこと）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・2018.2.7までに発電設備の発注 ・2018.2.7までに燃料安定調達契約書等の締結 ・事業者の自主的取組（情報開示を含む） <p>※条件を満たさない場合、2019.4.1より事後的に確認</p>	<p>《経過措置 2》</p> <p>2021.4.1より持続可能性を事後的に確認</p> <p>◆条件</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運転開始しないこと ・事業者の自主的取組（情報開示を含む） <p>※条件を満たさない場合、2019.4.1より事後的に確認</p>
	2018.4.1～	<p>2018.4.1より持続可能性を新規認定時に確認（経過措置はなし）</p> <p>【昨年度の委員会決定したとおり】</p>	

(4) 入札対象範囲

- 2018 年度の入札対象範囲については、昨年度の本委員会において、FIT 認定量及び導入量を踏まえた競争環境の成立状況に基づき、
 - 一般木材等については、①5,000kW 以上で十分な FIT 認定量及び認定件数を有し、②20,000kW 以上で発電効率が高くコスト低減のポテンシャルが大きい中で、エネルギー基本計画においても地域分散型エネルギーとなりうる小規模案件への配慮が掲げられていることを踏まえ、10,000kW 以上を入札対象範囲とし、
 - バイオマス液体燃料については、FIT 認定量については 50,000kW 程度の案件が多く存在するものの、2,000kW 未満の比較的な小規模な案件でも十分な FIT 認定件数が存在することから、全規模を入札対象範囲とした。
- 2017 年 10 月以降の FIT 認定量及び認定件数を分析すると、一般木材等とバイオマス液体燃料のいずれについても、その傾向に大きな変化はないこと（参考 66）から、2019 年度についても引き続き、
 - 一般木材等については 10,000kW 以上
 - バイオマス液体燃料については全規模とすることとした。

【参考 66】 一般木材等・バイオマス液体燃料の規模別 FIT 認定量・導入量



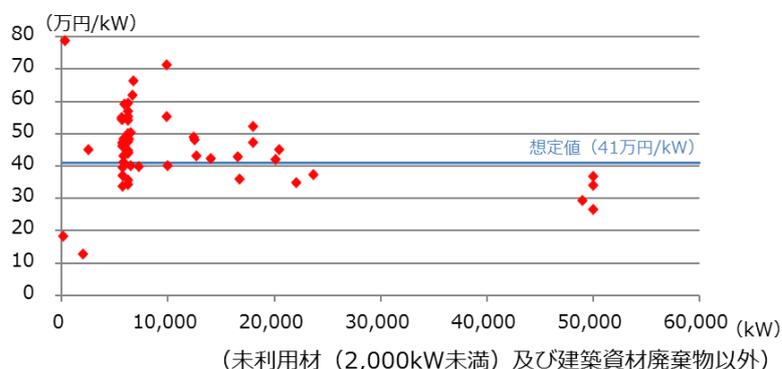
(5) 木質等バイオマス発電

- 木質等バイオマス発電（未利用材、一般木材等、建設資材廃棄物の各区分をまとめた総称）では、各区分で資本費・運転維持費について共通の想定値を置いている箇所がある。そこで、共通の想定値を置いている区分は一体としてコストデータの検証を行い、ここでは、入札対象範囲外の一般木材等の2019年度の想定値及び未利用材・建設資材廃棄物の2021年度の想定値を検討することとした。なお、ここでは、調達価格等の設定時の想定を踏まえ、バイオマス専焼案件を抽出して分析している。

① 資本費

- 資本費の定期報告データ（未利用材（2,000kW未満）及び建築資材廃棄物以外）は54件。平均値は45.4万円/kW、中央値は45.0万円/kWとなり、想定値（41万円/kW）とほぼ同水準となる（参考67）。

【参考 67】 木質等バイオマス発電の資本費



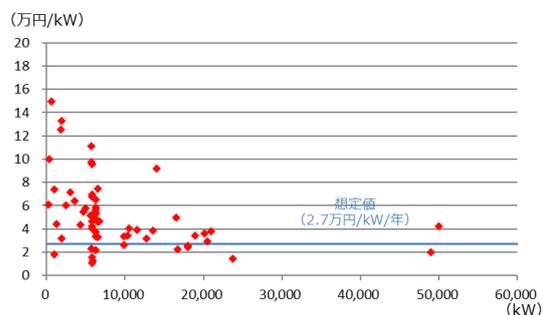
- 未利用材 (2,000kW 未満) の資本費の定期報告データは 19 件。平均値は 140.9 万円/kW、中央値は 126.8 万円/kW となり、想定値 (62 万円/kW) を上回る。また、建築資材廃棄物の資本費の定期報告データは 5 件。平均値は 70.0 万円/kW、中央値は 50.9 万円/kW となり、想定値 (35 万円/kW) を上回る。これらの区分については、コストデータが少なく、今後コスト動向を注視していく必要がある。
- 以上を踏まえ、入札対象範囲外の一般木材等の 2019 年度の想定値及び未利用材・建設資材廃棄物の 2021 年度の想定値は据え置くこととした。
(※) なお、バイオマス液体燃料の資本費の定期報告データは 4 件。平均値は 14.7 万円/kW、中央値は 12.5 万円/kW であった。

② 運転維持費

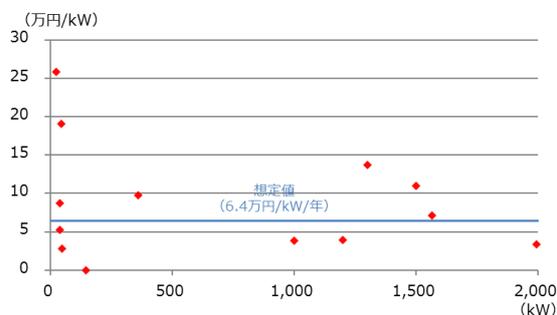
- 運転維持費の定期報告データ (未利用材 (2,000kW 未満) 以外) は 61 件。平均値 5.1 万円/kW/年、中央値 4.4 万円/kW/年となり、想定値 (2.7 万円/kW/年) を上回るが、分散が大きい。コストデータの分散が大きいことから、現行の想定値の範囲で効率的な地点・案件を推進しながら導入を進めていくという観点に留意しつつ、今後のコスト動向を注視する必要がある。
- 未利用材 (2,000kW 未満) の運転維持費の定期報告データは 13 件。平均値 8.8 万円/kW/年、中央値 7.1 万円/kW/年となり、想定値 (6.4 万円/kW/年) を上回るが、コストデータが少なく、今後のデータの注視が必要である。(参考 68)

【参考 68】木質等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））＞



- 以上を踏まえ、入札対象範囲外の一般木材等の 2019 年度の想定値及び未利用材・建設資材廃棄物の 2021 年度の想定値は据え置くこととした。

(※) なお、バイオマス液体燃料の運転維持費の定期報告データは 3 件。平均値は 1.1 万円/kW/年、中央値は 1.1 万円/kW/年であった。

③ 燃料費

- 未利用材（2,000kW 未満）の燃料費の定期報告データは 15 件。平均値は 860 円/GJ となり、想定値（900 円/GJ）をやや下回るが、コストデータが少なく、今後のデータの注視が必要である。
- 未利用材（2,000kW 以上）の燃料費の定期報告データは 72 件。平均値は 1,085 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定期報告データは 111 件。平均値は 723 円/GJ となり、想定値（750 円/GJ）と概ね同水準である。
- 建設資材廃棄物の燃料費の定期報告データは 44 件。平均値は 321 円/GJ となり、想定値（200 円/GJ）をやや上回る。（参考 69）

