

平成 30 年度以降の調達価格等に関する 意見

平成 30 年 2 月 7 日（水）
調達価格等算定委員会

目次

I. はじめに	2
II. 分野別事項	3
1. 太陽光発電	3
(1) 現状と価格目標	3
(2) 10kW 未満	4
(3) 10kW 以上	8
2. 風力発電	14
(1) 現状と価格目標	14
(2) 陸上風力発電 (20kW 以上) (リプレース区分含む)	16
(3) 陸上風力発電 (20kW 未満)	21
(4) 洋上風力発電	24
3. 地熱発電	28
(1) 現状と価格目標	28
(2) 15,000kW 未満・15,000kW 以上 (リプレース区分含む)	29
4. 中小水力発電	31
(1) 現状と価格目標	31
(2) 200kW 未満・200kW 以上 1,000kW 未満	32
(3) 1,000kW 以上 5,000kW 未満・5,000kW 以上 30,000kW 未満	34
(4) 既設導水路活用型	36
5. バイオマス発電	38
(1) 現状と価格目標	38
(2) FIT 認定量の急増した一般木材等バイオマス発電の取扱い	39
(3) 木質等バイオマス発電	52
(4) 一般廃棄物その他バイオマス発電	54
(5) メタン発酵バイオガス発電	56
(6) 利潤配慮期間終了後の IRR の取扱い	57
III. 調達価格、調達期間に関する結論	58
IV. 入札制度	59
1. 今年度の入札結果	59
2. 来年度の入札	60
(1) 来年度の入札の位置付け	60
(2) 各電源に共通の事項	60
(3) 太陽光発電	66
(4) バイオマス発電	67
V. その他	72
1. 運転開始期限を超過した場合の取扱い (太陽光発電以外)	72

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 30 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、入札対象の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。本意見により、再生可能エネルギーの最大限導入と国民負担の抑制の両立を実現し、再生可能エネルギーが我が国の主力電源として自立していくことを期待する。そのためには、コスト効率的な導入を進めるとともに、さらなる導入のための環境整備を進めていくことが必要である。また、こうしたコスト効率的な導入とさらなる導入のための環境整備を進めていくことについて、電力需要家や関係事業者、国民各層にも広く理解を得ていくことが重要である。

昨年度の委員会は、再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立を趣旨とした改正 FIT 法に基づく新制度 1 年目の検討に当たり、中長期目標を勘案した調達価格等の設定や入札制度の活用によってコスト低減を促すとともに、リードタイムの長い電源（風力発電、地熱発電、中小水力発電及びバイオマス発電）については、事業の予見可能性を高めて導入拡大を図るべく、複数年度の調達価格等を設定した。本年度は新制度 2 年目であり、調達価格等の検討に当たっては、各電源について引き続き国際水準を目指し、コスト低減に向けたさらなる取組の強化を図るとともに、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 年間の価格等を検討することとした。

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 30 年度以降の調達価格等の決定、入札対象の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、事前に調達価格等算定委員会の意見を聴くように求める。

また、再生可能エネルギーの大量導入と国民負担の抑制の両立は、調達価格等の設定だけでは実現できない。特に系統制約の克服に向けて、既存系統の空きを最大限活用する柔軟な運用や再生可能エネルギーの導入促進に資する系統増強等の費用負担ルール の在り方の検討が必要である。さらに、政府によるコスト低減のための事業環境整備の下で、国際競争力のある主体（再生可能エネルギー発電設備メーカー、発電事業者、系統運用や調整力に係る事業者）が創出されることも期待される。再生可能エネルギーの導入促進のためのこうした調達価格等以外の政策課題について、他の審議会等において検討し、早期に具体化されることを求める。

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、再生可能エネルギー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、調達価格等算定委員会として合意した考え方を記す。

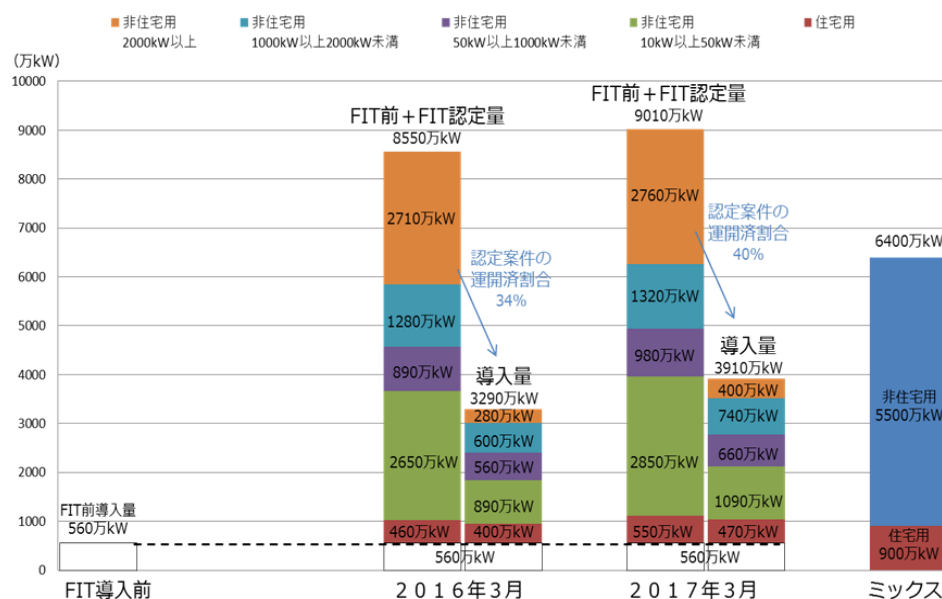
Ⅱ.分野別事項

1. 太陽光発電

(1) 現状と価格目標

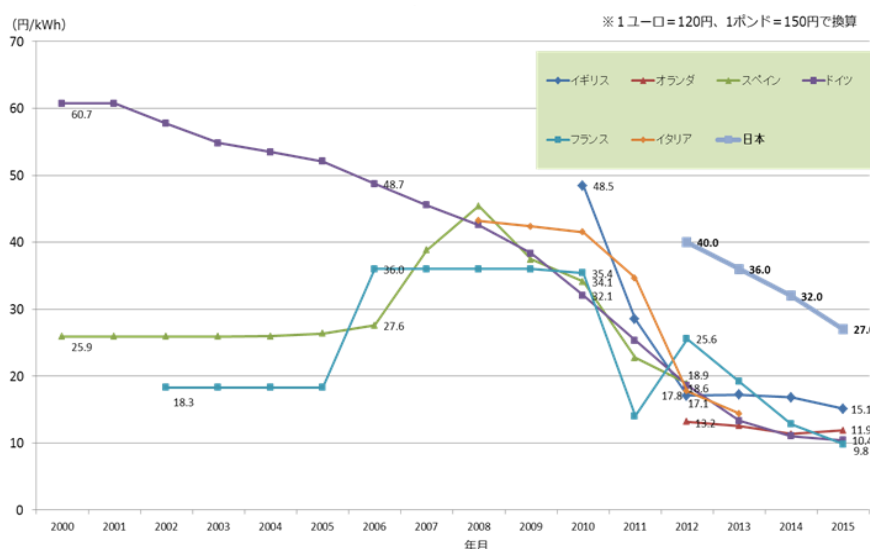
- FIT 制度開始後、10kW 以上の非住宅用太陽光発電を中心に急速に FIT 認定量が増加しており、10kW 未満の住宅用太陽光発電の FIT 認定量も着実に増加している。また、これに合わせて導入量も増加している。(参考 1)

【参考 1】太陽光発電の FIT 認定量と導入量



- 他方、買取価格（発電コスト）は FIT 制度開始後 5 年でほぼ半減したが、それでも諸外国と比べると依然として高い。(参考 2)

【参考 2】太陽光発電(2,000kW)の海外の買取価格の推移



- 昨年度、以下の価格目標を決定したところである。この価格目標を勘案し、さらにコスト効率的な導入が図られるよう。今年度、調達価格等の設定を行うべきである。

太陽光発電の価格目標

FIT からの自立を目指し、以下の水準を達成。

非住宅用太陽光発電：2020 年に発電コスト 14 円/kWh、
2030 年に発電コスト 7 円/kWh。

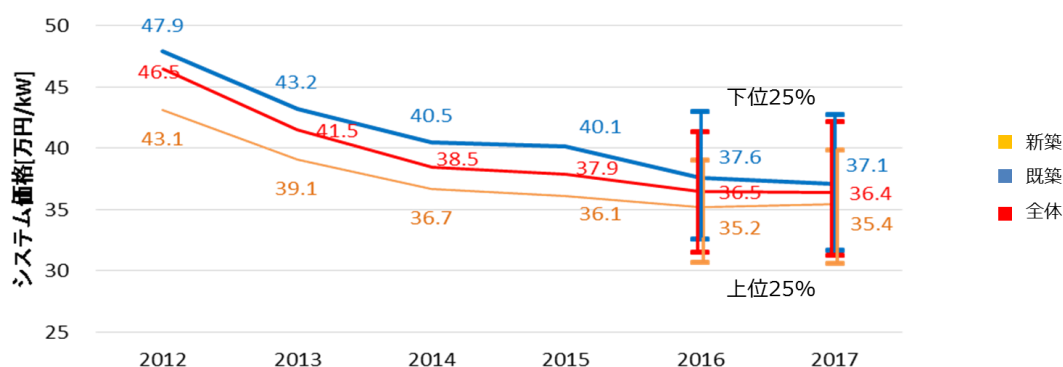
住宅用太陽光発電：2019 年に調達価格が家庭用電気料金並み、
2020 年以降、早期に売電価格が電力市場価格並み。

(2) 10kW 未満

① システム費用

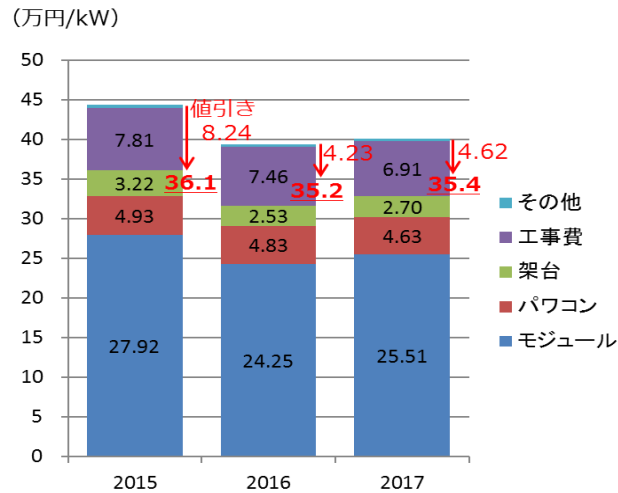
- 10kW 未満の太陽光発電設備のシステム費用（モジュール、パワーコンディショナー、架台、工事費を含む）については、毎年、価格下落傾向を見越して、その直近の新築設置設備のコストデータを利用してきている。
- 2017 年 1 月以降に設置完了した案件のコストデータを分析すると、平均値 35.4 万円/kW、中央値 35.0 万円/kW となっており、昨年からのコスト動向はほぼ横ばいである。（参考 3）なお、内訳の傾向を見ると、モジュールに要する費用が横ばいである一方、パワーコンディショナーに要する費用や工事費は低減傾向にある。（参考 4）

【参考 3】太陽光発電（10kW 未満）のシステム費用の推移



2014年12月まで：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 1月以降：定期報告データ。
※2015年の新築・既築価格は、2014年の新築・既築価格と全体価格の比率（新築95.2%、既築105.8%）を用いて推計。

【参考4】太陽光発電（10kW未満）のシステム費用の内訳



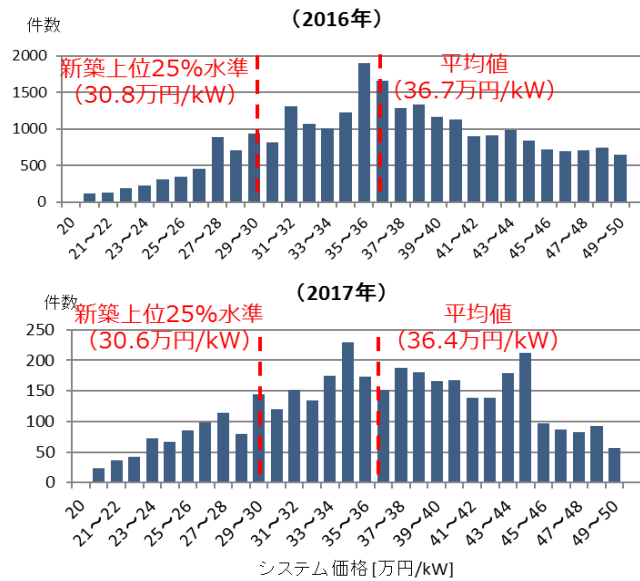
- また、10kW 未満の太陽光発電設備のシステム費用について、昨年度の委員会においては、一層のコスト低減を図っていくために、トップランナー的なアプローチを採用し、2019 年度の想定値として、新築案件の上位25%水準（30.8 万円/kW）を採用した。
- 今年度も同様に新築案件の上位 25%を分析すると、30.6 万円/kW となっており、トップランナーについては低減傾向が見られた。（参考5、6）

【参考5】太陽光発電（10kW未満）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		
%	2017年設置（全体）	2017年設置（新築のみ）
5%	24.12	24.33
10%	26.41	26.23
15%	28.16	27.61
20%	29.85	29.20
21%	30.09	29.47
22%	30.33	29.77
23%	30.70	30.00
24%	31.28	30.56
25%	31.28	30.56
26%	31.43	30.92
27%	31.72	31.31
28%	31.98	31.43
29%	32.30	31.62
30%	31.46	31.93
31%	32.79	32.25
32%	33.04	32.35
33%	33.23	32.53
34%	33.51	32.85
35%	32.79	33.04
40%	33.93	33.16
45%	34.75	34.00
50%	36.61	34.99

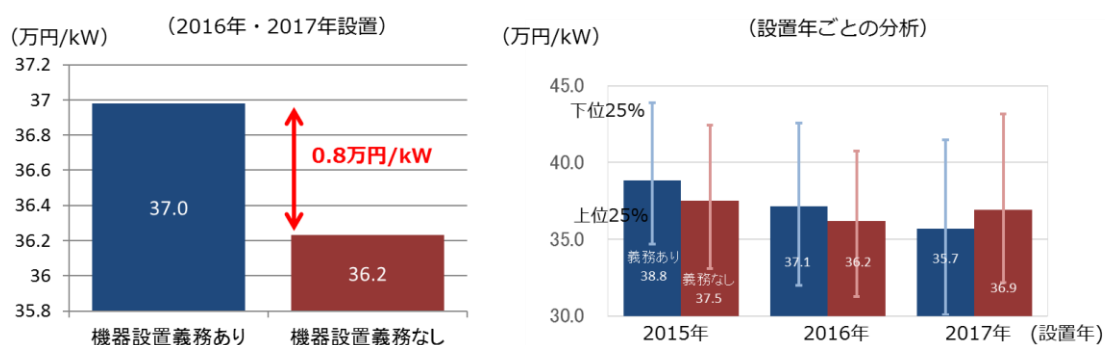
←トップランナー（上位25%水準）
昨年度：30.8万円/kW

【参考6】太陽光発電（10kW 未満）のシステム費用の分布



- なお、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いる。
- 出力制御対応機器の設置義務の有無に分けて 2016 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、出力制御対応機器の設置義務のある案件のシステム費用の平均値は 37.0 万円/kW(中央値 36.7 万円/kW)、設置義務のない案件の平均値は 36.2 万円/kW（中央値 36.1 万円/kW）であった。出力制御対応機器の設置義務のある案件のシステム費用は、設置義務のない案件のシステム費用より平均値で 0.8 万円/kW 程度高い。
- また、2015 年以降に設置された案件の定期報告データの経年変化を分析したところ、出力制御対応機器の設置義務のある事業者とない事業者の平均値の差は低減傾向にあり、2017 年に設置された案件については、出力制御対応機器の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。出力制御対応機能の付いたパソコンが市場における標準仕様となりつつあることによる現象であるか、あるいは一時的な動向であるのか、今後のコスト動向を注視する必要がある。
- なお、例年と同様にメーカー等へのヒアリングを行って、追加費用を確認したところ、昨年度までの傾向から大きな変化は見られなかった。