【参考 69】木質等バイオマス発電の燃料費

		実績値（熱量ベース）		想定値（熱量ベース）
未利用木材	2,000kW未満	860円/GJ（15件）		900円/GJ
	2,000kW以上	1,085円/GJ（72件）		1,200円/GJ
一般木材等	ペレット	723円/GJ（111件）	1,249円/GJ（5件）	750円/GJ
	チップ		675円/GJ（63件）	
	PKS		866円/GJ（27件）	
建設資材廃棄物		321円/GJ（44件）		200円/GJ

(注) 燃料費が逆有償の案件（0円/GJ未満）は、分析の対象から除外した。

- 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、一般木材等の認定量の急増がバイオマス発電全体の燃料市場に与える影響を注視する必要があるため、入札対象範囲外の一般木材等の2019年度の想定値及び未利用材・建設資材廃棄物の2021年度の想定値は据え置くこととした。

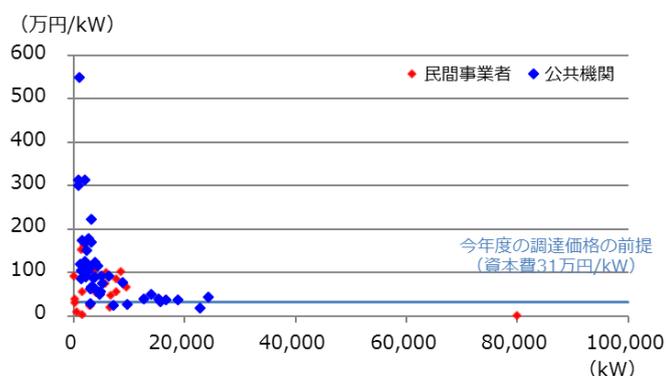
(※) なお、バイオマス液体燃料の燃料費の定期報告データは3件。平均値は2,270円/GJ、中央値は2,255円/GJであった。

(6) 一般廃棄物その他バイオマス発電

① 資本費

- 資本費の定期報告データは69件。平均値は96.5万円/kW、中央値84.9万円/kWとなり、想定値(31万円/kW)を上回る(参考70)。
- 現在の想定値は、制度開始当初の本委員会での事業者団体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、6,000kW以上の設備(20件)に限定すると、平均値は48.1万円/kW、中央値は41.3万円/kWとなり、想定値に近い水準となる。

【参考70】一般廃棄物その他バイオマス発電の資本費

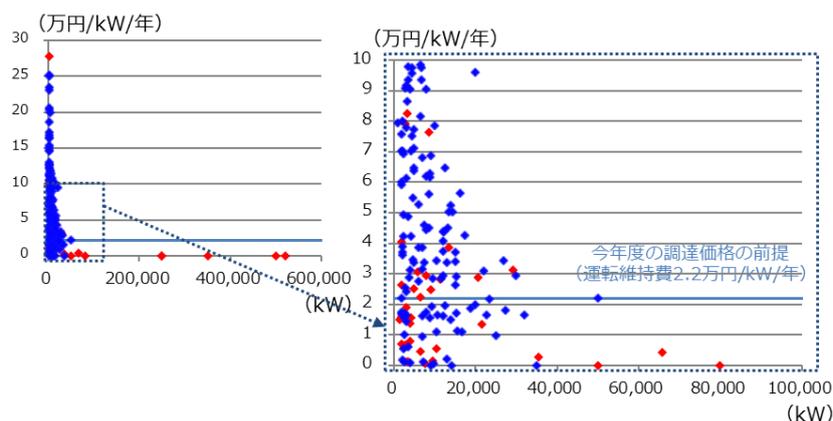


② 運転維持費

- 運転維持費の定期報告データは207件。平均値は6.1万円/kW/年、中央値は3.9万円/kW/年となり、想定値(2.2万円/kW/年)を上回る(参考71)。

- 現在の想定値は、制度開始当初の本委員会での事業者団体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、6,000kW以上の設備(97件)に限定すると、平均値は3.3万円/kW/年、中央値は2.8万円/kW/年となり、想定値に近い水準となる。

【参考 71】 一般廃棄物その他バイオマス発電の運転維持費



③ まとめ

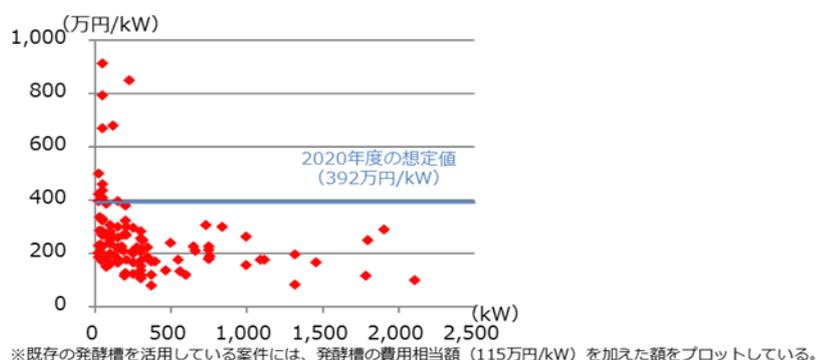
- 資本費、運転維持費のいずれについても、案件の分散が非常に大きいため、現行の想定値の範囲で効率的な地点・案件を推進しながら導入を進めていくという観点から、2021年度は想定値を据え置くこととした。

(7) メタン発酵バイオガス発電

① 資本費

- 資本費の定期報告データは119件。平均値は200.9万円/kW、中央値は161.9万円/kWであった。このうち50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(115万円/kW相当)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115万円/kWを付加した場合の実質的な資本費は、平均値は249.0万円/kW、中央値は216.4万円/kWとなるが、想定値(392万円/kW)を下回った(参考72)。
- 現在の想定値は、制度開始当初の本委員会での事業者団体ヒアリングに基づき小規模な設備(50kW程度)を想定しているため、50kW未満の設備(15件)に限定すると、実質的な資本費の平均値は381.3万円/kW、中央値は287.1万円/kWとなり、平均値は想定値に近い水準となる。

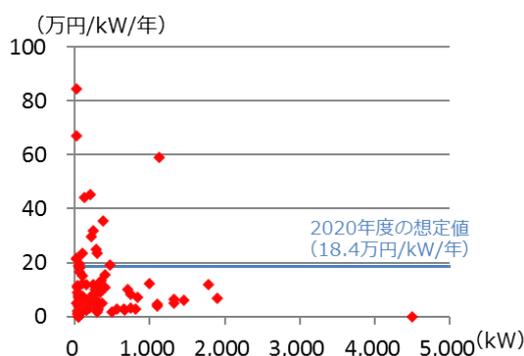
【参考 72】メタン発酵ガス発電の資本費



② 運転維持費

- 運転維持費の定期報告データは 103 件。平均値は 10.7 万円/kW/年、中央値は 6.1 万円/kW/年となり、想定値 (18.4 万円/kW/年) を下回った (参考 73)。
- 現在の想定値は、制度開始当初の本委員会での事業者団体ヒアリングに基づき小規模な設備 (50kW 程度) を想定しているため、50kW 未満の設備 (14 件) に限定すると、運転維持費の平均値は 18.8 万円/kW/年、中央値は 11.0 万円/kW/年となり、平均値は想定値に近い水準となる。