【参考 7】太陽光発電（10kW 未満）のシステム費用（出力制御対応機器関係）



② 運転維持費

- 運転維持費について、例年通り、太陽光発電協会等へのヒアリングにより調査を実施した。
- その結果、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、太陽光パネルが実態として稼働する20年間で一度は交換され、その費用は19.6万円程度が一般的な相場（5kWを想定）だった。kW当たりの年間運転維持費に換算すると、約2,960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、2016年7月～2017年9月に報告された定期報告データを分析すると平均値は約2,869円/kW/年、中央値は0円/kW/年となっており、大規模な修繕をした案件が平均値を押し上げる一方、報告の9割以上は要した費用が0円/kW/年であった。また、昨年度の委員会において検討の対象とした期間（2015年7月～2016年9月）の平均値（約2,000円/kW/年）よりも平均値の上昇が見られたのは、今年度の委員会で検討の対象としたデータが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が発生し始めたことが原因と考えられる。

③ 設備利用率、余剰売電比率

- 定期報告データから、2016年7月～2017年9月の間に収集したシングル発電案件（788件）のデータを分析すると、設備利用率の平均値13.1%、中央値は13.2%で、想定値13.7%を若干下回った。
- 設備利用率については気象条件等による上下動がありうるため、
 - 一昨年度の委員会では2015年1月～12月の間に収集したシングル発電案件（378件）のデータを分析したところ、平均値13.8%、中央値

13.7%であったこと、

- 昨年度の委員会では 2016 年 1 月～9 月の間に収集したシングル発電案件（1,203 件）のデータを分析したところ、平均値、中央値ともに 13.4%であったこと、

も踏まえつつ、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、同様に分析したところ、平均値 71.6%、中央値は 72.9%（想定値 70.0%）であり、平均値は想定値と同水準であった。

④ まとめ

- 10kW 未満の太陽光発電の今年度のコストデータについては、

- システム費用については、昨年度から平均値はほぼ横ばいである一方で、トップランナーに該当する案件の費用は低減し、
- 運転維持費、余剰売電比率は想定値とほぼ同水準となり、
- 設備利用率については、想定値を若干下回ったが、気象条件等による上下動がありうるため、今後の長期的な動向を注視する必要がある、

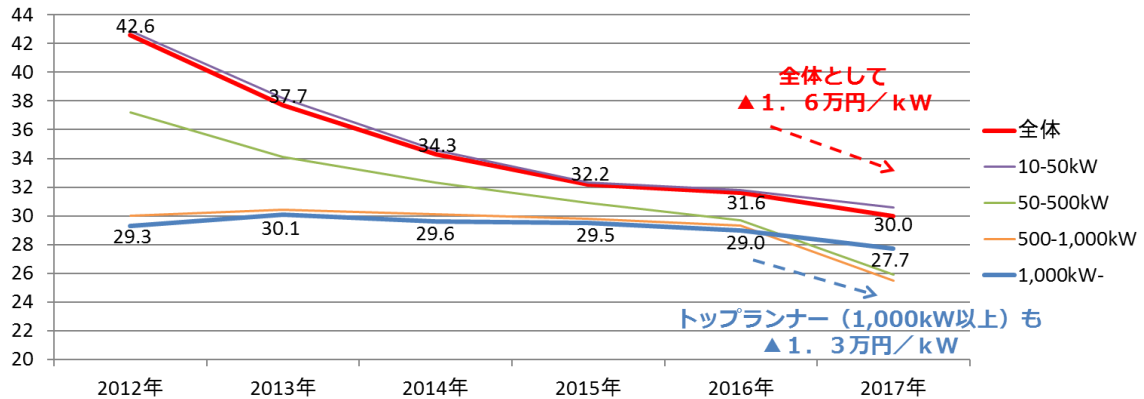
ことを踏まえると、今後トップランナーに該当する案件のコスト低減傾向が全体に波及し、さらに安価で事業を実施できる案件が拡大する可能性がある。こうした動向を注視する必要があることから、今年度の委員会では 2020 年度の調達価格を決めず、今後しかるべき時期に決定すべきとした。

(3) 10kW 以上

① システム費用

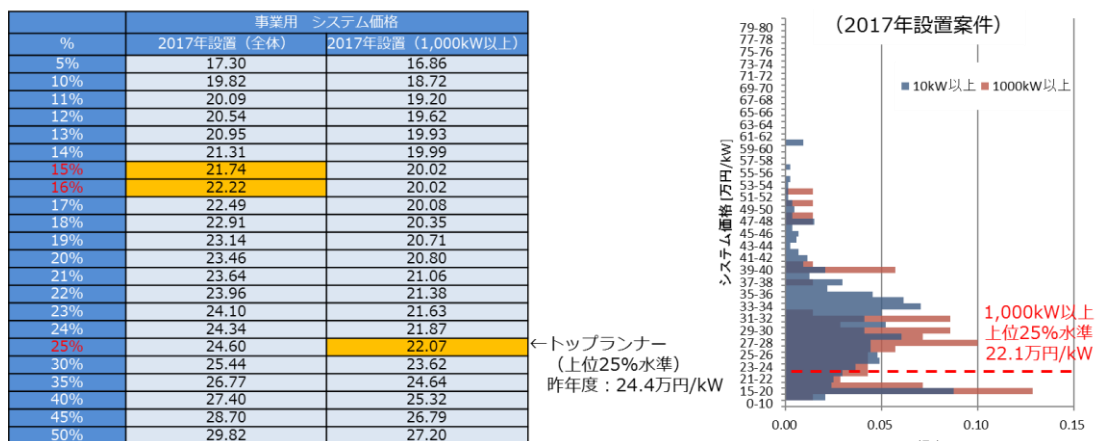
- 10kW 以上の太陽光発電設備のシステム費用は毎年低下傾向にある。具体的には、2017 年に設置された案件は、10kW 以上全体で平均値 30.0 万円（前年比▲1.6 万円/kW）、中央値 29.8 万円（同▲1.4 万円/kW）、1,000kW 以上で平均値 27.7 万円（同▲1.3 万円/kW）、中央値 27.2 万円（同▲0.9 万円/kW）となっており、引き続き低減傾向にある。（参考 8）
- なお、昨年度の委員会では、1,000kW 以上をトップランナーとして取り扱ったが、2017 年設置案件では、50kW 以上 500kW 未満の平均値（25.9 万円/kW）、500kW 以上 1,000kW 未満の平均値（25.5 万円/kW）が 1,000kW 以上の平均値（27.7 万円/kW）を下回っている。

【参考 8】10kW 以上の太陽光発電のシステム費用の推移



- 昨年度の委員会においては、コスト低減を図っていくためによりトップランナー的なアプローチで効率化を促していくため、2017 年度の想定値として、2016 年に設置した 1,000kW 以上案件の上位 25%水準（24.4 万円/kW）を採用することとした。
- 今年度も同様に 2017 年に設置した 1,000kW 以上案件の上位 25%を分析すると、22.1 万円/kW となっており、トップランナーについては低減傾向が見られる。これは、10kW 以上全体の上位 15～16%程度の水準に相当する。
- こうした中、引き続きコスト効率的な導入を図るため、来年度の想定値については、2017 年に設置した 1,000kW 以上案件の上位 25%水準（22.1 万円/kW）を採用することとした。

【参考 9】10kW 以上全体・1,000kW 以上の太陽光発電のシステム費用分布



② 土地造成費用

- 昨年度の委員会では、2016 年に設置した案件の定期報告データを分析し

たが、10kW 以上全体の平均値が 0.53 万円/kW で、想定値（0.4 万円/kW）と大きく変わらないことから、想定値を据え置いた。

- 今年度も同様に 2017 年に設置した案件の定期報告データを分析した。分析の結果、10kW 以上全体の平均値は 0.66 万円/kW となり、想定値（0.4 万円/kW）をやや上回った。他方、中央値は 0 万円/kW となった。これは、大半の案件は土地造成費を要していないことによるものと考えられることから、来年度は想定値を据え置くこととした。（参考 10）

【参考 10】2017 年に収集された土地造成費のデータ

	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	0.51	0.59	1.71	2.21	2.21	2.21	0.66
中央値	0.00	0.26	0.63	1.96	1.96	1.67	0.00
件数	736	53	17	65	59	6	871
2017年度 想定値	0.4						

③ 接続費用

- 昨年度の委員会では、2016 年に設置した案件の定期報告データを分析したところ、1,000kW 以上の平均値が 0.78 万円/kW、中央値が 0.44 万円/kW となっており、想定値（1.35 万円/kW）を下回るものの、出力制御対応機器の設置費用が今後発生する可能性があることから、想定値を据え置いた。
- 今年度も同様に 2017 年に設置した案件の定期報告データを分析した。分析によれば、1,000kW 以上の平均値は 1.23 万円/kW、中央値は 0.62 万円/kW であり、引き続き想定値（1.35 万円/kW）を下回っている。他方、出力制御対応機器の設置費用が今後発生する可能性があることから、来年度も引き続き想定値を据え置くこととした。（参考 11）

【参考 11】2017 年に収集された接続費用のデータ

	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	1.03	0.80	1.35	1.23	1.18	1.72	1.03
中央値	0.87	0.39	0.81	0.62	0.60	1.29	0.82
件数	736	53	17	65	59	6	871
2017年度 想定値	1.35						

④ 運転維持費

- 昨年度の委員会では、2015 年 7 月から 2016 年 9 月までに収集した定期報告データを分析し、1,000kW 以上の平均値が 0.6 万円/kW/年、中央値が 0.5 万円/kW/年となっていることから、想定値（0.5 万円/kW/年）を据え置いた。
- 今年度も同様に 2016 年 7 月から 2017 年 9 月に収集した定期報告データを分析した。分析の結果、1,000kW 以上の平均値は 0.63 万円/kW/年、中央値は 0.57 万円/kW/年となっている。また 10kW 以上全体では、平均値は 0.58 万円/kW/年、中央値は 0.49 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、来年度の想定値は据え置くこととした。（参考 12）

【参考 12】2016 年 7 月～2017 年 9 月に収集された運転維持費のデータ

	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 -2,000kW 未満	2,000kW 以上	10kW以上 全体
平均値	0.59	0.42	0.55	0.63	0.62	0.77	0.58
中央値	0.51	0.31	0.45	0.57	0.56	0.73	0.49
件数	9,039	925	618	995	929	66	11,577
2017年度 想定値	0.5						

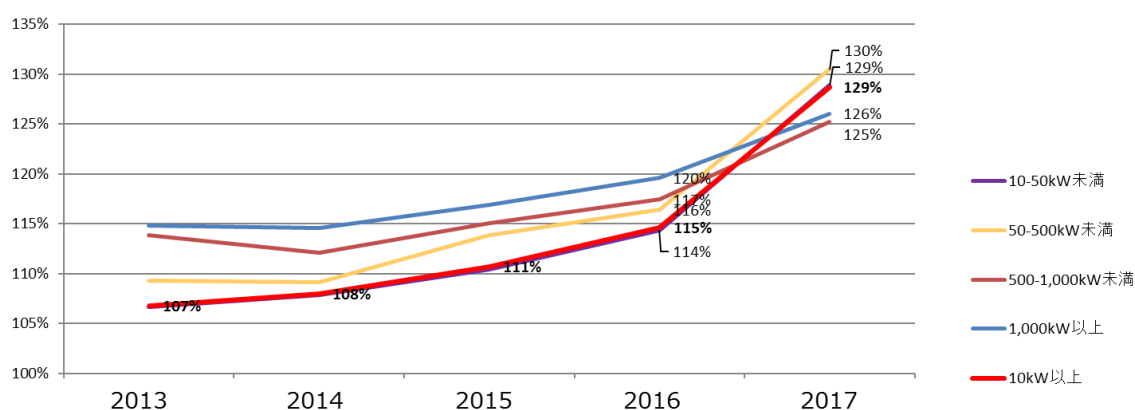
⑤ 設備利用率

- 昨年度の委員会では、直近の 1 年間に発電された電力量と個々の設備の認定出力から、各設備の利用率を確認した。その上で、効率化を促していく観点から、1,000kW 以上の平均値 15.1%を採用した。
- 今年度も同様の分析を行った結果、1,000kW 以上の平均値は 15.6%となっており、想定値（15.1%）を上回っている。これは、パネルコストの低下により、これまで大規模案件中心だった過積載が規模の大きさを問わず進んでいることが影響している。（参考 13）
- 具体的には、定期報告データから過積載を行っている事業者を抽出して分析すると、2013 年には 107%であった過積載率は 2016 年には 115%となり、2017 年にはさらに上昇して 129%となった。（参考 14）

【参考 13】設備利用率のデータ（2016 年 6 月-2017 年 5 月）

買取期間	設備利用率			
	10kW以上 全体	1,000kW以上	1,000kW以上 -2,000kW以下	2,000kW以上
2015年7月— 2016年6月	13.8%	15.1%	15.0%	16.3%
2016年6月— 2017年5月	14.1%	15.6%	15.5%	16.6%
2017年度 想定値	15.1%			

【参考 14】過積載率（＝モジュール出力÷発電出力）の推移



- こうした動向を踏まえて、今年度は設備利用率についても、システム費用と同様にトップランナー分析を行った。1,000kW 以上の上位 25%水準（システム費用におけるトップランナー分析と同様）は、17.06%となっており、設備利用率が 17%を超える案件が一定程度運転開始しつつある。これは、直近 1 年間の 10kW 以上全体の上位 5～10%程度の水準に相当するが、2016 年から 2017 年で全規模で急速に過積載が進んでいる中で、今後 10kW 以上全体で設備利用率の上昇が見込まれることへの考慮も必要である。（参考 15）
- 以上を踏まえ、コスト効率的な導入を促していくため、来年度の想定値については、設備利用率もシステム費用と同様に 1,000kW 以上の上位 25%水準（17.1%）を採用することとした。

【参考 15】設備利用率のトップランナー分析の結果

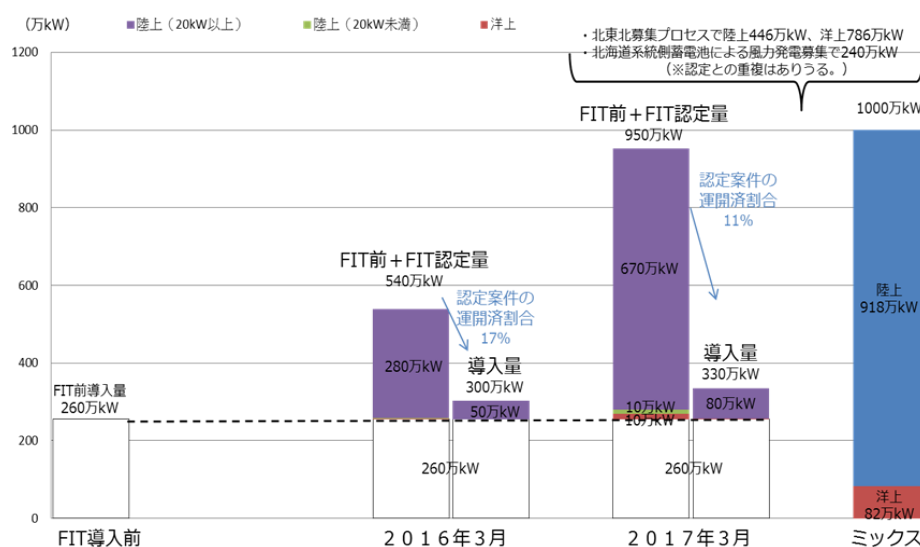
%	事業用 設備利用率	
	10kW以上	1,000kW以上
5%	17.49%	19.39%
10%	16.60%	18.43%
15%	16.08%	17.92%
20%	15.68%	17.45%
25%	15.35%	17.06%
30%	15.07%	16.72%
35%	14.81%	16.40%
40%	14.57%	16.14%
45%	14.34%	15.85%
50%	14.12%	15.58%