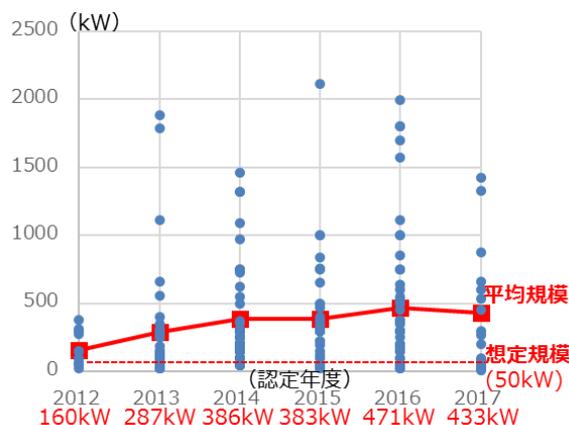
【参考 73】メタン発酵ガス発電の運転維持費



③ まとめ

- 資本費、運転維持費のいずれについても、50kW 未満の設備に限定すると平均値は想定値に近い水準となっているが、認定年度が直近となつて設備は大規模化する傾向にあり、例えば 2017 年度認定案件では、平均規模は 433kW であった (参考 74)。したがって、調達価格等の算定に当たって想定すべき規模について、今後導入される設備の規模を見極めつつ、中長期的に検討していく必要がある。

【参考 74】メタン発酵バイオガス発電の認定年度別の規模



- また、委員からの指摘を踏まえ、今年度は原料種別の資本費について分析を行った結果、家畜糞尿を原料とするものは資本費が高く、下水汚泥及び食品残さを原料とするものは資本費が低い傾向が確認された。これは、原料種によって発酵槽を新設する案件の比率に差があり、家畜糞尿を原料とする案件では大半が発酵槽を新設する案件であったのに対し、下水汚泥及び食品残さを原料とする案件では大半が既設の発酵槽を活用する案件であったことが主な理由だった。
- この結果を踏まえ、原料種を問わず、①発酵槽を新設する案件、②既存の発酵槽を活用する案件の資本費をそれぞれ分析すると、①発酵槽を新設する案件（69 件）の平均値は 262.8 万円/kW、②既存の発酵槽を活用する案件（50 件）の平均値は 115.4 万円/kW となり、資本費に差異が見られた（参考 75）。

【参考 75】原料種別のコスト分析・発酵槽新設の有無による資本費の差異

＜原料種別のコスト分析＞				＜発酵槽を新設する案件／既存の発酵槽を活用する案件の資本費＞	
	家畜糞尿	下水汚泥	食品残さ	資本費	
資本費(万円/kW)	211.4	107.4	131.2	①発酵槽を新設する案件	262.8万円/kW
実質的な資本費(注) (万円/kW)	223.1	222.5	204.6	②既存の発酵槽を活用する案件	115.4万円/kW
運転維持費(万円/kW/年)	8.7	7.8	11.9		
発酵槽を 新設した案件	26件 /29件	0件 /23件	6件 /17件		

(※) それぞれの原料種別を単独で原料としている案件のみを分析の対象とし、原料混合案件は分析対象から除外。
 (注) 既存の発酵槽を活用している案件には、発酵槽の費用（115万円/kW）を加えている。

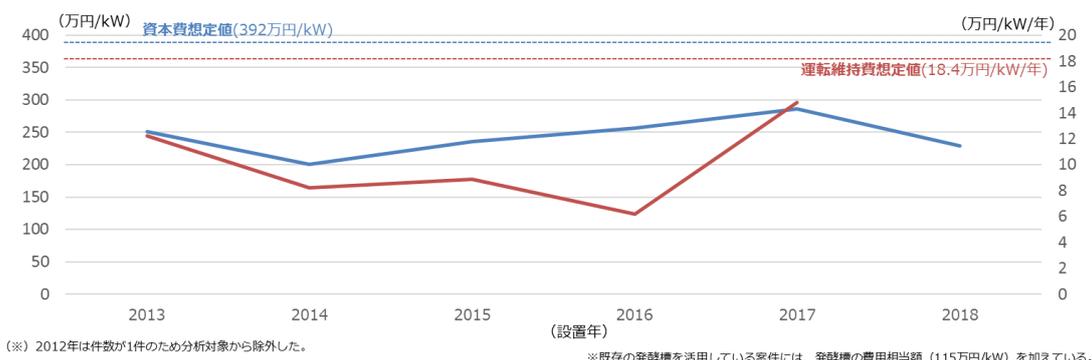
- 以上のデータを踏まえれば、新しく既設発酵槽活用型の区分を設定するという考え方もある。他方で、
 - 昨年度までの委員会では、今後の地域的拡大により費用が増加する

可能性もあることから想定値を据え置いてきている中で、設置年別の資本費及び運転維持費を分析したところ、①資本費については、2018年設置案件ではこれまで続いてきた増加傾向が見られず、②運転維持費については、2017年度設置案件で急増していることが分かった（参考76）が、この直近の傾向が一時的なものであるかは現時点では分からないこと

- 本委員会での業界団体ヒアリングを踏まえると、現在の IRR の想定値（1%）は資金調達コスト等を踏まえた実態よりも低く、想定値よりも低い資本費及び運転維持費で導入することにより資金調達コスト等の不足分を補っているケースもあると考えられること

に留意すると、引き続きコストデータを注視していく必要があるため、資本費及び運転維持費について、2021年度は想定値を据え置くこととした。

【参考76】メタン発酵バイオガス発電の設置年別の資本費・運転維持費



(8) 石炭混焼案件の取扱い

- 石炭混焼案件については、これまで資本費及び運転維持費等のコストデータの収集が十分に進んでおらず、そのコストの検証を行うことが難しい状況にあった。しかしながら、直近で RPS 制度からの移行認定が相次いだため、FIT 法に基づく報告徴収を行うことにより、一定数のデータ収集が可能な状況になりつつある。
- こうした中で、電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会から本委員会に対して、今後本委員会において FIT 制度の下での石炭混焼の取扱いについて具体的な検討がなされる場合には、容量市場との併用の可能性も含めた検討を早期に行うよう要請がなされている。
- 石炭混焼案件については、バイオマス専焼案件とコスト構造が異なる可

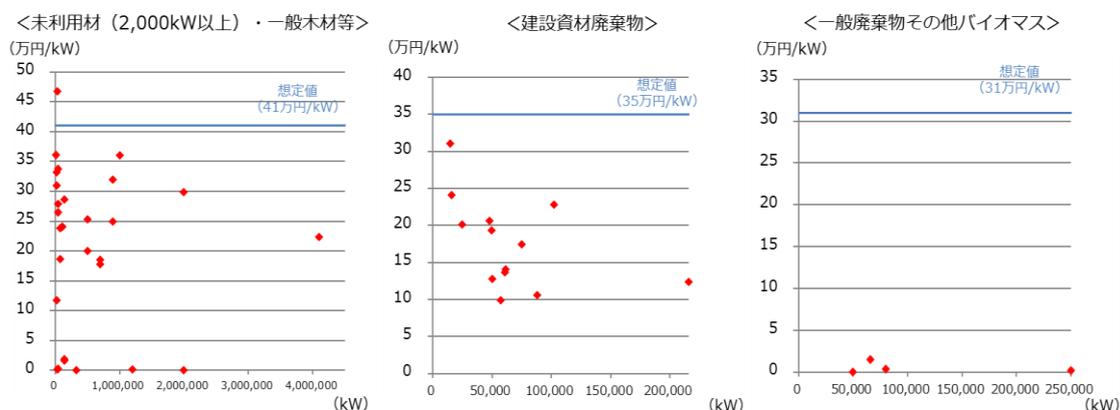
能性があるため、こうした要請も契機とし、事業者にコストデータの提出を求めることによって追加的なデータ収集を行い、その FIT 制度上の取扱いを議論する必要があるとの指摘が本委員会の委員からもあった。