2. 風力発電

(1) 現状と価格目標

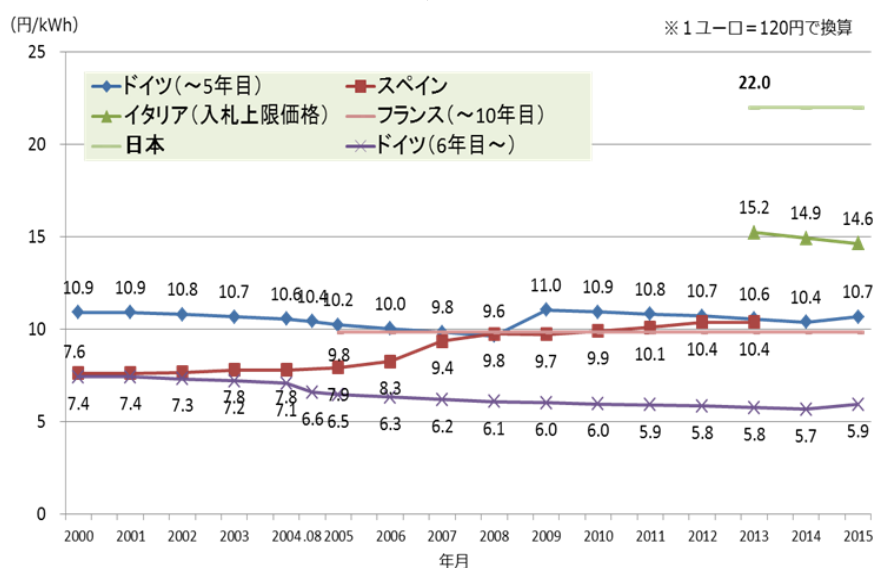
- FIT 制度開始後、認定量はほぼエネルギーミックスの水準にまで増加したものの、系統制約、環境アセスメントや地元調整等、開発段階での高い調整コストにより、導入量は伸びていない。(参考 16)

【参考 16】風力発電の FIT 認定量と導入量



- 風力発電の買取価格は FIT 制度開始後で横ばいであり、世界と比べても高止まっている状況。(参考 17)

【参考 17】風力発電（20,000kW）の海外の買取価格



- 昨年度、
 - 20kW 以上の陸上風力発電については、発電コストを 2030 年 8～9 円/kWh を目指し、
 - 20kW 未満の陸上風力発電と洋上風力発電については、定量的目標は設定せず、FIT からの中長期的な自立化を図る、

という価格目標を決定した。

- 洋上風力発電については、欧州では価格が陸上風力並みに大幅に低下している。(参考 18) この状況を踏まえ、20kW 以上の陸上風力と同様、着床式洋上風力については 2030 年までに発電コスト 8～9 円/kWh という目標を掲げるべきである。(なお、欧州でも本格的に導入されているものは着床式のみであり、浮体式についてはまだ実証段階にあることに留意し、目標を据え置くことが必要である。)

【参考 18】海外における洋上風力の価格動向

入札時期	国	サイト名	規模	価格 (1€=120円/1£=150円)
2015.2	イギリス	East Anglia 1 (ScottishPower Renewables and Vattenfall)	714 MW	119.89 €/MWh (17.9円/kWh)
2015.2	イギリス	Neart na Gaoithe (Mainstream)	448 MW	114.38 €/MWh (17.1円/kWh)
2015.2	デンマーク	Horns Reef 3 (Vattenfall)	406 MW	104 EUR/MWh (12.5円/kWh)
2016.2	オランダ	Borssele 1+2 (DONG)	350MW × 2	72.7 EUR/MWh (8.7円/kWh)
2016.9	デンマーク	Danish Nearshore (Vattenfall)	350MW	63.7 EUR/MWh (7.6円/kWh)
2016.11	デンマーク	Kriegers Flak (Vattenfall)	600MW	49.9 EUR/MWh (6.0円/kWh)
2016.12	オランダ	Borssele 3+4 (Shell, Van Oord, Eneco, 三菱商事)	350MW × 2	54.5 EUR/MWh (6.5円/kWh)
2017.4	ドイツ	Gode Wind III (DONG)	110MW	60.0 EUR/MWh (7.2円/kWh)
	ドイツ	Borkum Riffgrund West II + OWP West (DONG)	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 (Innogy, Statkraft)	860MW	74.75 €/MWh (11.2円/kWh)
	イギリス	Hornsea Project 2 (DONG)	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)

- したがって、価格目標を以下のとおり改める。今後は、その目標を勘案し、さらにコスト効率的な導入が図られるよう調達価格等の設定を行うことが重要である。

風力発電の価格目標

20kW 以上の陸上風力発電・洋上風力発電（着床式）

2030 年までに発電コスト 8～9 円/kWh

FIT から自立した形での導入を目指す

洋上風力発電（浮体式）

導入環境整備を進めつつ、FIT からの中長期的な自立化を図る。

(※) 20kW 未満の陸上風力発電については、その区分の取扱い（Ⅱ． 2． (3) 参照）を踏まえ、20kW 以上の陸上風力発電と同じ目標とすることが適切である。

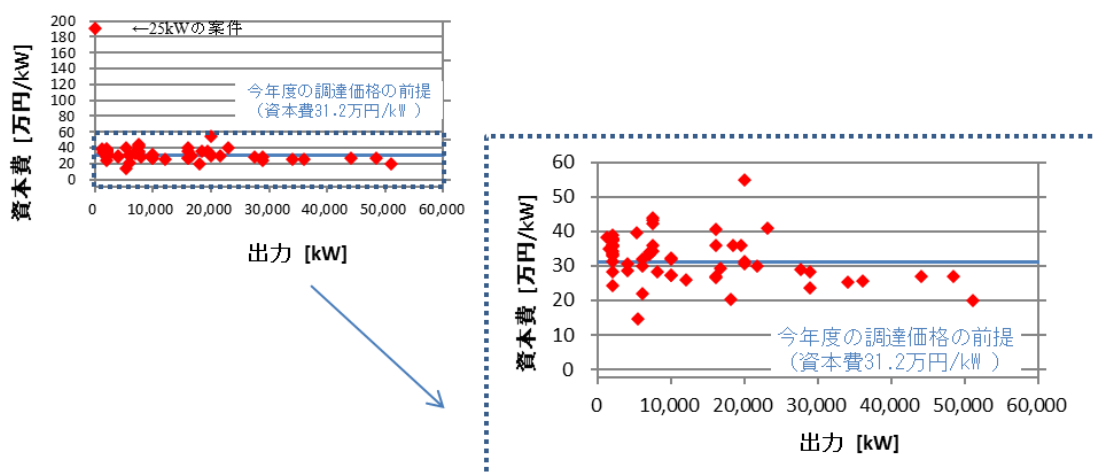
(2) 陸上風力発電（20kW 以上）（リブレース区分含む）

① 資本費

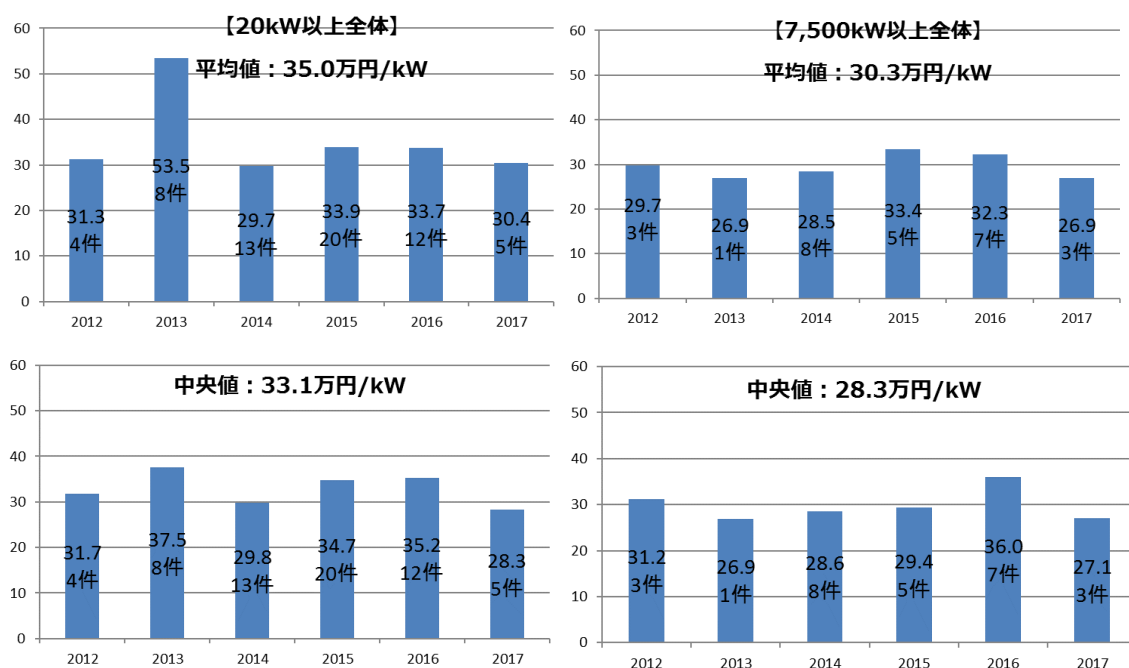
■ 制度開始以降得られた資本費のコストデータは 62 件で、平均値 35.0 万円/kW、中央値 33.1 万円/kW。（参考 19、20）

■ 昨年度の委員会では、効率化を促していくため、トップランナー的なアプローチにより、規模の大きい 7,500kW 以上の資本費の中央値を採用し、2019 年度の想定値を 28.2 万円/kW とした（なお、平均値は 29.5 万円/kW）。今年度も 7,500kW 以上の案件（27 件）を分析すると、平均値は 30.3 万円/kW、中央値は 28.3 万円/kW となっており、中央値は 2019 年度の想定値（28.2 万円/kW）とほぼ同水準となっている。

【参考 19】 陸上風力発電（20kW 以上）の出力と資本費の関係

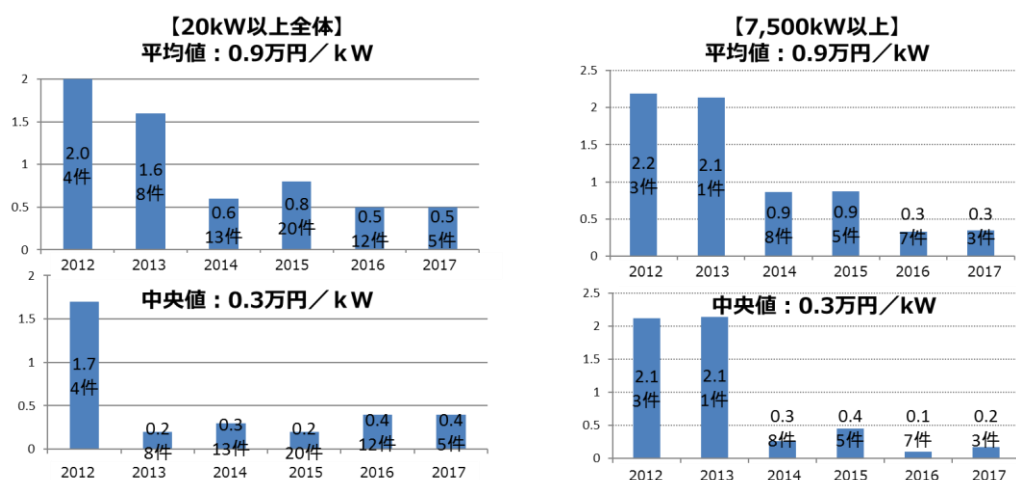


【参考 20】 陸上風力発電（20kW 以上）の資本費の設置年別推移



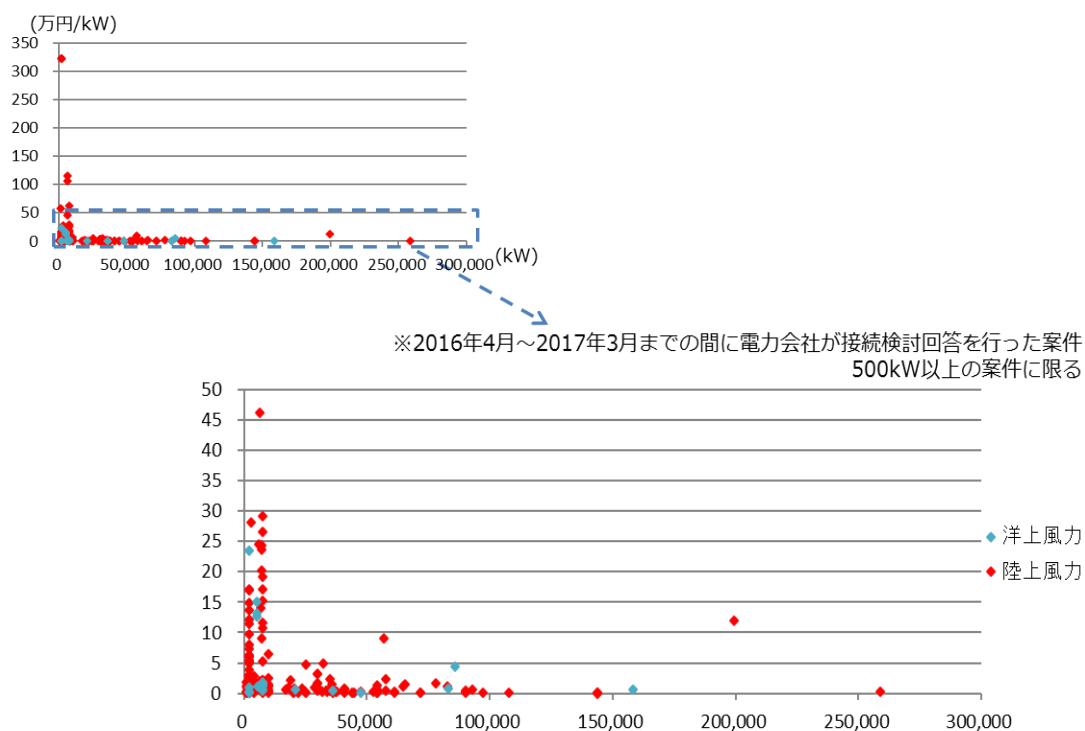
- 今年度の委員会における事業者ヒアリングでは、事業者団体が実施したアンケートの中で、資本費のうち、風力発電設備の接続費用が増加傾向にあるという声があった。
- まず、定期報告データを用いて、接続費用の分析を行った。分析の結果、20kW 以上の案件全体では、平均値は 0.9 万円/kW、中央値は 0.3 万円/kW であり、2017 年度の想定値（1.0 万円/kW）を下回った。また、7,500kW 以上の大規模案件に限った場合でも、平均値 0.9 万円/kW、中央値 0.3 万円/kW となっている。さらに、設置年ごとに分析した場合、20kW 以上全体・7,500kW 以上ともに、直近で接続費用は横ばい傾向である。（参考 21）

【参考 21】 陸上風力発電（20kW 以上）の接続費用（定期報告データ）



- さらに今年度は、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について、広域機関が収集したデータ（237 件）の分析を行った。その結果、接続費の平均値は 10.1 万円/kW、中央値は 1.0 万円/kW であった。100 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）と同水準であった。（参考 22）

【参考 22】 陸上風力発電（20kW 以上）の接続費用（広域機関データ）

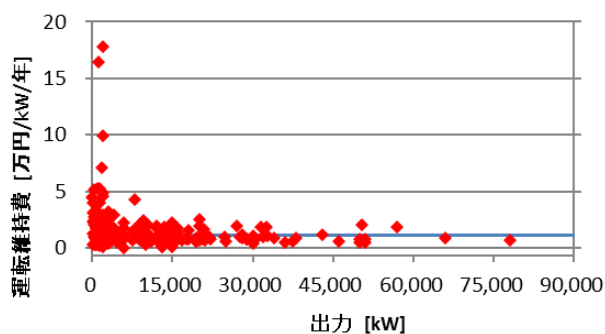


- 定期報告データ、前述の広域機関のデータ、事業者団体が実施したアンケートでは、それぞれ対象としている事業の熟度が異なる。熟度の低い案件には、費用が著しく高額であるため最終的に事業化に至らない案件も含まれている可能性がある。こうした状況を踏まえ、まずは現行の想定値の範囲で効率的な地点の案件を推進しながら導入を進めていく観点から、2020 年度は想定値を据え置くこととした。
- なお、委員からは、風力発電以外の電源も含めて、再生可能エネルギーの発電コストを低減させるためには、接続費用の低減のための方策について、関係の審議会等で議論を深めていくことが必要という指摘があった。
- 以上を踏まえ、資本費については、2020 年度は 2019 年度の想定値を据え置くこととした。

② 運転維持費

- 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータは 300 件で、平均値 1.61 万円/kW/年、中央値 1.23 万円/kW/年。（参考 23）
- 昨年度の委員会では、資本費と同様、トップランナー的なアプローチより、規模の大きい 7,500kW 以上の案件の運転維持費の中央値を採用し、2019 年度の想定値を 0.93 万円/kW/年とした（平均値は 1.09 万円/kW/年）。今年度も 7,500kW 以上の案件（108 件）を分析すると、平均値は 1.15 万円/kW/年、中央値は 0.91 万円/kW/年となっており、中央値は 2019 年度の想定値（0.93 万円/kW/年）とほぼ同水準となっている。したがって、2020 年度は 2019 年度の想定値を据え置くこととした。

【参考 23】 陸上風力発電（20kW 以上）の出力と運転維持費の関係



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、直近（2011 年～2016 年）の設置案件の中央値を採用し、2017～2019 年度の想定値を 24.8%とした。今年度も同様に設備利用率を分析した結果、直近（2011 年～2017 年）の設置案件の中央値は 26.8%となり、2017 年度の想定値（24.8%）を上回った。
- 風力発電の設備利用率については、風況等の気象条件による影響を受けることから、年度ごとに多少の変動があり得る。したがって、今年度・昨年度・一昨年度の委員会で分析に用いた直近（2011 年～）の中央値の平均値を見ると、25.6%となり、2017 年度の想定値（24.8%）を上回った。（参考 24）
- 以上のコストデータと設備利用率が上昇しているという事業者のヒアリングを踏まえ、2020 年度の想定値としては、今年度・昨年度・一昨年度の委員会で分析に用いた直近の中央値の平均値である 25.6%を採用することとした。

【参考 24】設備利用率のデータ

20kW以上全体		設備利用率(中央値)		
		今年度データ (2016年6月～2017年5月)	昨年度データ (2015年7月～2016年6月)	一昨年度データ (2014年10月～2015年9月)
全体		19.4%	18.7%	18.6%
設置年	～2000年	18.1%	17.7%	15.7%
	2001～2005年	17.3%	17.3%	17.9%
	2006～2010年	18.9%	18.7%	18.5%
	2011年～	26.8%	24.8%	25.1%
(参考)2019年度想定値 昨年度委員会時点の 2011年～2016年設置案件の中央値		24.8%		

④ リプレース区分

- 陸上風力発電については、昨年度の委員会でリプレース区分を設定したところであるが、現時点までに FIT 認定案件はなく、コストデータは得られていない。
- このため、2020 年度の想定値については、昨年度と同様、以下のとおり整理することが適切である。
 - 資本費については、電源線等の系統設備は基本的にすべて流用可能

であることから、2020 年度の新設区分の想定値から接続費用を差し引いた値を採用する。

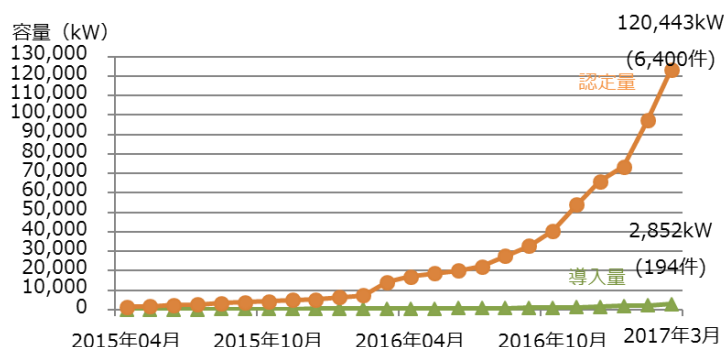
- 運転維持費および設備利用率については、新設の場合と特段別異に取り扱う理由がないことから、2020 年度の新設区分と同じ値を採用する。

- なお、昨年度の委員会における指摘も踏まえ、今後具体的な案件のコストデータ等を踏まえて、リプレース区分のコストの実態について、検証を深めていく必要がある。

(3) 陸上風力発電 (20kW 未満)

- 20kW 未満の小型風力発電については、昨年度の委員会において、
 - 設置期間が短い上、まだ得られているデータも少なく、コスト動向を注視すべきことから、予め3年間の調達価格を定めず、
 - 今後データ収集を進め、来年度以降、調達価格の見直しについて議論を深めるべき、とした。
- その後、直近の1年間でFIT認定が大幅に進み(2017年3月末時点で既に6,400件(12万kW))、2017年9月末時点で339件(5,400kW)が導入されたことから、既に小型風力発電については、FIT制度からの自立化可能性を含めた取扱いを判断するのに必要なデータが集まっているといえる。このため、今年度の委員会においては、小型風力業界からの事業者ヒアリングも実施するなど追加的なデータの収集も行ったうえで、その取扱いについて議論を行った。(参考25)

【参考25】 小型風力発電のFIT認定量と導入量

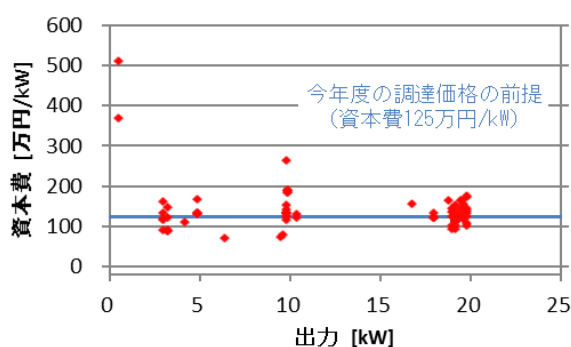


- 現在、小型風力発電の買取価格は 55 円/kWh となっている。

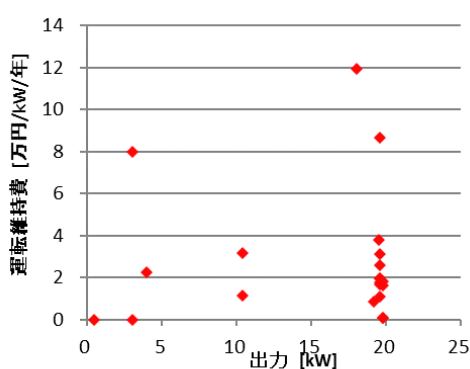
- 資本費については、FIT 制度開始以降、現在までに得られたデータ件数は 111 件であった。平均値は 137 万円/kW、中央値は 128 万円/kW であり、想定値（125 万円/kW）と同水準となっている。（参考 26）
- 運転維持費については、FIT 制度開始以降、現在までに得られたデータ件数は 21 件であった。平均値は 2.7 万円/kW/年、中央値は 1.8 万円/kW/年となっている。（想定値は 0 円。）（参考 27）

以上のように、資本費のコストデータは想定値どおりで低減傾向にない
うえに、運転維持費は想定値よりも高い。また、海外では大型と同区分
の買取価格設定となっているか、小型区分を設定している場合でもその
価格は安い（10 円台～30 円/kWh）こと（参考 28）を踏まえると、日本
の買取価格・発電コストは高止まりしている。

【参考 26】 陸上風力発電（20kW 未満）の出力と資本費の関係



【参考 27】 陸上風力発電（20kW 未満）の出力と運転維持費の関係



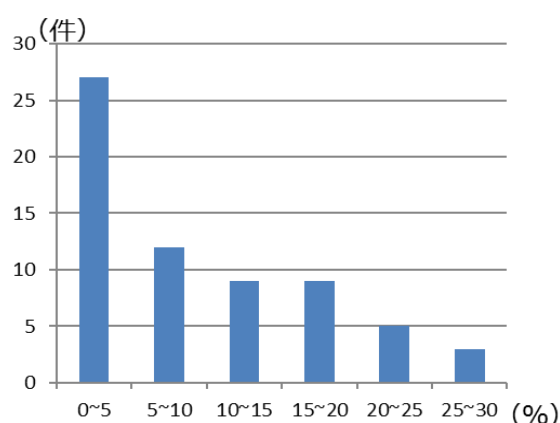
【参考 28】 小型風力発電の海外の買取価格（100kW 以下）

小型風力の 価格設定あり			小型・大型の区別なし		
イギリス	イタリア	デンマーク	ドイツ	フランス	オランダ
19.9円 (50kW未満)	30円 (100kW未満)	26円 (10kW以上、 25kW未満)	10.2円	9.8円	8.6円

※いずれも初年度の買取価格。価格は2016年12月時点。

- 認定データ及び費用負担調整機関に報告された発電電力量から、FIT 制度の下で稼働している設備利用率を分析すると、中央値は 7.6%となっている。（想定値：16.7%）（参考 29）（なお、直近（2015 年以降）に運転開始した案件の設備利用率は中央値 9.9%となっている。）

【参考 29】 小型風力発電の設備利用率（2016 年 6 月－2017 年 5 月）



- また、今年度の委員会で行われた日本小形風力発電協会からのヒアリングでは、「2030 年に小形風車の発電コスト 30 円/kWh を下回る」という目標が提示された。しかし、30 円/kWh 程度の価格で売電される場合、現在の電力市場価格等を考慮すると、現時点では、一般的な用途として、FIT 制度からの将来の自立化を見通すことは困難と考えられる。
- FIT 制度は、需要家の負担により相対的にコストの高い再生可能エネルギーを支援することで導入を促進し、それによって導入コストの低減を実現し、再生可能エネルギーの自立的な導入拡大を図る制度である。また、改正 FIT 法の趣旨は再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立にある。
- 前述した事業者ヒアリングと FIT 制度の趣旨を踏まえると、小型風力発電は、自家消費や防災用、離島等での活用といった特殊用途として FIT

制度外で進めていくことに意義はあり、こうした用途を中心に、小型風力発電産業が今後発展していくことが期待される。しかしながら、小型風力発電は FIT 制度からの自立化が困難であり、55 円/kWh といった高価格での新規認定を行い続けることは適当とはいえない。他方、20kW 以上の風力発電と同じ買取区分でコスト効率的に事業を実施する案件については、20kW 以上の風力発電と同区分として取り扱うことが適切である。

- 小型風力発電については、今回の取扱いにより、調達価格は 55 円/kWh (2017 年度) から 20 円/kWh (2018 年度) に大きく低下することとなる。FIT 法上、調達価格は再生可能エネルギー電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎として設定することとされており、経過措置は設けないことが原則であるが、こうした変化を緩和するために、一定の経過措置を設けるという考え方もある。
- 複数の委員から、特に、経過措置を設けることによって国民負担が追加的に生じることを理由に、経過措置を設けるべきではないという指摘があったが、既に土地の確保等の必要な手続を済ませており、残るは FIT 申請手続を控えるのみといった段階にある案件が一定数存在しうることを踏まえ、例外的ではあるが、真に開発中で確度の高い案件に限って経過措置を設けることとした。具体的には、土地の確保を証明する賃貸借契約書等の書類を含む接続契約以外の必要書類を全て揃えた上で FIT 認定の申請及び接続契約の申込みを 2018 年 2 月末までに完了し、かつ、2018 年 7 月末までに接続契約の締結が確認できた案件に限って 2017 年度の価格で買い取るという経過措置の対象とすることとした。
- なお、この経過措置は、①今回の取扱いによる小型風力発電の調達価格の変更が 55 円/kWh から 20 円/kWh と大きいこと、そして、②今年度の FIT 認定申請期限後に小型風力発電に係る本委員会の結論の方向性が示されたことを考慮した、今回に限定した例外的な措置であることを確認した。
- また、自家消費や防災用、離島等での活用といった小型風力発電が果たしうる役割に応じた FIT 制度外での支援のあり方について、関係省庁と連携して検討すべきである。

(4) 洋上風力発電

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータ 1 件、201 万円/kW (想定値

は 56.5 万円/kW)。また、運転維持費のコストデータはまだ得られていない。

- 港湾区域内については、2016 年度の港湾法改正により、区域内の占用許可を申請できる者を公募により決定する制度が整備された。港湾区域・漁港区域で既に 2 件（10.3 万 kW）の FIT 認定案件が存在している。他方で、よりポテンシャルの大きい一般海域については、内閣府を中心に、現在海域利用ルールを検討が行われているところである（なお、一般海域内における現在の FIT 認定案件は 5 件（2.4 万 kW）である。）。
- こうした中、例えば、東北北部エリアにおける電源接続案件募集プロセスにおいて、第 2 段階接続検討受付（2017 年 8 月）時点で約 786 万 kW の応募があるなど、直近で具体的な事業計画が顕在化しており、仮に一般海域の海域利用ルールが整備された場合、事業環境が整うことで導入拡大が進み、これまでよりコスト効率的に導入を行える可能性がある。
- また、ヨーロッパでは、海域利用ルールの整備とともに入札制度を導入するなどといった取組を行うことにより、1 基の出力 5 MW 程度・1 サイト当たりの基数は 80 基程度といった大型化等によるコスト効率的な導入が短期間で進んでいる（我が国の価格設定の想定は 1 基の出力 2 MW・1 サイト当たりの基数は 10 基程度）。例えば、2017 年 4 月には、ドイツで初めて補助金なしで導入される案件が登場した。
- 以上を踏まえると、一般海域の海域利用ルールの整備と合わせて、そのルールが適用される案件について、入札制度導入も含めて、どのように取り扱うことが適切かを検討することが適切である。
- 再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立を図るため、改正 FIT 法では、調達価格を定める電源区分等のうち、入札により国民負担の軽減につながると認められる区分等については、入札対象電源として指定することができるとされている。

FIT 法第 4 条第 1 項（抜粋）

経済産業大臣は、供給することができる再生可能エネルギー電気の一キロワット時当たりの価格（以下「供給価格」という。）の額についての入札により第九条第三項の認定を受けることができる者を決定することが、再生可能エネルギー電気の利用に伴う電気の使用者の負担の軽減を図る上で有効であると認めるときは、次条から第八条までの規定による手続を実施する再生

可能エネルギー発電設備の区分等を指定することができる。

入札対象の検討に当たっては、昨年度事業用太陽光を入札対象電源とした際と同様に、同区分が他電源と比べて、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検討した上で、十分な競争環境が整っているかどうかを検討することが必要である。

■ 洋上風力発電については、以下の状況が認められる。

- 東北北部エリアにおける電源接続案件募集プロセスで786万kWの応募がある中で、一般海域の海域利用ルールが整備された場合、こうした顕在化している具体的な事業計画が実現しやすくなり、FIT 認定が増加する十分な蓋然性がある。
- 欧州では、海域利用ルールの整備とともに入札制度を導入することによって、買取価格が短期間で急速に低減したり、補助金なしで導入される案件が登場するなどしている。こうした動きは特定の国にとどまらず、様々な国に伝播しており、日本でもその経験を活用したコスト低減が見込まれる。

■ 以上を踏まえると、ポテンシャルのより大きな一般海域の海域利用ルールが整備されれば、競争環境が成立すると考えられる。したがって、一般海域の海域利用ルールの開始にあわせて、まずはルールが適用される案件について、入札制（※）へ移行することとした。

（※）落札者の決定方法等、実施する入札制度の詳細については、洋上風力発電の特性も踏まえ、新しく整備されるルールによることとなる。

- また、一般海域利用ルール適用案件への入札制導入が行われれば、競争を通じたコスト低減が進展することが期待されるとともに、ルールに基づき洋上風力発電市場が健全に活性化することが期待され、その競争環境が市場全体に波及する可能性がある。他方、一般海域の海域利用ルールが適用される案件以外については、例えば足下では港湾区域において新規に占用許可公募を行う見通しが当面ない中で、洋上風力市場の動向を注視する必要があるため、
- 当該ルールの整備の状況や、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、その取扱についてあらためて議論することとし、
 - 2020年度の調達価格等は今年度の委員会では決定しない