- このため、今年度の委員会では、FIT 認定時に少しでも石炭を混焼する事業計画を提出している全事業者（54 件、バイオマス比率考慮前出力：1 万～410 万 kW）に対して FIT 法に基づく報告徴収を行って得られたコストデータを検証し、石炭混焼案件の取扱いを検討した。

① 資本費

- 未利用材（2,000kW 未満）については、今回の報告徴収で得られた石炭混焼データはなかった。
- 未利用材（2,000kW 以上）・一般木材等については、現在の想定値は 41 万円/kW であるが、今回の報告徴収で得られた石炭混焼案件のデータ（29 件）のうち、5 万円/kW 未満の異常値を除いたもの（22 件）の平均値は 27.0 万円/kW となり、想定値を大きく下回った。
- 建設資材廃棄物については、現在の想定値は 35 万円/kW であるが、今回の報告徴収で得られた石炭混焼案件のデータ（13 件）の平均値は 17.6 万円/kW となり、想定値を大きく下回った。
- 一般廃棄物その他バイオマスについては、現在の想定値は 31 万円/kW であるが、今回の報告徴収で得られた石炭混焼案件のデータ（4 件）の平均値は 0.5 万円/kW となり、想定値を大きく下回った。（参考 77）

【参考 77】石炭混焼案件に対する報告徴収結果（資本費）



② 運転維持費

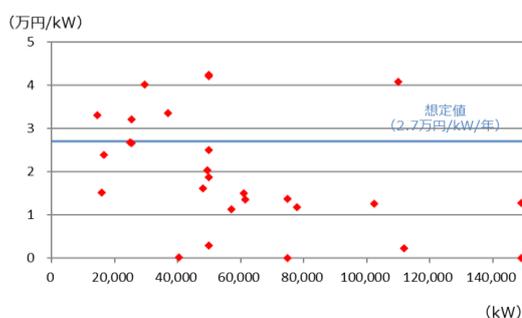
- 未利用材（2,000kW 未満）については、今回の報告徴収で得られた石炭

混焼データはなかった。

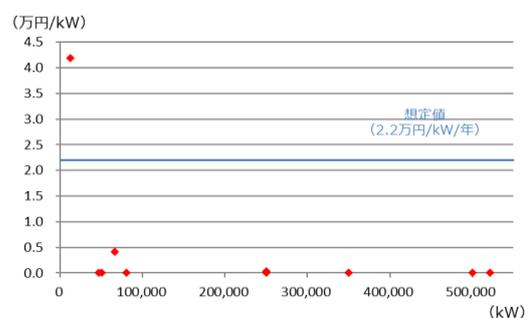
- 未利用材（2,000kW以上）・一般木材等・建設資材廃棄物については、現在の想定値は2.7万円/kW/年であるが、今回の報告徴収で得られた石炭混焼案件のデータ（40件）の平均値は1.6万円/kW/年となり、想定値を大きく下回った。
- 一般廃棄物その他バイオマスについては、現在の想定値は2.2万円/kW/年であるが、今回の報告徴収で得られた石炭混焼案件のデータ（10件）の平均値は0.5万円/kW/年となり、想定値を大きく下回った。（参考78）

【参考78】石炭混焼案件に対する報告徴収結果（運転維持費）

<未利用材（2,000kW以上）・一般木材等・建設資材廃棄物>



<一般廃棄物その他バイオマス>

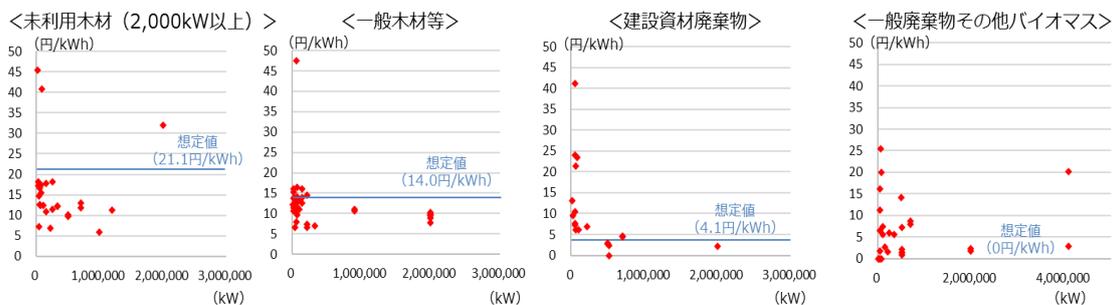


③ 燃料費

- これまでバイオマス発電の燃料費については、投入燃料の熱量当たりの燃料費を分析してきた。他方で、石炭混焼案件は規模が大きく、大規模化による発電効率の上昇が見込まれる中で発電効率を適切に評価するためには、投入燃料の熱量当たりの燃料費ではなく、売電電力量当たりの燃料費を分析することが必要となる。このため、今回の報告徴収の結果については、売電電力量当たりの燃料費を算出することとした。また、想定値が0円/kWhの「一般廃棄物その他バイオマス」以外の区分については、燃料費が各区分の調達価格より高いデータは異常値として排除した。
- 未利用材（2,000kW未満）については、今回の報告徴収で得られた石炭混焼データはなかった。
- 未利用材（2,000kW以上）については、現在の想定値は21.1円/kWhであるが、今回の報告徴収で得られた石炭混焼案件のデータ（24件）の平均値は13.7円/kWhとなり、想定値を下回った。

- 一般木材等については、現在の想定値は 14.0 円/kWh（2017 年度の 20,000kW 以上の想定値は 11.4 円/kWh）であるが、今回の報告徴収で得られた石炭混焼案件のデータ（36 件）の平均値は 11.5 円/kWh となり、想定値と概ね同水準であった。
- 建設資材廃棄物については、現在の想定値は 4.1 円/kWh であるが、今回の報告徴収で得られた石炭混焼案件のデータ（14 件）の平均値は 5.2 円/kWh となり、想定値をやや上回った。
- 一般廃棄物その他バイオマスについては、現在の想定値は 0 円/kWh であるが、今回の報告徴収で得られた石炭混焼案件のデータ（28 件）の平均値は 6.5 円/kWh となり、想定値を上回った。（参考 79）

【参考 79】 石炭混焼案件に対する報告徴収結果（燃料費）



④ まとめ

- 石炭混焼案件（石炭比率が 0 %より大きい案件）については、以下のとおり、取り扱うこととした。

1) 一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物との混焼

- 一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物については、報告徴収で得られた資本費、運転維持費は想定値を大きく下回った。また、報告徴収で得られた燃料費は、一般木材等では想定値と概ね同水準、未利用材では想定値を下回り、建設資材廃棄物では想定値をやや上回った。（参考 80）
- このため、まず、入札対象範囲（10,000kW 以上）の一般木材等について、事業に要する費用が異なる中で適正な競争を促すためには、新しく石炭混焼区分を設定し、バイオマス専焼案件とは別区分で入札を実施することが必要となる。一方で、現在、一般木材等区分の FIT 認定量が急増しており、今後の導入動向を注視すべき状況にあることを踏まえ、新しく石炭混焼区分を設定するのではなく、2019 年度より石炭混焼案件は入札

制度の対象外とすることとした。また、バイオマス部分について従来の調達価格を維持したまま石炭部分について容量市場の適用を受けるのは適切ではないため、2018年度以前に既に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外すこととした。

- さらに、入札対象範囲外（10,000kW未満）の一般木材等・未利用材・建設資材廃棄物について、
- 2019年度より新しく石炭混焼区分を設けるとともに、既認定案件も含め容量市場との併用については、当該新区分の調達価格等を適用することで認めるという考え方もあり得るが、
- 入札対象の一般木材等と同様に考え、2019年度よりFIT制度の新規認定対象とならないことを明確化し、2018年度以前に既に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外すこととした。

【参考 80】石炭混焼案件に対する報告徴収結果（まとめ①）

		資本費	運転維持費	燃料費
一般木材等【IRR3%】	報告徴収結果	27.0万円/kW	1.6万円/kW/年	11.5円/kWh
	現在の想定値	41.0万円/kW	2.7万円/kW/年	14.0円/kWh
	2017年度の20,000kW以上の想定値	41.0万円/kW	2.7万円/kW/年	11.4円/kWh
未利用材（2,000kW以上）【IRR8%】	報告徴収結果	27.0万円/kW	1.6万円/kW/年	13.7円/kWh
	現在の想定値	41.0万円/kW	2.7万円/kW/年	21.1円/kWh
	報告徴収結果	17.6万円/kW	1.6万円/kW/年	5.2円/kWh
建設資材廃棄物【IRR4%】	現在の想定値	35.0万円/kW	2.7万円/kW/年	4.1円/kWh

2) 一般廃棄物その他バイオマスとの混焼

- 一般廃棄物その他バイオマスについては、区分設定時に石炭混焼案件も想定して調達価格等の算定を行っている。この中で、報告徴収の結果、資本費及び運転維持費は想定値を大きく下回ったが、燃料費は想定値を上回った。実際には想定値よりも安い費用で事業を実施できており、FIT制度から自立して事業を実施すること（FIT制度からの自立化）が可能なコスト水準にあると考えられる。（参考 81）
- このため、この区分で石炭混焼を行うものについては、2021年度よりFIT制度の新規認定対象から除き、2020年度以前に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外すこととした。

【参考 81】石炭混焼案件に対する報告徴収結果（まとめ②）

	資本費	運転維持費	燃料費
一般廃棄物その他バイオマス 【IRR4%】	報告徴収結果 0.5万円/kW	0.5万円/kW/年	6.5円/kWh
	現在の想定値 31.3万円/kW	2.2万円/kW/年	0円/kWh

※一般廃棄物その他バイオマスの資本費については、定期報告の分析と同様、報告のあったデータに発電関連比率を乗じたものである。

(※) 以上の取扱いは、石炭混焼案件（石炭比率が0%より大きい案件）に係るものであり、石炭混焼を行っていない案件の取扱いを決定するものではない。

- なお、1) 2) のいずれについても、既認定案件はこれまで国民負担による導入支援が行われてきたことを踏まえると、今回の取扱いにより、容量市場の適用を選択し FIT 制度の対象外となる発電事業であっても、今後も継続してバイオマス燃料を用いた発電事業が行われることが当然に期待される。また、電力の低炭素化に向けた取組（例：エネルギー供給構造高度化法に基づく措置、電力業界の自主的取組等）を FIT 制度外で進めることにより、バイオマス燃料を用いた発電事業の継続が促される仕組みを作っていくことも重要である。

IV. 調達価格及び調達期間に関する結論

以上を踏まえ、平成 31 年度以降の調達価格及び調達期間に関する調達価格等算定委員会の意見を、別添のとおり取りまとめた。

V. 入札制度

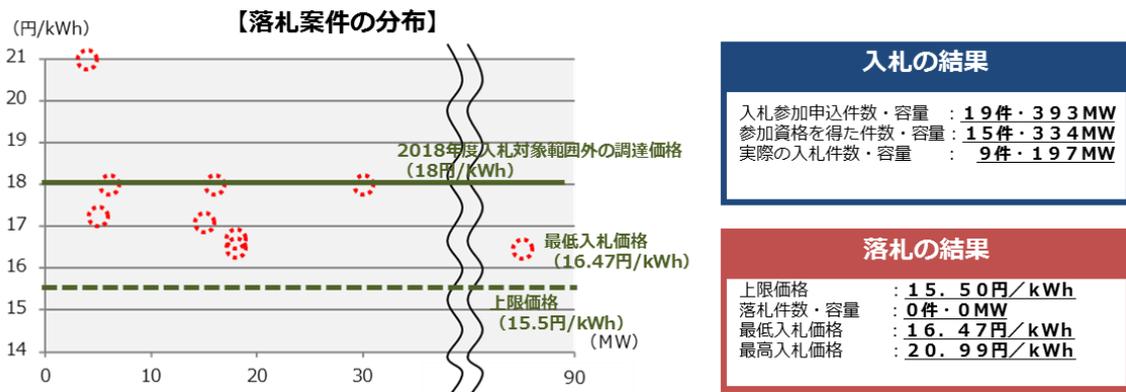
1. 入札全体（太陽光発電・バイオマス発電）に共通の事項

(1) 2018 年度の入札結果

① 太陽光第 2 回及び太陽光第 3 回（再掲）

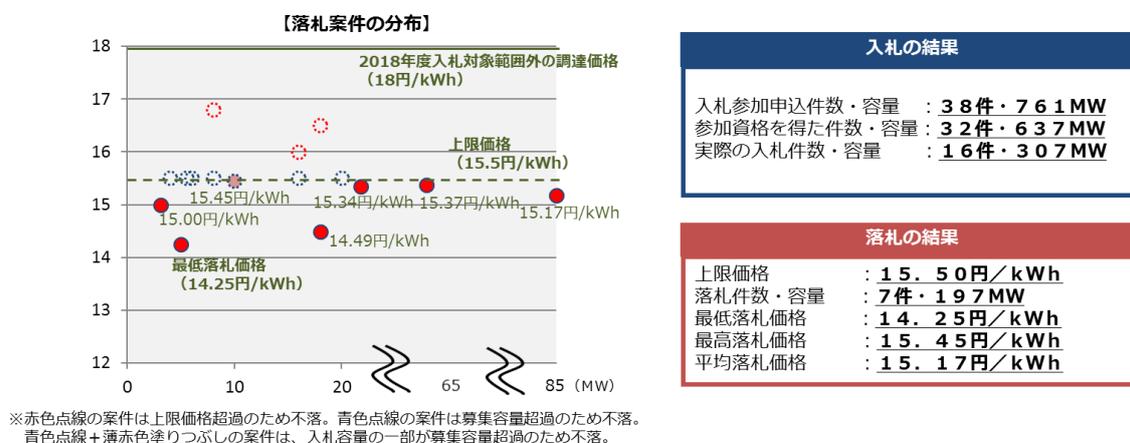
- 2018 年度上期には、第 2 回の入札（募集容量：250MW）を上限価格非公表として実施した。19 件・393MW が参加を申し込み、15 件・334MW が入札参加資格を得たが、実際の入札件数は 9 件・197MW であった。2018 年度の入札対象範囲外の調達価格（18 円/kWh）より低い価格での入札があった（最低入札価格：16.47 円/kWh）ものの、全ての事業が上限価格（15.50 円/kWh）を上回ったため、落札者はいなかった。第 1 回の入札に引き続き、2 回連続で実際の入札容量が募集容量を下回る結果となった。（参考 82）