こととした。

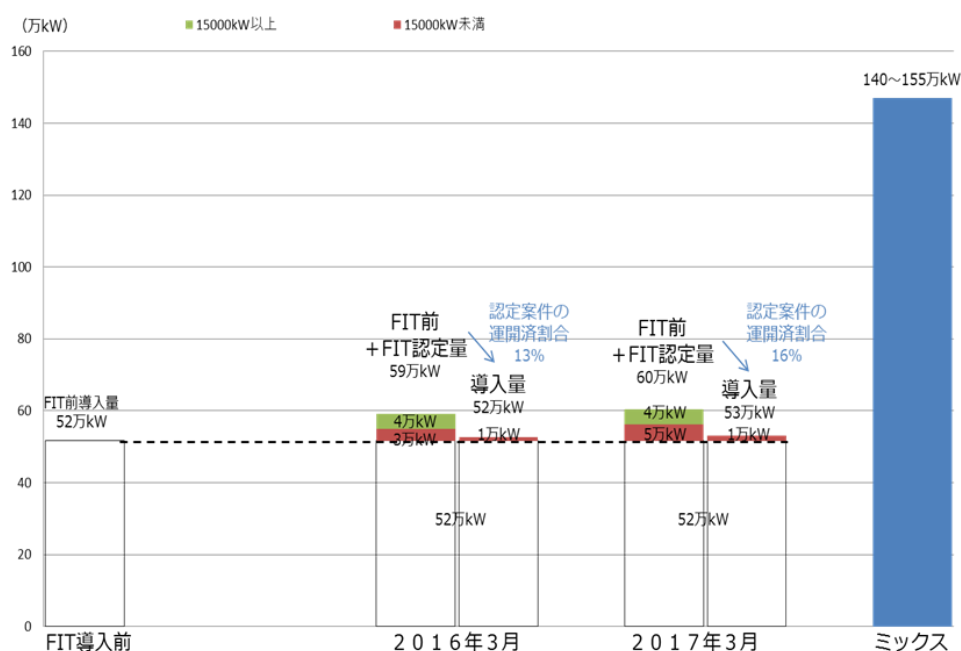
- 一方、欧州でも本格的に導入されているものは着床式のみであり、浮体式についてはまだ実証段階にあることに留意し、浮体式については、2020 年度は想定値を据え置くこととした。
- なお、一般海域の海域利用ルール開始の時期によっては、洋上風力発電の一部について、既に価格を設定している年度に入札制に移行することがありうる。この場合、既に複数年度設定した価格を改めて定めることとなるが、ルール整備という当初想定していなかった変化が生じ、よりコスト効率的に導入が可能となる条件が整い、既に設定した価格が置いていた想定が大きく変わる可能性がある。コスト効率的な導入の条件が整うことでFIT 認定が増加する可能性があり、これによる国民負担への影響が大きいことから、既に決めた調達価格等を改めて設定する場合の制度上の整理（Ⅱ．（５）．（２）①参照）と整合的である。

3. 地熱発電

(1) 現状と価格目標

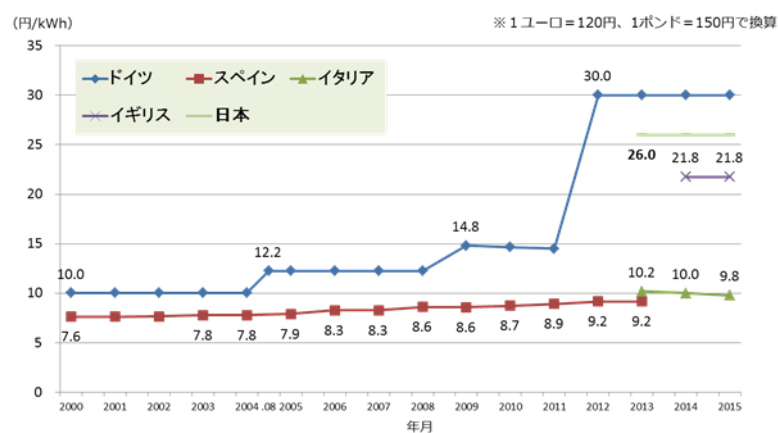
- FIT 制度開始後、リードタイムの短い小規模発電については、導入件数は増えているが、発電量としては限定的。また、地熱資源量調査が着実に進められているものの、リードタイムの長さもあり、FIT 制度開始後に運転を開始した出力 1,000kW 以上の案件（中～大規模発電）は、4 件に留まっている。（参考 30）

【参考 30】地熱発電の FIT 認定量と導入量



- 買取価格は、EU 諸国と比較して高い水準となっているが、EU 諸国についても、一部の国を除いて導入量は限定的である。さらに、我が国の地熱ポテンシャルの高い地域は山間部が多いため、海外と比較して、開発コストがかかる傾向にある。価格目標で掲げた FIT からの自立化に向け、いかなる政策措置が必要か検討することが求められる。（参考 31）

【参考 31】地熱発電(30,000kW)の海外の買取価格の推移



注) ドイツ：導入が想定どおりに進んでいないと評価されたため、2012年以降、2015年末までに稼働開始した設備を対象として、ボーナスを内包する形で買取価格を大幅に引き上げ。

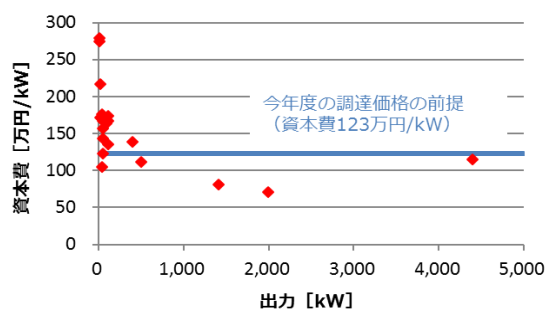
地熱発電の価格目標

当面は、FITに加え、地元理解促進や環境影響評価手続の迅速化等により、大規模案件の開発を円滑化。中長期的には、技術開発等により開発リスク・コストを低減し、FITからの自立化を図る。

(2) 15,000kW未満・15,000kW以上（リプレース区分含む）

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは、15,000kW未満で19件。平均値、中央値ともに156万円/kWであり、想定値(123万円/kW)を上回る。(参考 32) 高額な案件は、それぞれ10.2kWと11kWと19kWの小規模な案件で平均値を引き上げており、この3件を除くと平均値は137万円/kWとなる。また、120kW未満の小規模な案件を除く5件の平均値は、103万円/kWとなる。

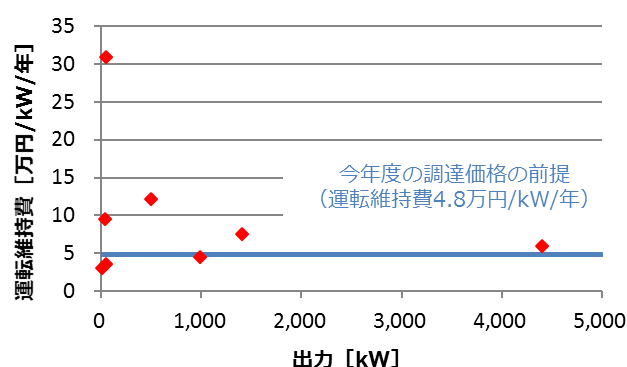
【参考 32】地熱発電（15,000kW未満）の出力と資本費の関係



- 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータは 15,000kW 未満で 8

件。平均値 9.7 万円/kW/年は、想定値（4.8 万円/kW/年）を上回る。（参考 33） 30.9 万円/kW/年の案件が平均値を引き上げており、この案件を除くと平均値 6.6 万円/kW/年、中央値 6.0 万円/kW/年となり、想定値より高い水準となるが、少ないコストデータの中で大規模改修を行った案件が 1 件含まれている。

【参考 33】地熱発電（15,000kW 未満）の出力と運転維持費の関係



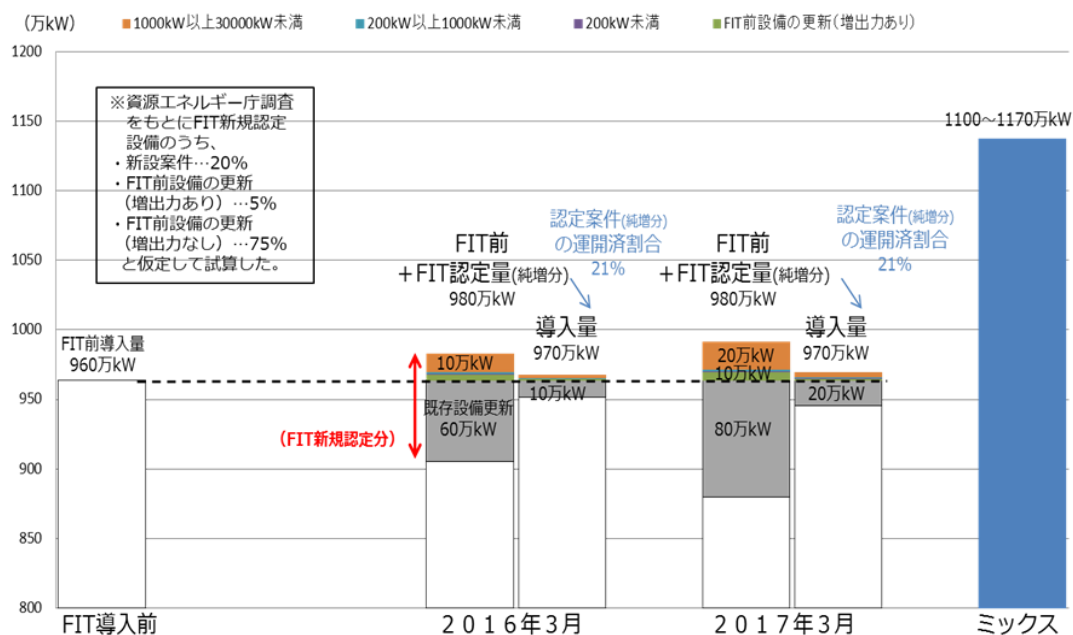
- 15,000kW 未満については、資本費・運転維持費とも、まだ得られているコストデータも少なく、5,000kW 以上についてはコストデータが得られていない。また、これまで 15,000kW 以上の導入事例はない。さらに、現時点では、リプレース案件のコストデータは得られていない。
- このため、引き続きコスト動向を注視する必要があるため、地熱発電のすべての区分について、2020 年度の想定値を据え置くこととした。
- なお、委員会における事業者ヒアリングでは、15,000kW 未満に案件が集中しており、地下資源等に合わせた適切な開発が難しくなっているという指摘があった。適切な区分及び調達価格の設定を含めた検討を行うため、今後、コストデータの収集を進めていく必要がある。

4. 中小水力発電

(1) 現状と価格目標

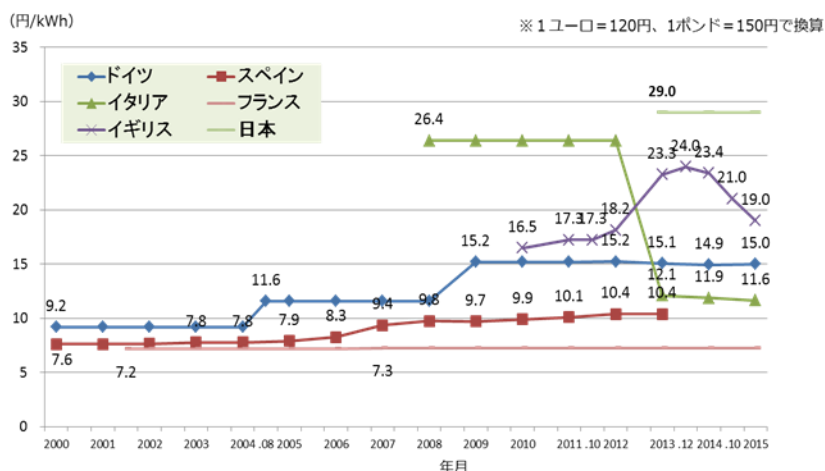
- FIT 制度開始後、認定量は徐々に増加してきているが、初期リスクや建設コスト等の課題から、新規地点の開発が十分進んでいるとは言いがたい状況にある。(参考 34)

【参考 34】 中小水力発電の FIT 認定量と導入量



- 諸外国と比べて全体的に高コストであり、買取価格も高止まっている状況にある。価格目標で掲げた FIT からの自立化に向け、いかなる政策措置が必要か検討することが求められる。(参考 35)

【参考 35】 中小水力(200kW)の海外の買取価格の推移



注) ドイツ : 2004年8月: 500kW以下の小規模水力発電設備を優遇する形で買取価格を引き上げ。
 2009年: 買取期間を30年間から20年間に短縮したために買取価格を引き上げ。
 イタリア: 2013年以降は200kW以下の水力発電を対象としたFIT制度から、10MW以下の設備に単一の買取価格を適用する新たなFIT制度に移行。
 イギリス: 2013年に100~500kWの買取価格の出力区分を新設し、当該区分の買取価格を引き上げ。

中小水力発電の価格目標

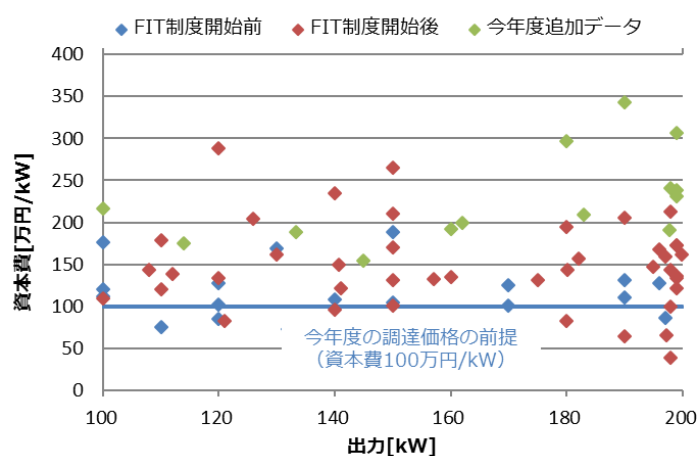
当面はFITに加え、流量調査等によるリスク低減を進め、新規地点開発を促進。新規地点開発後は低コストで発電可能であることも踏まえ、技術開発によるコスト低減等を進め、FITからの中長期的な自立化を図る。

(2) 200kW未満・200kW以上1,000kW未満

① 資本費

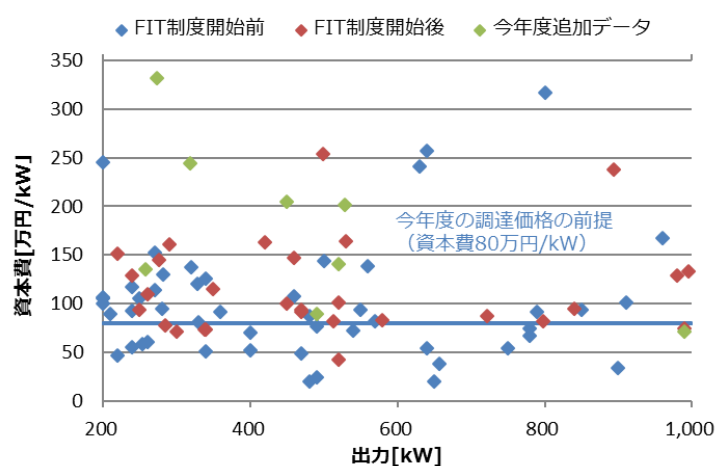
- 資本費については、法令に基づくコストデータの報告は、FIT制度開始後に運転開始した案件に限られるため、中小水力発電については、FIT制度開始前から運転開始している案件が多数存在することから、これらの案件に対して資本費のコストデータの調査を行い、分析対象として加えている。
- 200kW未満についてのコストデータは241件。既存の水路等の活用で低額で実施できている既設導水路活用型に相当する案件を除くと(232件)、平均値304万円/kW、中央値205万円/kW。そのうち補助金案件が多く含まれる100kW未満及び300万円/kW以上の高額案件を除くと平均値151万円/kW、中央値143万円/kWとなり、想定値(100万円/kW)に近い水準となるが、分散が大きい。(参考36)

【参考 36】 中小水力発電（200kW 未満）の資本費と出力の関係



- 200kW 以上 1,000kW 未満のコストデータは 107 件。既存の水路等の活用で低額で実施できている既設導水路活用型に相当する案件を除くと（87 件）、平均値 127 万円/kW、中央値 95 万円/kW。そのうち 300 万円/kW 以上の高額案件を除外すると、平均値 108 万円/kW、中央値 94 万円/kW となり、想定値（80 万円/kW）に近い水準となるが、分散が大きい。（参考 37）

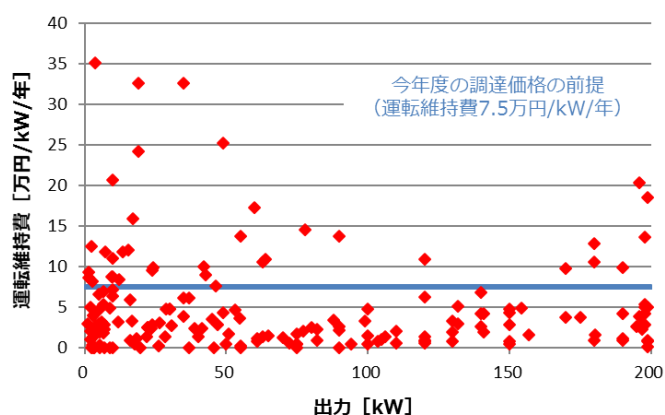
【参考 37】 中小水力発電（200k 以上 1,000kW 未満）の資本費と出力の関係