【参考 82】太陽光第 2 回の入札結果



- 2018 年度下期には、第 3 回の入札（募集容量：197MW）を上限価格非公表として実施した。38 件・761MW が参加を申し込み、32 件・637MW が入札参加資格を得て、実際の入札件数は 16 件・307MW であった。16 件のうち 13 件が上限価格（15.50 円/kWh）以下で入札を行い、このうち低い価格で入札したものから順に募集容量（197MW）に達するまでの 7 件が落札した。最高落札価格は 15.45 円/kWh となり、上限価格と同じ価格で入札した事業者は落札できなかった。最低落札価格 14.25 円/kWh・加重平均落札価格 15.17 円/kWh となりコスト低減効果が確認された。（参考 83）

【参考 83】太陽光第 3 回の入札結果



② バイオマス第 1 回

- 10,000kW 以上の一般木材等・全規模のバイオマス液体燃料については、2018 年度より入札制に移行しており、2018 年度下期に第 1 回の入札（募集容量：一般木材等 180MW、バイオマス液体燃料 20MW）を上限価格非公表として実施した。
- 一般木材等については、7 件・264MW が参加を申し込み、4 件・95MW が入札参加資格を得て、実際の入札件数は 1 件・35MW（バイオマス比率考慮後出力）（バイオマス比率考慮前出力：2,000MW）であった。入札価格は 19.60 円/kWh であり、上限価格（20.60 円/kWh）を下回ったため、落札された。
- バイオマス液体燃料については、26 件・169MW が参加を申し込み、5 件・11MW が入札参加資格を得て、実際の入札件数は 1 件・2 MW（バイオマス専焼）であった。入札価格は 23.90 円/kWh であり、上限価格（20.60 円/kWh）を上回ったため、落札できなかった。（参考 84）

【参考 84】 バイオマス第 1 回の入札結果

<一般木材等バイオマス発電 (10,000kW以上) >

入札の結果	
入札参加申込件数・容量	: 7件・264MW
参加資格を得た件数・容量	: 4件・95MW
実際の入札件数・容量	: 1件・35MW

落札の結果	
上限価格	: 20.60円/kWh
落札件数・容量	: 1件・35MW
落札価格	: 19.60円/kWh

<バイオマス液体燃料 (全規模) >

入札の結果	
入札参加申込件数・容量	: 26件・169MW
参加資格を得た件数・容量	: 5件・11MW
実際の入札件数・容量	: 1件・2MW

落札の結果	
上限価格	: 20.60円/kWh
落札件数・容量	: 0件・0MW
入札価格	: 23.90円/kWh

(2) 2019 年度の実施スケジュール

- 昨年度の委員会では、2018 年度の入札実施スケジュールについて、太陽光は年度の上期と下期にそれぞれ 1 回、バイオマスは年度の下期に 1 回の入札を実施することとし、認定取得期限はいずれの回についても 2019 年 3 月末とした。
- 2019 年度についても、太陽光は年度の上期と下期にそれぞれ 1 回（第 4 回・第 5 回）、バイオマスは年度の下期に 1 回（第 2 回）の入札を実施し、認定取得期限は 2020 年 3 月末とすることとし、詳細は参考 85 のとおりとした。

(※) ただし、太陽光については、極めて例外的な場合ではあるが、入札対象範囲の拡大により、〆切の期日までに入札参加資格の審査が終わらない事態が生じるおそれがある。こうした事態が生じた場合には、第 4 回と第 5 回の入札を合わせて 2019 年度で 1 回の入札とすること（募集容量は第 4 回と第 5 回の合計とすることが想定される）があり得るとした。その上で、事業者の予見可能性を確保し入札参加者を増やす観点から、本措置は極めて例外的なものとして位置付けるとともに、本措置を講じようとする場合には、本措置を講じることの妥当性や募集容量等について、事前に本委員会での検討を行うことを求める。

【参考 85】2019 年度の入札実施スケジュール

	2019年度		
	太陽光第4回	太陽光第5回	バイオマス第2回
4月		入札説明会	
5月	事業計画受付〆切 (5/31)		
6月			
7月	事業計画審査〆切 (7/26)		事業計画受付〆切 (7/12)
8月	入札募集開始 (8/9) 入札募集〆切 (8/23)		
9月	入札結果公表 (9/3)	事業計画受付〆切 (9/9)	
10月			
11月			事業計画審査〆切 (11/8) 入札募集開始 (11/21)
12月			入札募集〆切 (12/6) 入札結果公表 (12/17)
2020年1月	調達価格等算定委員会 太陽光第4・5回及びバイオマス第2回を検証・見直し		
2020年2月			
2020年3月	落札案件の認定補正期限 (3/2) 認定取得期限 (3/31)		

(3) 地域公共案件の取扱い

- 第5次エネルギー基本計画において、太陽光発電を含めたエネルギーシステムの分散化はエネルギー供給構造の効率化や非常時のエネルギーの安定供給確保に資するものであり、地産地消型エネルギーシステムの普及に向けて、「国、自治体が連携し、先例となるべき優れたエネルギーシステムの構築を後押しする」とこととされている。こうした点を踏まえれば、FIT 制度においても地域公共案件に対して一定の配慮を行うことが考えられる。
- その配慮の方法としては、例えば、一定の要件を満たした地域公共案件については、本来入札対象となる規模であっても、特例的に入札対象としないといった方法も考えられる。しかしながら、今後入札対象範囲外についてもより一層効率的な調達価格の設定を行っていく必要があるといった指摘がある中で、入札対象から除外する方法では十分な配慮とされない可能性がある。
- このため、地域公共案件は地方公共団体の出資等により適正な事業実施が担保されているという点に着目し、入札対象となる場合にはその保証金の減免を行うといった配慮の方法が適切と考えられる。

① 地域公共案件の対象

- 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いう趣旨に鑑みると、地域公共案件の対象については、(i) 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、又は (ii) 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とする事とした。

- (ii)については、地方公共団体の関与による適正な事業実施を担保するため、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を前提とすることとした。こうした前提に照らし、まず2019年度の入札では、「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対象とすることとし、その他の対象については、必要に応じて来年度以降の本委員会で議論して決定することとした。

② 保証金減免の対象

- FIT制度の入札に当たっては、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）を求め、落札者の確実な事業実施を担保するため、落札者に対して第2次保証金（5,000円/kW）を求めるところとしている。
- ①の要件を満たす地域公共案件については、地方公共団体の関与により、投機的な入札が行われる可能性が低く、落札後に事業実施に至る蓋然性も高いことから、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た。