② 運転維持費

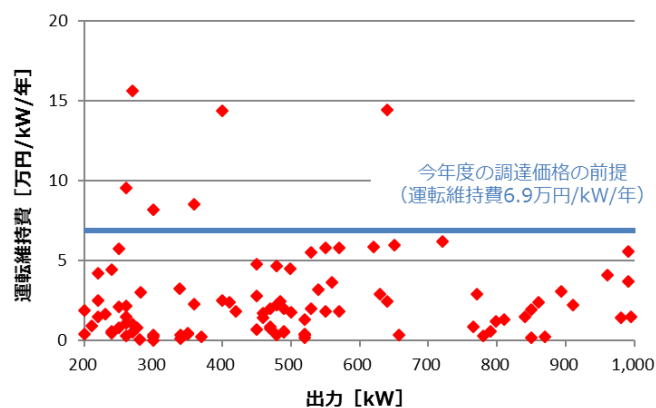
- 200kW 未満のコストデータは 173 件。平均値が 5.4 万円/kW/年、中央値が 2.9 万円/kW/年となり、想定値（7.5 万円/kW/年）を下回るが、分散が大きい。（参考 38）

【参考 38】 中小水力発電（200kW 未満）の運転維持費と出力の関係



- 200kW 以上 1,000kW 未満のコストデータは 95 件。平均値が 2.9 万円/kW/年、中央値が 1.8 万円/kW/年となり、想定値（6.9 万円/kW/年）を下回るが、分散が大きい。（参考 39）

【参考 39】 中小水力発電（200kW 以上 1,000kW 未満）の運転維持費と出力の関係



③ まとめ

- 以上のことから、200kW 未満、200kW 以上 1,000kW 未満の両区分については、資本費・運転維持費とも、案件による分散が大きいことから、まずは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、2020 年度は想定値を据え置くこととした。

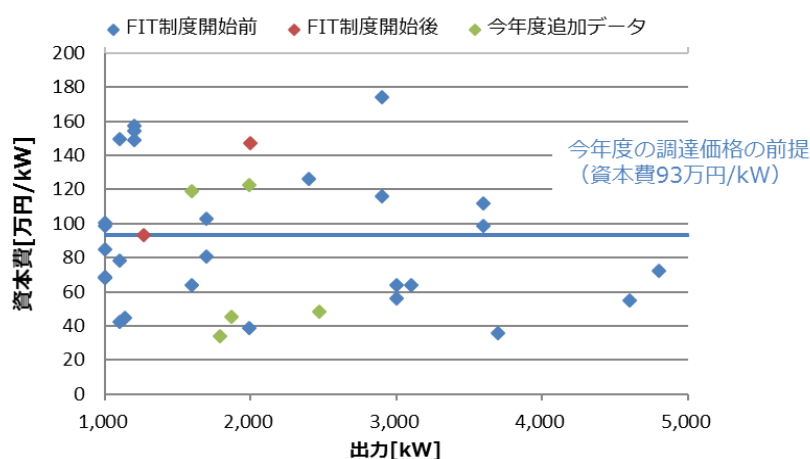
(3) 1,000kW 以上 5,000kW 未満・5,000kW 以上 30,000kW 未満

① 資本費

- 1,000kW 以上 5,000kW 未満についてのコストデータは 53 件。既存の水路等の活用で低額で実施できており、既設導水路活用型に相当する案件を

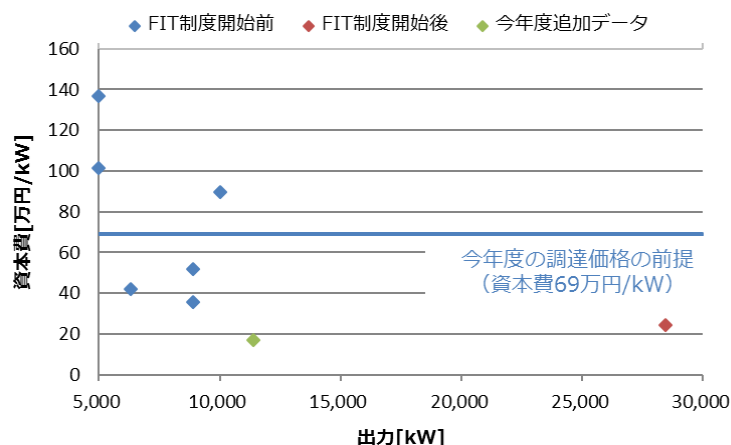
除くと（35 件）、平均値 237 万円/kW、中央値 85 万円/kW。そのうち 300 万円/kW 以上の高額案件を除外すると、平均値 90 万円/kW、中央値 83 万円/kW となり、想定値（93 万円/kW）と同水準となる（参考 40）

【参考 40】 中小水力発電（1,000kW 以上 5,000kW 未満）の資本費と出力の関係



- 5,000kW 以上 30,000kW 未満のコストデータは 22 件。既存の水路等の活用で低額で実施できており、既設導水路活用型に相当する案件を除くと（9 件）、平均値 173 万円/kW、中央値 52 万円/kW。そのうち 300 万円/kW 以上の高額案件を除外すると、平均値 62 万円/kW、中央値 47 万円/kW となり、想定値（69 万円/kW）と同水準となる。（参考 41）

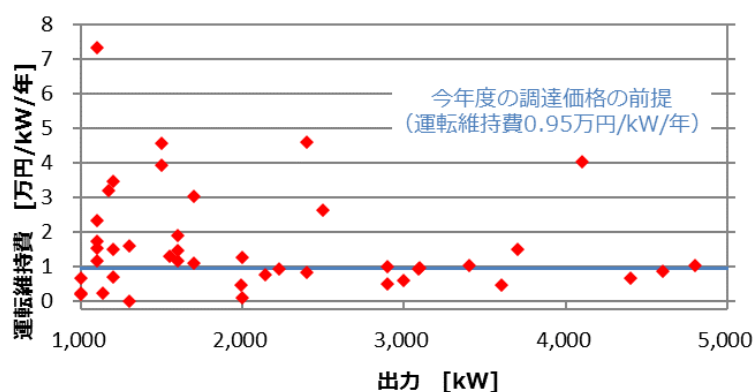
【参考 41】 中小水力発電（5,000kW 以上 30,000kW 未満）の資本費と出力の関係



② 運転維持費

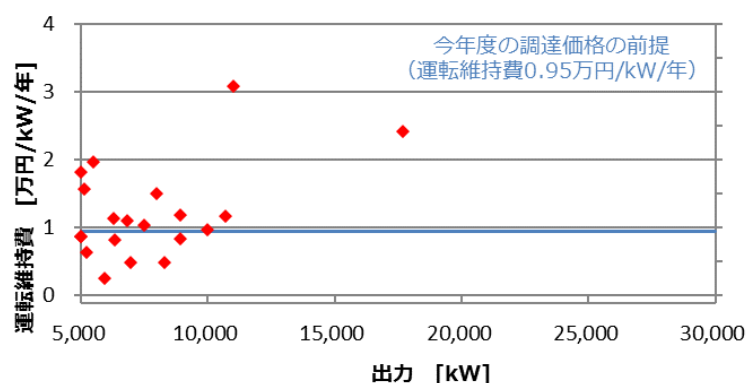
- 1,000kW 以上 5,000kW 未満のコストデータは 43 件。平均値が 1.6 万円/kW/年、中央値が 1.1 万円/kW/年となり、想定値（0.95 万円/kW/年）を上回る。（参考 42）

【参考 42】 中小水力発電（1,000kW 以上 5,000kW 未満）の運転維持費と出力の関係



- 5,000kW 以上 30,000kW 未満のコストデータは 20 件。平均値が 1.2 万円/kW/年、中央値が 1.1 万円/kW/年となり、想定値（0.95 万円/kW/年）を上回る。（参考 43）

【参考 43】 中小水力発電（5,000kW 以上 30,000kW 未満）の運転維持費と出力の関係



③ まとめ

- 以上のことから、1,000kW 以上の各区分については、資本費・運転維持費とも、得られているコストデータが少ないため、引き続きコスト動向を注視する必要がある。したがって、2020 年度は想定値を据え置くこととした。
- なお、FIT 制度開始前より FIT 制度開始後、とりわけ今年度追加されたコストデータは想定値よりも低い。年を経るごとに低くなる傾向にあり、この傾向が継続するものであるか、その動向を注視する必要がある。

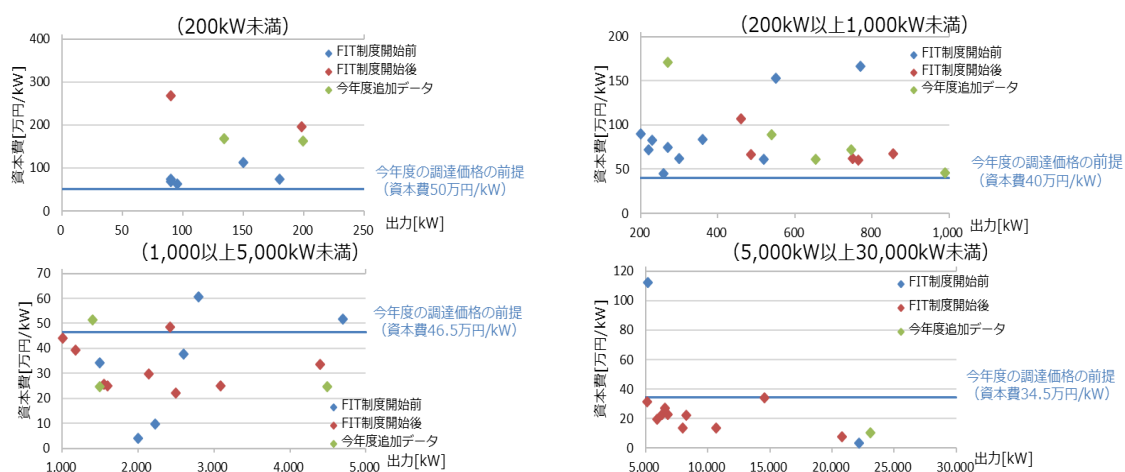
(4) 既設導水路活用型

- 既設導水路活用型の資本費に関するコストデータは以下のとおりであった。

- 200kW 未満のコストデータは 9 件。平均値が 132 万円/kW、中央値が 113 万円/kW となり、想定値（50 万円/kW）を上回る。
- 200kW 以上 1,000kW 未満のコストデータは 20 件。平均値が 85 万円/kW、中央値が 72 万円/kW となり、想定値（40 万円/kW）を上回る。
- 1,000kW 以上 5,000kW 未満のコストデータは 19 件。そのうち 300 万円/kW 以上の高額案件を除くと（18 件）、平均値が 33 万円/kW、中央値が 32 万円/kW となり、想定値（46.5 万円/kW）を下回る。
- 5,000kW 以上 30,000kW 未満のコストデータは 14 件。そのうち 300 万円/kW 以上の高額案件を除くと（13 件）、平均値が 26 万円/kW、中央値が 22 万円/kW となり、想定値（34.5 万円/kW）を下回る。

■ 各区分で、まだ得られている資本費のコストデータが少ないため、引き続きコスト動向を注視する必要がある。したがって、2020 年度は既設導水路活用型のすべての区分で想定値を据え置くこととした。

【参考 44】 中小水力発電（既設導水路活用型）の資本費と出力の関係

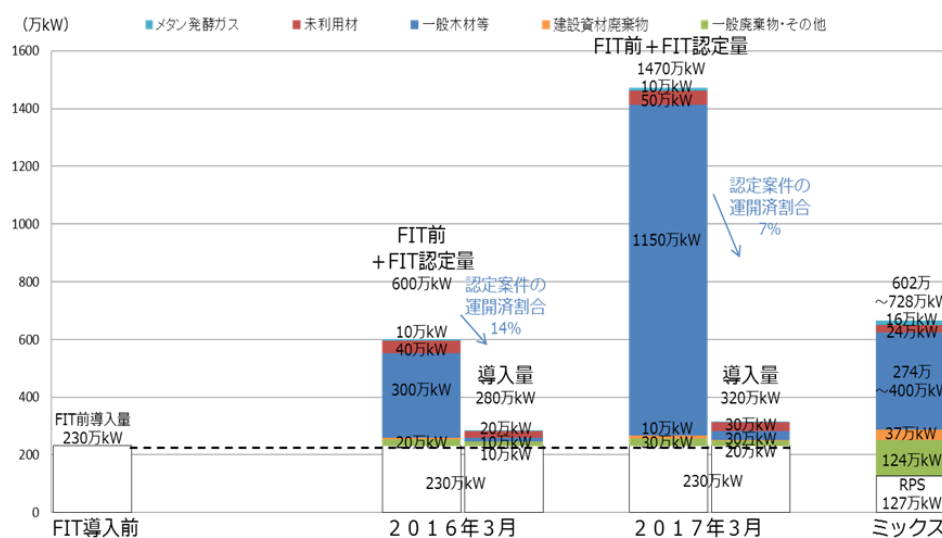


5. バイオマス発電

(1) 現状と価格目標

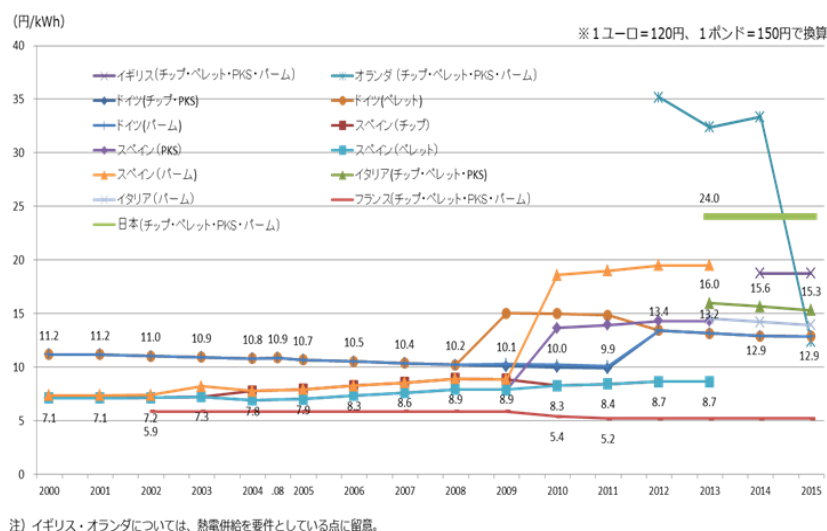
- 直近の1年間で一般木材等バイオマス発電のFIT認定量が急増しており、既にエネルギーミックスで想定した2030年度の導入水準の3倍程度となっている。(Ⅱ. 5. (2) 参照) その他の区分については、導入量は緩やかに増加している。(参考 45)

【参考 45】 バイオマス発電のFIT 認定量と導入量



- また、発電コストについては、諸外国と比べて全体的に高く、買取価格も高止まっている状況にある。(参考 46)

【参考 46】 バイオマス発電（一般木材等（5,000kW））の海外の買取価格の推移



注) イギリス・オランダについては、熱電併給を要件としている点に留意。

バイオマス発電の価格目標

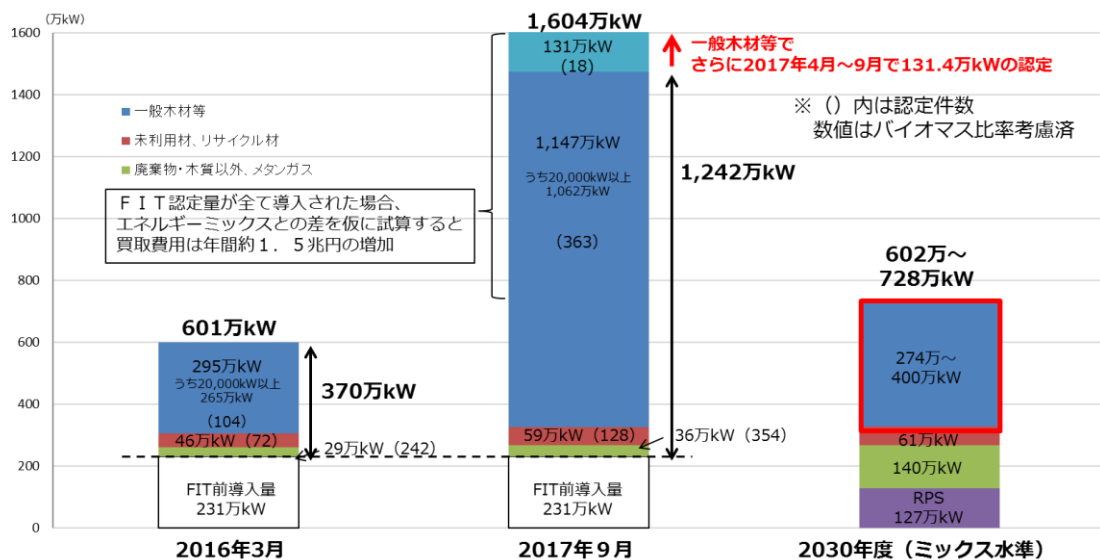
燃料の集材の効率化等の政策と連携を進めながら、FIT からの中長期的な自立化を図る。

(2) FIT 認定量の急増した一般木材等バイオマス発電の取扱い

① 前提

- 2016 年 3 月時点で 370 万 kW であったバイオマス発電設備の FIT 認定量は、2017 年 9 月時点では 1,300 万 kW を超えた。エネルギーミックスにおいて、2030 年度時点のバイオマス発電設備の容量を 602 万～728 万 kW と見通しているところ、既にこの水準に迫る勢いとなっている。とりわけ、一般木材等バイオマス発電の FIT 認定量が急増しており、既にエネルギーミックスで想定した 2030 年度の導入水準の 3 倍程度となっている。(参考 47)

【参考 47】一般木材等バイオマス発電の FIT 認定量の急増



② 調達価格等について

1) 既に決めた調達価格等との関係

- FIT 法第 3 条第 1 項においては、調達価格等は、原則として 1 年ごとに経済産業大臣が定めて告示しなければならないこととされているが、再生可能エネルギーの供給量の状況、再生可能エネルギー発電設備の設置に要する費用、物価その他の経済事情の変動等を勘案し、必要があると認めるときは、半期ごとに、当該半期の開始前に調達価格等を定めること

ができるとされている。

FIT 法第 3 条第 1 項（抜粋）

経済産業大臣は、毎年度、当該年度の開始前に、電気事業者が第十六条第一項の規定により行う再生可能エネルギー電気の調達につき、経済産業省令で定める再生可能エネルギー発電設備の区分、設置の形態及び規模（以下「再生可能エネルギー発電設備の区分等」という。）のうち、次条第一項の規定による指定をしたもの以外のものごとに、当該再生可能エネルギー電気の一キロワット時当たりの価格（以下「調達価格」という。）及びその調達価格による調達に係る期間（以下「調達期間」という。）を定めなければならない。ただし、経済産業大臣は、我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況、再生可能エネルギー発電設備の設置に要する費用、物価その他の経済事情の変動等を勘案し、必要があると認めるときは、半期ごとに、当該半期の開始前に調達価格及び調達期間（以下「調達価格等」という。）を定めることができる。

- また、FIT 法第 3 条第 10 項では、物価その他の経済事情に著しい変動が生じ、又は生ずるおそれがある場合において、特に必要があると認めるときは、調達価格等を改定することができる」とされている。

FIT 法第 3 条第 10 項（抜粋）

経済産業大臣は、物価その他の経済事情に著しい変動が生じ、又は生ずるおそれがある場合において、特に必要があると認めるときは、調達価格等を改定することができる。

- これらについては、FIT 法制定時の国会審議等を踏まえ、
 - 前者は、今後 FIT 認定する案件の調達価格等について、年度当初に想定していなかった急激な状況の変化が生じた場合には、当該年度の途中で下半期の調達価格等を改めて設定することができる旨を定めた規定であり、
 - 後者は、既に FIT 認定を受けた案件の調達価格等について、初期投資を行った事業者にとっては「この期間、この価格で買い取られ続ける」という前提で投資をしているものの、事後的に生じた経済事情の著しい変動（ハイパーインフレーション等）を理由に、調達期間の途中で調達価格等を改定することができる旨を定めた規定である、

と解釈されている。

- これらの FIT 法の規定は、法が定める条件を満たす場合に限って、例外的に一度告示した調達価格等を変更することができるとするものである。言い換えれば、法の定めるこうした条件を満たさない限り、一度告示した調達価格等を変更することはできない。また、法が定める条件に該当するかは厳格に解することが適切である。
- 上記の FIT 法第 3 条第 1 項の解釈によれば、今後 FIT 認定する案件の調達価格等については、再生可能エネルギーの供給量の状況等に当初想定していなかった変化が生じ、必要であると考えられれば、経済産業大臣が定めて告示した調達価格等を改めて設定することが可能である。同様の条件を満たす場合には、FIT 法第 3 条第 2 項においてリードタイムが長い電源について「定めることができる」とされた複数年度の調達価格等についても当てはめることができることを確認した。

FIT 法第 3 条第 2 項（抜粋）

経済産業大臣は、再生可能エネルギー発電設備の区分等ごとの再生可能エネルギー電気の供給の量の状況、再生可能エネルギー電気を発電する事業の状況その他の事情を勘案し、必要があると認めるときは、前項の規定により定める調達価格等のほかに、当該年度の翌年度以降に同項の規定により定めるべき調達価格等を当該年度に併せて定めることができる。

- こうした法の趣旨・解釈に鑑みると、一般木材等バイオマス発電について、既に決めた調達価格等との関係は、以下のとおり考えることが適切である。
- まず、一般的には、経済産業大臣が告示した調達価格等について、
 - 調達価格等を定める際に勘案した「再生可能エネルギー電気の供給の量の状況」からの著しい乖離を生むおそれがある急激な状況変化が生じており、
 - その状況変化がもたらす国民負担への影響が大きい（マクロインパクトが大きい）、といった事情が認められる場合に限って、今後 FIT 認定する案件の調達価格等について、改めて調達価格等を設定することが可能となると考えられる。
- そのうえで、一般木材等バイオマス発電については、2017 年 3 月までに

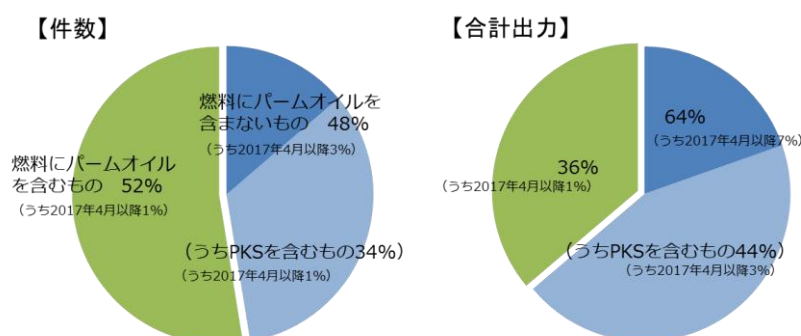
急増した認定量が全て稼働すると仮定した場合、この区分のみで、①電源構成比率は 6.9%となり、2030 年度のエネルギーミックスで想定した 2.4%の 3 倍程度と著しく乖離し、②買取費用は 1.8 兆円となり、2030 年度のエネルギーミックスで想定した 0.6 兆円と比べても、国民負担への影響が大きい（マクロインパクトが大きい）と認められる。

- このため、既に決めた一般木材等バイオマス発電の 2018 年度・2019 年度の調達価格等について、改めて設定すべきである。

2) パーム油等のバイオマス液体燃料の取扱い

- 急増している一般木材等バイオマスの FIT 認定量のうち、相当数がパーム油等のバイオマス液体燃料を利用するものである。具体的には、2017 年 9 月末までに認定した一般木材等バイオマスの案件（バイオマス比率 90%以上のものに限る。）のうち、件数ベースで約 5 割、出力ベースで約 4 割が燃料にパーム油を含む案件となっている。（参考 48）

【参考 48】 パーム油等のバイオマス液体燃料の FIT 認定量の急増



- こうした液体燃料を利用した発電はディーゼルエンジン発電であり、一般木材等バイオマス発電として通常想定されている固体燃料（木材や PKS）を利用した蒸気タービン発電とは発電方式が異なる。そのうえで、今年度の委員会における事業者ヒアリングや定期報告データ等を踏まえると、固体燃料を利用する一般木材等バイオマス発電と比べて、資本費は低く、燃料費は高いというコスト構造の大きな違いがあることが分かった。（参考 49）

【参考 49】 パーム油等のバイオマス液体燃料のコスト構造（定期報告データ）

	実績値	貿易統計からの推計値	想定値
チップ	765円/GJ	1,913円/GJ(※)	750円/GJ (チップを想定)
ペレット	1,209円/GJ	1,063円/GJ	
PKS	794円/GJ	703円/GJ	
パーム油	2,417円/GJ	2,295円/GJ	

注：貿易統計からの推計値は燃料用途以外も含んでいる。

※チップについては、定期報告データからは輸入チップを燃料として利用している事業者を確認できなかったことから、輸入材の主用途は製紙用等と考えられる。

- バイオマス発電の区分は、コスト構造が類似していると思われるものごとにグループ分けをして設定されていることを踏まえると。パーム油等のバイオマス液体燃料については、現在の一般木材等バイオマス発電の区分とは別の区分を設定すべきである。
- なお、バイオマス液体燃料については、パーム油以外のバイオマス油脂や油脂以外の燃料（エタノール等）が存在している。こうした燃料については、現時点では導入事例が確認できないが、今後技術革新等により導入が進む可能性がある。導入が進んだ場合、液体燃料であることからコスト構造は他のバイオマス液体燃料に類似し、代替可能な他のバイオマス液体燃料と市況が連動する可能性があるため、委員会における委員の指摘も踏まえ、パーム油等のバイオマス油脂も含めたすべてのバイオマス液体燃料を「バイオマス液体燃料区分」として一体的に取り扱うこととした。そのうえで、これまで想定していなかったバイオマス燃料を用いて事業を実施する場合、当該案件がどの区分に該当するかについては、委員からの指摘を踏まえつつ、次のように整理することとした。
 - 来年度以降に新規認定する「バイオマス液体燃料区分」は、これまでに委員会で議論したパーム油を利用するものに限ることとし、パーム油以外の燃料を利用するものについては、委員会においてその都度コスト動向を踏まえた適切な区分について議論することとする。
 - 今年度までの認定案件でパーム油以外の燃料を利用するものについては、引き続き FIT 制度の支援対象とする。

3) 入札制導入の可否

- 再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立を図るため、改正 FIT 法では、調達価格を定める電源区分等のうち、入札により

国民負担の軽減につながると認められる区分等については、入札対象電源として指定することができるとされている。

FIT 法第 4 条第 1 項（抜粋）

経済産業大臣は、供給することができる再生可能エネルギー電気の一キロワット時当たりの価格（以下「供給価格」という。）の額についての入札により第九条第三項の認定を受けることができる者を決定することが、再生可能エネルギー電気の利用に伴う電気の使用者の負担の軽減を図る上で有効であると認めるときは、次条から第八条までの規定による手続を実施する再生可能エネルギー発電設備の区分等を指定することができる。

入札対象の検討に当たっては、昨年度事業用太陽光を入札対象電源とした際と同様に、同区分が他電源と比べて、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検討した上で、十分な競争環境が整っているかどうかを検討することが必要である。（再掲）

- 一般木材等バイオマス発電については、以下の状況が認められる。
 - 直近で認定量が急増し、2017 年 3 月末時点の認定量は 1,147 万 kW に及んでおり、また、同年 4 月から 9 月までの認定量は 131 万 kW となっていることから、十分な FIT 対象認定件数を有する。
 - 我が国のバイオマス発電の調達価格は他国よりも高く、他国はより低コストで事業が実施できていることを踏まえると、コスト低下のポテンシャルが見込まれる。
- 現時点では、導入量は 50 万 kW 程度であるものの、その他の要素が十分に満たされていることから、同区分については既に十分な競争環境が整っていると認められるため、2018 年度から入札制に移行することとした。
- また、その入札対象規模については、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検討したうえで、競争状況を勘案して決定することとした。

（一般木材等バイオマス（バイオマス液体燃料以外）について）

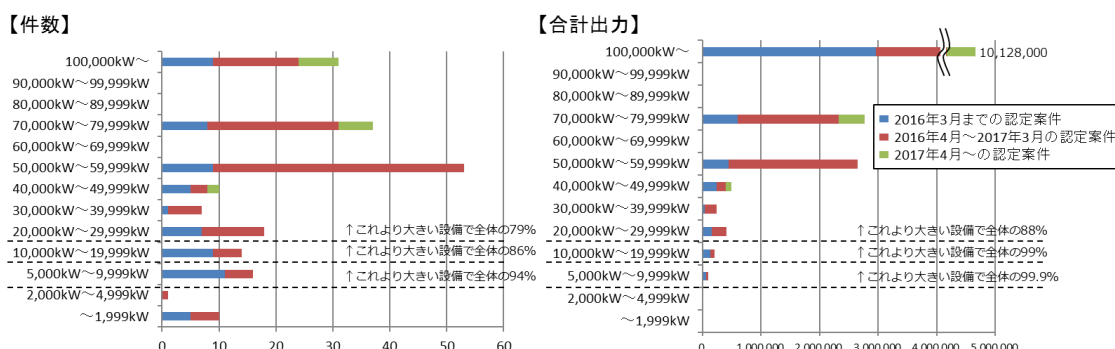
- 一般木材等バイオマス（バイオマス液体燃料以外）については、以下の状況が認められる。

- 5,000kW 以上で FIT 認定件数・合計出力が十分な FIT 対象認定件数を有する (5,000kW 以上の FIT 認定案件は、件数ベースで全体の 94%・出力ベースで全体の 99.9%) (参考 50)。
- 20,000kW 以上は、昨年度の委員会で整理したとおり発電効率が高く、よりコスト低下のポテンシャルが見込まれる。

■ また、バイオマス発電については、エネルギー基本計画においても掲げているとおり、「我が国の貴重な森林を整備し、林業を活性化する役割を担うことに加え、地域分散型のエネルギー源としての役割を果たす」ことが期待されていることから、入札対象規模の設定に当たっても地域分散型エネルギー源となりうる比較的小規模な案件に配慮する必要がある。

■ 以上を踏まえ、一般木材等バイオマス（バイオマス液体燃料以外）については、10,000kW（バイオマス比率考慮前）以上の案件を入札制に移行することとした。

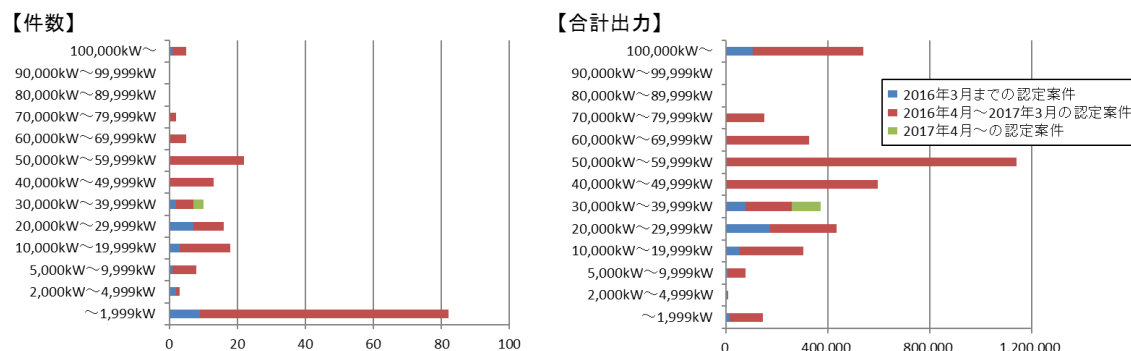
【参考 50】一般木材等バイオマス（バイオマス液体燃料を除く。）の規模別 FIT 認定量



(バイオマス液体燃料について)

- バイオマス液体燃料については、FIT 認定件数及び合計出力を踏まえ、
- 合計出力の観点から分析すると、とりわけ 50,000kW 程度の FIT 認定案件が多く存在するものの、
 - 2,000kW 未満の比較的小規模な案件でも 80 件程度の FIT 認定件数を有しているため、
- 規模に関わらず競争環境が成立しているため、全規模で入札制に移行することとした。(参考 51)

【参考 51】 バイオマス液体燃料の規模別 FIT 認定量



- なお、入札対象規模の出力規模で一般木材等バイオマスとその他のバイオマス区分の燃料を混焼して事業を実施する場合は、その他のバイオマス区分の燃料を主燃料とする場合も含め、一般木材等バイオマス相当分の出力についてのみ入札の対象とし、調達価格は、①一般木材等バイオマスについては入札により決定された調達価格、②その他のバイオマス区分についてはそれぞれの区分の調達価格をそれぞれの燃料比率で按分した額とすることとした。