(4) 上限価格の取扱い

- 太陽光第1回は上限価格を予め公表して実施し、太陽光第2回・第3回及びバイオマス第1回は上限価格を非公表（結果公表後に事後的に公表）として実施した。
- 本委員会の業界団体ヒアリングにおいては、上限価格を予め公表した場合のメリットとして、(i)事業者が入札に参加しやすくなり、事業者間の競争がより促進される、(ii)上限価格が予め明示されていた方が、事業者としてコスト削減の努力がしやすいといった点が挙げられた。
- 一方、上限価格を予め公表した場合のデメリットとして、入札価格が上限価格に張り付くおそれが挙げられる。上限価格を予め公表して実施した太陽光第1回（上限価格：21円/kWh）では、入札した9件中3件が20円/kWh以上21円/kWh以下で入札を行い、実際に上限価格への張り付きが見られた。また、太陽光第3回では、事後的に公開された第2回の上限価格（15.50円/kWh）に張り付く傾向が見られた。

- こうした中で、応札を行う者が増加すれば、事業者間の競争が促進され、上限価格近傍で入札を行った事業者が落札できる可能性は低くなるため、上限価格を予め公表した場合のデメリットは相対的に小さくなる。
 - 委員からは、入札参加者を増やすことでコスト競争を進めるという観点から、2019年度の入札の上限価格は予め公表した方がよいといった意見もあったが、入札対象範囲が拡大する中で、まずは競争状況を見極める必要があることから、
 - 太陽光第4回・バイオマス第2回は、まずは上限価格を非公表として実施した上で、
 - 太陽光第5回は太陽光第4回の入札結果も踏まえて、応札量が募集容量を十分に上回ると判断できる場合には、上限価格を予め公表して実施することを本委員会において検討することとした。
- (※) 上限価格の具体的な額については、今年度同様、入札募集開始までに決定することとした。

(5) 調達価格の決定方式

- 一昨年度の本委員会では、ドイツの事例を参考としつつ、(i) 応札額をそのまま調達価格として採用する方式 (pay as bid 方式)、(ii) 最も高い額で落札した者の応札額を落札者全員の調達価格として採用する方式 (uniform pricing 方式) のいずれが適切か検討し、価格低減効果の健全化 (※) の観点や、事業者の予見可能性向上の観点から、2017年度及び2018年度は pay as bid 方式を採用したところ。

(※) ドイツでは、調達価格の決定方式として uniform pricing 方式を採用した第2回及び第3回入札において、いずれも1ユーロセント/kWh以下という極端に安価な入札があった。
- その後、当時の決定に当たって参考としたドイツにおいても複数回の入札が行われたが、いずれも pay-as-bid 方式での入札が行われている (参考 86)。

【参考 86】ドイツでの太陽光入札の事例

	第1回 2015.4	第2回 2015.8	第3回 2015.12	第4回 2016.4	第5回 2016.8	第6回 2016.12	第7回 2017.2	第8回 2017.6	第9回 2017.10	第10回 2018.2	第11回 2018.6
募集容量	150MW	150MW	200MW	125MW	125MW	160.483MW	200MW	200MW	200MW	200MW	182.479MW
平均落札価格 (1-0セント/kWh)	9.17€	8.49€	8.00€	7.41€	7.25€	6.90€	6.58€	5.66€	4.91€	4.33€	4.59€
入札価格範囲 (1-0セント/kWh)	8.48€ ~11.29€	1.00€ ~10.98€	0.09€ ~10.98€	6.94€ ~10.98€	6.80€ ~10.98€	6.26€ ~8.45€	6.00€ ~8.86€	5.34€ ~65.4€	4.29€ ~7.20€	3.86€ ~5.74€	3.89€ ~4.96€
入札上限価格 (1-0セント/kWh)	11.29€	11.18€	11.09€	11.09€	11.09€	11.09€	8.91€	8.91€	8.84€	8.84€	8.84€
調達価格の 決定方式	pay-as -bid	uniform Pricing	uniform Pricing	pay-as -bid	pay-as -bid	pay-as -bid	pay-as -bid	pay-as -bid	pay-as -bid	pay-as -bid	pay-as -bid

- 日本においても、引き続き、入札実施に当たっては、価格低減効果の健全化や事業者の予見可能性向上の観点から重要であることから、2019年度以降についても pay as bid 方式で入札を実施することとした。

(6) 保証金の取扱い

- 現行の入札制度では、保証金の納付を現金で求めているが、一部の事業者からは、保証金を現金ではなく、金融機関等の第三者による保証を差し入れることで代替できないか求める声があった。同様に入札を実施しているドイツ、フランス、デンマークの例では、いずれも第三者保証を認めているが、保証主体については外部格付機関等から一定以上の評価を受けている金融機関等に限定している場合が多かった（参考 87）。
- したがって、一定の信用力を担保する観点から、指定入札機関が指定するいずれかの格付機関から保証書発行時に A 格（A-または A3 以上の格付を指す。）以上の格付を得ている金融機関によるものであれば、保証差入れを認めることとした。その際、煩雑な事務手続きを回避するために第三者保証の差入れから現金の納付に変更することは認めるものの、指定入札機関の実務に配慮し、現金の納付から第三者保証の差入れに変更することは認めないこととした。

【参考 87】諸外国の入札制度における保証金の在り方

	ドイツ（太陽光）	フランス（太陽光）（※1）	デンマーク（洋上風力）
保証金の 納付形式	現金または第三者保証	現金または第三者保証	第三者保証のみ
保証主体の要件	<ul style="list-style-type: none"> 銀行・信用保険会社 EUまたは欧州経済領域（EEA）に関する協定の契約当事国における認可が必要 	<ul style="list-style-type: none"> 銀行・保険会社 金融監督庁認定の外部機関による一定以上の格付が必要（※2） 	<ul style="list-style-type: none"> エネルギー庁認定の金融機関 A-（S&P・Fitch）/ A3（Moody's）以上またはこれと同等の格付が必要

（※1） 2018年6月1日を入札期限とした500kW～30MWの地上設置型設備を対象とした第4回入札以降の規定。

（※2） 銀行監督の国際的枠組みである新BIS規制上の適格格付機関から「first grade of credit quality」に該当する格付を得ていることが必要。

2. 太陽光発電

(1) 入札対象範囲（再掲）

- 事業用太陽光発電の入札対象範囲については、将来の入札対象範囲の更なる拡大を見据えつつ、まずは2019年度の入札対象範囲を「500kW以上」とすることとした（詳細は15ページ以降を参照。）。

(2) 入札量

- 入札の実施に当たっては、事業者間の競争がより進み、コスト低減が促されるような入札量の設定を行うことが重要である。
- 2017年度の500kW以上のFIT認定量（実績）を集計すると742MWであった。また、2018年度前半（4～8月）のFIT認定量に基づいて、年度の前半と後半の認定量の比率が2017年度と同様と機械的に仮定すると、2018年度の500kW以上のFIT認定量（試算）は485MWと計算される。（参考88、参考89）

【参考88】FIT認定量の規模別・年度別の推移

()内は各年度4～8月の認定量 単位：MW

	10 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -750kW	750 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	500kW- 合計	10kW- 全体合計
2012年度認定 (40円)	2,295 (74)	46 (3)	389 (15)	675 (23)	545 (16)	969 (40)	3,446 (198)	6,475 (324)	11,434 (578)	14,840 (692)
2013年度認定 (36円)	7,788 (566)	27 (2)	368 (26)	1,006 (55)	847 (42)	913 (48)	5,424 (198)	9,989 (395)	17,173 (684)	26,361 (1,332)
2014年度認定 (32円)	3,826 (1,371)	16 (1)	277 (14)	567 (23)	391 (18)	320 (17)	1,654 (108)	5,397 (415)	7,761 (557)	12,447 (1,966)
2015年度認定 (27円)	1,657 (485)	4 (1)	90 (17)	220 (46)	149 (37)	104 (26)	498 (114)	771 (314)	1,522 (492)	3,493 (1,040)
2016年度認定 (24円)	2,476 (411)	3 (1)	107 (28)	326 (73)	215 (70)	163 (47)	631 (172)	1,659 (481)	2,668 (770)	5,579 (1,284)
2017年度認定 (21円)	1,720 (40)	2 (1)	71 (27)	261 (116)	123 (57)	127 (63)	452 (13)	※入札対象 41 (-)	742 (133)	2,796 (317)
2018年度認定 (18円)	- (20)	- (1)	- (11)	- (30)	- (16)	- (20)	- (51)	- (-)	- (87)	- (149)
認定量	19,762 (2,967)	97 (9)	1,302 (138)	3,055 (367)	2,270 (257)	2,595 (262)	12,104 (853)	24,331 (1,929)	41,301 (3,301)	65,517 (6,781)

※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された21円案件を含む。ただし、数値は暫定集計値である。 ※改正FIT法による失効分を反映済。
 (注) 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

【参考 89】FIT 導入量の規模別・年度別の推移

()内は各年度4～8月の導入量 単位：MW

	10 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -750kW	750 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW -	500kW- 合計	10kW- 全体合計
2012年度導入	2,413	45	380	559	404	639	1,791	541	3,375	6,771
2013年度導入										
2014年度導入	3,582 (1,546)	23 (13)	261 (131)	563 (254)	462 (190)	537 (240)	1,951 (721)	1,000 (228)	3,949 (1,379)	8,378 (3,322)
2015年度導入	2,923 (1,564)	13 (6)	238 (104)	561 (229)	430 (179)	440 (216)	2,294 (943)	1,265 (363)	4,429 (1,701)	8,165 (3,604)
2016年度導入	1,936 (945)	8 (4)	142 (71)	356 (183)	266 (137)	250 (141)	1,342 (729)	1,145 (421)	3,303 (1,427)	5,446 (2,630)
2017年度導入	1,492 (825)	4 (2)	96 (58)	294 (167)	182 (111)	186 (96)	1,047 (540)	1,459 (468)	2,874 (1,215)	4,760 (2,268)
2018年度導入	— (666)	— (1)	— (31)	— (100)	— (63)	— (69)	— (429)	— (641)	— (1,202)	— (2,001)
認定量	12,347 (5,546)	93 (27)	1,116 (395)	2,333 (934)	1,744 (680)	2,051 (762)	8,425 (3,362)	5,411 (2,121)	17,631 (6,924)	33,519 (13,825)

(注) 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

- これらを踏まえ、2019年度の入札量は、2017年度の500kW以上のFIT認定量（実績）と2018年度の500kW以上のFIT認定量（試算）の平均値（613MW）を目安として設定するという考え方もある。
- 他方で、第3回の入札（入札量：197MW（半年分））では、初めて募集容量を上回る入札（307MW）があったことを踏まえれば、今後新規開発が増加する可能性も考えられる。
- さらに、第3回の入札では、①入札参加資格を得られたものの入札しなかった案件が330MW存在し、②入札したものの落札できなかった案件が110MW存在する。こうした事業者が2019年度の入札に再度参加する可能性も見据え、2019年度の入札量は、2017年度の500kW以上のFIT認定量（実績）と2018年度の500kW以上のFIT認定量（試算）の平均値（613MW）に、上記①の一部と上記②の全部を加えたものを目安として、750MWとした。
- その上で、第2回及び第3回の入札結果を踏まえると、年度の後半に実施される入札に応札が集中する（第2回入札量：第3回入札量＝197MW：307MW≒2：3）ことから、競争性を確保するため、
 - 第4回（年度上期）の入札量は300MWとし、
 - 第5回（年度下期）の入札量は原則450MWとしつつ、第4回の応札容量が300MWを下回った場合には、その下回った容量分を450MWから差し引いた容量とすることとした。

3. バイオマス発電

(1) 入札対象範囲（再掲）

- 2019 年度の入札対象範囲については、2018 年度に引き続き、一般木材等は 10,000kW 以上、バイオマス液体燃料は全規模とすることとした（詳細は 63 ページ以降を参照。）。

(2) 入札量

- 入札の実施に当たっては、事業者間の競争がより進み、コスト低減が促されるような入札量の設定を行うことが重要である。
- バイオマス発電については、一般木材等・バイオマス液体燃料を中心に、2016 年度から 2017 年度にかけて FIT 認定量が急増し、その後、一定数の案件が接続契約を締結できずに失効したが、現時点でもバイオマス全体で 1,070 万 kW（エネルギーミックス：602～728 万 kW）、このうち一般木材等・バイオマス液体燃料で 740 万 kW の FIT 認定量が存在している。本委員会での業界団体ヒアリングを踏まえると、現時点の FIT 認定案件の全てが導入されるとは限らず、少なくとも、全ての 2016 年度認定案件に設備発注期限（認定日から 2 年）が到来する 2019 年 3 月末までの間、設備発注状況を見極めていく必要がある。
- また、年度別の FIT 認定量は 2016 年度をピークに減少傾向にある（参考 90）。さらに、2018 年度に実施した第 1 回の入札で応募した事業者は、一般木材等区分で 1 件・35MW、バイオマス液体燃料区分で 1 件・2 MW に止まった。

【参考 90】一般木材等・バイオマス液体燃料の年度別 FIT 認定量・導入量

＜FIT認定量の推移＞				単位：MW	＜導入量の推移＞				単位：MW
	一般木材等バイオマス発電		バイオマス液体燃料	合計		一般木材等バイオマス発電		バイオマス液体燃料	合計
	10,000kW未満	10,000kW以上				10,000kW未満	10,000kW以上		
2012年度認定	6	9	0	15	2012年度導入	0	0	0	0
2013年度認定	19	367	72	457	2013年度導入	9	9	0	9
2014年度認定	0	390	45	435	2014年度導入	18	0	24	41
2015年度認定	13	511	57	581	2015年度導入	7	87	0	87
2016年度認定	35	3,186	994	4,215	2016年度導入	13	116	63	192
2017年度認定	11	1,546	150	1,707	2017年度導入	6	323	4	333
2018年度認定	0	0	0	0	2018年度導入	6	50	5	61
認定量	83	6,010	1,328	7,409	導入量	60	585	95	724

(注) 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

※改正FIT法による失効分を反映済。 ※バイオマス比率は考慮済。
 ※2018年度については、2018年4月～8月の期間。

- 以上の点を踏まえると、入札の競争性を確保するとともに、一般木材等

の案件とバイオマス液体燃料の案件を合わせて効率的なものから導入を推進していく観点から、2019年度のバイオマス発電の入札は一般木材等区分とバイオマス液体燃料区分を合わせて実施することとした。

- その上で、業界団体からは入札量の拡大が要望されているものの、①直近の動向を踏まえれば、2019年度の入札量は第1回の入札量よりも小さくすることが適切と考えられること、②現時点の認定案件においても、1件当たりの出力が100MWを超える一般木材等の案件(バイオマス専焼)存在することから、2019年度の入札量は、一般木材等区分とバイオマス液体燃料区分を合わせて120MWとすることとした。