4) 既設の火力発電所を利用・改修して行うバイオマス発電の取扱い

- これまでの委員会における議論では、木質等バイオマス発電については、バイオマス発電所の新設時の資本費を前提として買取価格・買取期間を算定してきたことから、既設の火力発電設備を利用・改修して行うバイオマス発電事業（例：既設石炭火力発電設備の部分改修による石炭混焼バイオマス発電等）は、新設の場合に比べて明らかに新規投資コストが小さいことを踏まえ、FIT 制度による買取りの対象外されていることを改めて確認した。
- 一方で、既存設備の有効活用の観点からは、より柔軟な運用を行うことも検討し得るが、特徴的なコスト構造（7割が燃料費）の下で、将来的な FIT 制度からの自立化に向けた道筋を描けていない中、バイオマス発電事業の認定量が想定を超えた水準に急増しているという状況を踏まえれば、現時点においては、部分改修によるバイオマス発電への転換を新たな買取区分を設けて国民負担で支える、という判断をできる状況にない。
- このため、「新設のみを買取対象とする」という前提の下、「新設」の定義・範囲をある程度柔軟に考え、既存設備の有効活用のため新設に相当するほどの大規模な更新・改修を行う案件については、「新設」案件と

して買取対象とするべきである。

■ 具体的には、

- ① 使用する燃料を液体燃料から固形燃料に改め、
 - ② バイオマス専焼（バイオマス比率 90%以上）へ転換するものであり、
 - ③ 主要な電気設備（タービン・発電機）を全更新する、
- という要素を全て満たすものであれば、新設と同等の投資とみなすことができると考えられる。

③ 調達価格等以外について

1) 燃料の安定調達の確保

- 改正 FIT 法においては、バイオマスを安定的に調達することが見込まれることが認定要件に追加されており、燃料の安定調達が確保されていることを適切に確認することが重要である。

FIT 法施行規則第 5 条第 1 項（抜粋）

法第九条第三項第一号の経済産業省令で定める基準は、次のとおりとする。

（略）

十一 当該認定の申請に係る発電がバイオマス発電設備を用いて行われるものであるときは、次に掲げる基準に適合するものであること。

イ 当該発電に係るバイオマス比率を毎月一回以上定期的に算定し、かつ、当該バイオマス比率及びその算定根拠を帳簿に記載すること。

ロ 当該発電に利用するバイオマスと同じ種類のバイオマスを利用して事業を営む者による当該バイオマスの調達に著しい影響を及ぼすおそれがない方法で発電すること。

ハ 当該認定の申請に係る発電に利用するバイオマスを安定的に調達することが見込まれること。【FIT 法改正に併せて追加】

（略）

- 本年度の委員会におけるバイオマス発電事業者へのヒアリングでは、一般木材等バイオマス発電の案件については燃料調達が難しくなっており、FIT 認定取得済案件のうち 2 割程度しか実際に導入されないとい

た指摘があった。こうした指摘を踏まえると、認定量の急増が燃料の安定調達・持続可能性（合法性を含む、以下同じ）に与える影響が大きいと考えられる。

- 一般木材等バイオマス発電については、認定量の急増が燃料の安定調達・持続可能性に影響を与えていることから、認定基準を充足しているか確認する方法を見直す必要がある。
- 具体的には、認定量が急増する中でも安定調達を確保するためには、輸入材について、国内商社等との安定調達契約書等だけではなく、現地燃料調達者等との安定調達契約書等を確認すべきである。また、木質バイオマスについて、持続可能性を引き続き確認するとともに、認定案件のうち、パーム油の案件が相当数存在することを踏まえ、パーム油等のバイオマス液体燃料の持続可能性についても RSPO などの第三者認証によって確認すべきである。（参考 52）

【参考 52】燃料の安定調達の確保に関する今後の対応

	木質バイオマス		農作物の収穫に伴って生じるバイオマス	
	国内材	輸入材	固体(PKSなど)	液体(パーム油など)
安定調達 (量)	加工事業者との 安定調達契約書 事業者へのヒアリング	国内商社等との安定調達契約書等だけではなく、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はどうか。		
持続可能性 (合法性を含む)	森林法	森林認証とCoC認証 (FSC認証など)	—	RSPOなどの第三者認証を求めようか。

- その際、バイオマス液体燃料の第三者認証については、より実効的に燃料の持続可能性を確認する観点から、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ることが必要である。
- 以上については、既認定案件も含め、使用される燃料がこうした持続可能性を満たしているかについて、事業者に対して報告を行うことを求め、燃料の持続可能性が確保されているか確認を行う必要がある。その際、既に事業計画策定ガイドラインにおいて、安定的に調達可能な燃料の調達ルートを検討を行うこと、およびパーム油等には RSPO を参考として持続可能な燃料使用に努めることが求められていること等を考慮すると、既認定案件については、施行日より 1 年間に限って経過措置（猶予）期間を設けることが適切と考えられる。

事業計画策定ガイドライン（バイオマス発電）

第2章第1節3. ⑤（抜粋）

⑤ 農産物の収穫に伴って生じるバイオマスの場合には、流通経路が確認できること（トレーサビリティがあること）。また、持続可能な燃料使用に努めること。

【解説】

⑤について、国外から燃料調達を行うバイオマス発電事業者は、国内の燃料調達事業者だけに留まらず、原産国の搾油工場等まで遡って燃料安定調達協定等が確認できること。また、当該燃料安定調達協定等の締結においては、燃料利用の持続可能性担保についても考慮するとともに、燃料調達プロセスにおいて、トレーサビリティの確保とともに当該バイオマスが食用に供さないことの証明ができるよう考慮すること。なお、持続可能性担保については下記の取組を参考とすることができる。

（参考）RSPO（「持続可能なパーム油のための円卓会議」）

WWFをはじめとした環境関係団体が設立した非営利組織。世界各地で行なわれているパーム油の生産が、熱帯林の保全やそこに生息する生物の多様性、森林に依存する人々の暮らしに悪影響を及ぼさないよう持続可能なパーム油の生産と利用を促進することを目的としている。

- なお、バイオマス液体燃料を中心に、既に認定された案件数に照らすと、使用される燃料の安定調達・持続可能性を確保できないおそれや食用を含む他用途での利用者への悪影響のおそれについて、複数の委員から指摘があった。まずは来年度の入札結果を注視し、その動向を見極めることが重要であるが、入札の実施と並行して、気候変動の観点も含めて、関係省庁と連携し、実態調査を行いつつ、使用されている燃料の安定調達・持続可能性や他用途での利用者へ著しい影響を及ぼさないという条件を満たしているかを確認するための適切な方法を検討していくことが必要である。

2) 未稼働案件の防止

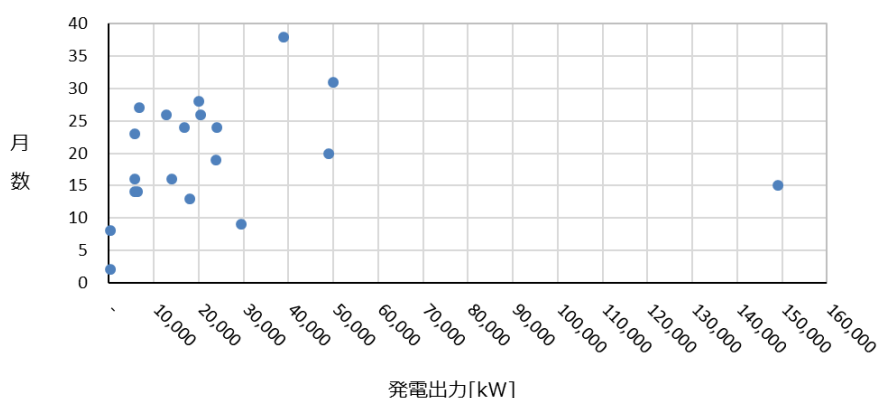
- 一般木材等バイオマス発電については、20,000kW 以上のものを対象に2017年10月に買取価格を24円から21円に引き下げたところであり、今後もより一層買取価格が低減する可能性があることから、国民負担の抑制の観点から未稼働案件を防止していくことが重要である。したがって、一般木材等バイオマス発電についても、太陽光発電での対応例を参

考に、運転開始期限等の設定を行うこととした。

(既認定案件について)

- 既認定案件については、認定時に設備の基本設計書等によって「発電設備の決定」を確認している。これまでは、認定後のファイナンスの確定を経て、設備の発注等による詳細設計書等の最終確定までの期間が短かったため、認定時の確認のみによって「発電設備の決定」とみなしても、短期間（約3年間）での運転開始が達成できていた。これまでに運転開始した一般木材等バイオマス発電の案件について、認定日から運転開始までの期間を調査したところ、1件（38ヶ月）を除いて、3年以内での運転開始が実現できている。（参考53）

【参考53】一般木材等バイオマス発電について FIT 認定から運転開始までに要する月数



- しかし、認定量が増加したことで発電設備の需要が急増したため、設備の発注が遅れる傾向があることが今年度の委員会における事業者ヒアリングを通して分かった。
- このことを踏まえ、今後は、太陽光発電の例を参考に、認定後に報告徴収を行い、認定日から一定期間内に設備の発注等が行われていることを確認することで、「発電設備の決定」を重ねて求め、未稼働案件を防止することとした。この際、委員会における事業者ヒアリングを踏まえて、設備発注期限は認定日から2年（ただし、環境アセスメント等の合理的な期間を除く。）とした。

(新規認定案件について)

- 新規認定案件については、未稼働案件を防止するため、太陽光発電と同様に、予め運転開始期限を設けることとした。この際、過去の実績や前回の委員会における事業者ヒアリング等を踏まえた認定取得後の工事

や手続等に通常要する時間を考慮すると、運転開始期限は認定日から4年とした。なお、新規認定案件については、運転開始期限の設定によって、事実上一定期間内に設備の発注等を行う必要が生じることから、未稼働案件の防止が担保されるため、設備発注期限を設ける必要はないと考えられる。

3) バイオマス発電事業継続の確認

- FIT 制度で支援するバイオマス発電所が調達期間終了後に石炭火力発電所等に転換してしまうことは、再生可能エネルギーの導入拡大を目的としたFIT制度の趣旨に沿わないことから、調達期間終了後にもバイオマス発電事業を継続していくことが重要である。
- 事業計画策定ガイドラインの解説において、「FIT 法に基づく特別な措置により、国民負担をもって導入されたバイオマス発電設備についてはFIT 法に基づく調達期間終了後も継続的な事業の実施が期待されている」と記載している趣旨を明文化し、調達期間終了後にもバイオマス燃料を安定的に調達しバイオマス発電事業を継続することについて、認定時に確認を行うこととした。

事業計画策定ガイドライン（バイオマス発電）

第2章第3節5.（抜粋）

FIT 法に基づく調達期間終了後も、適宜設備を更新することで、事業を継続するように努めること。

【解説】

FIT 法に基づく特別な措置により、国民負担をもって導入されたバイオマス発電設備についてはFIT 法に基づく調達期間終了後も継続的な事業の実施が期待されている。すなわち、当該発電設備が適切に運転されれば、調達期間中に投資回収できるだけでなく、十分な利益が生じる制度設計となっており、調達期間終了時点においては、十分低いコストで発電ができることが想定されるため、当該発電設備により可能な限り発電を継続することが望ましい。また、当該発電設備による発電を終了した後においても、土地造成や系統接続等のためのコストをかけずに低コストでバイオマス発電事業を実施することが想定され、発電設備の更新によりバイオマス発電事業を継続することが求められる。

(3) 木質等バイオマス発電

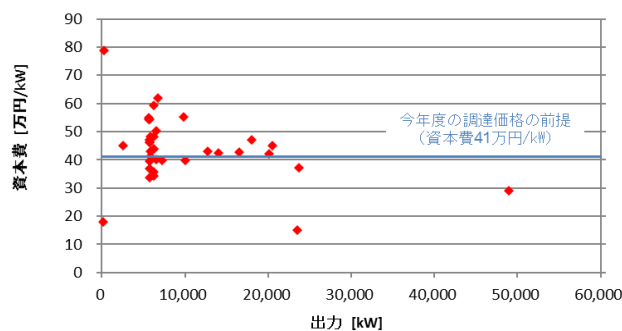
- 木質等バイオマス（未利用材、一般木材等、建設資材廃棄物の各区分をまとめた総称）については、各区分の資本費・運転維持費について共通の想定値を置いている箇所がある。そこで、例年同様、共通の想定値を置いている区分については一体としてコストデータの検証を行うこととした。
- また、一般木材等バイオマスについては、来年度から一般木材等（バイオマス液体燃料以外）区分の 10,000kW 以上とバイオマス液体燃料区分の全規模を入札制に移行するため、入札制に移行しない一般木材等（バイオマス燃料以外）区分の 10,000kW 未満の調達価格を決定する必要がある。
- その際、昨年度の委員会では、バイオマス発電については期間を 3 年間の複数年度価格を設定することが妥当であるとされたが、他方で、一般木材等バイオマスについては、一部が来年度より入札制に移行するため、2019・2020 年度の調達価格等については、その入札制の結果を踏まえて検討を行う必要がある。したがって、今年度の委員会では、2019・2020 年度の一般木材等バイオマス発電については調達価格等を決めないこととした。
- 以上を踏まえると、ここでは、一般木材等（バイオマス液体燃料以外）区分の 10,000kW 未満の来年度の想定値、および未利用材、建設資材廃棄物の両区分の 2020 年度の想定値を検討することとなる。

① 資本費

- FIT 制度開始以降得られた資本費のコストデータ（2,000kW 未満未利用材及び建築資材廃棄物を除く）は 38 件。パーム油を燃料とする 1 件を除いた平均値は 44.1 万円/kW、中央値 43.7 万円/kW となり、想定値（41 万円/kW）とほぼ同水準となる。（参考 54）
- 2,000kW 未満の未利用材の資本費のコストデータは 4 件で、平均値 142.1 万円/kW、中央値 89.6 万円/kW と想定値（62 万円/kW）を上回る。また、建築資材廃棄物についても、資本費のコストデータは 2 件。平均値 50 万円/kW で想定値（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、来年度の一般木材等（バイオマス液体燃料以外）の

10,000kW 未満の想定値および 2020 年度のその他の各区分の想定値は据え置くこととした。

【参考 54】木質等バイオマス発電の出力と資本費の関係

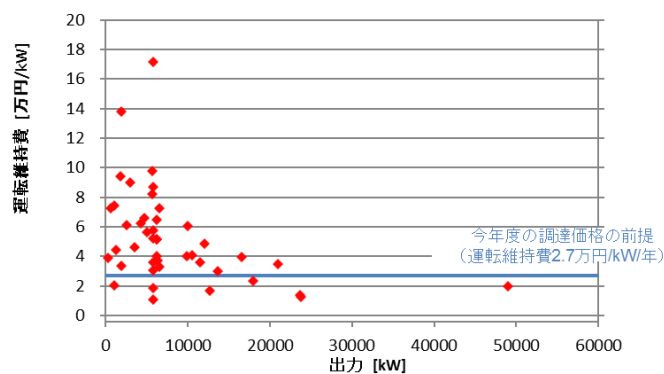


(2,000kW未満未利用材及び建築資材廃棄物を除く)

② 運転維持費

- FIT 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータ (2,000kW 未満未利用材を除く) は 44 件。平均値 5.3 万円/kW/年、中央値 4.5 万円/kW/年となり想定値 (2.7 万円/kW/年) を上回る。(参考 55)
- 2,000kW 未満の未利用材の運転維持費のコストデータは 6 件で、平均値 13.0 万円/kW、中央値 8.2 万円/kW と想定値 (6.4 万円/kW) を上回る。
- 以上については、2,000kW 未満未利用材とそれ以外の双方で、大規模な改修をした案件 (導入した発電設備と調達したチップの性状が合わず、大規模な改修をした案件など) が、全体の値を引き上げているものと考えられる。したがって、来年度の一般木材等 (バイオマス液体燃料以外) 区分の 10,000kW 未満の想定値および 2020 年度のその他の各区分の想定値は据え置くこととした。

【参考 55】木質等バイオマス発電の出力と運転維持費の関係



(2,000kW未満未利用材を除く)

③ 燃料費

- 木質等バイオマス発電は、燃料費がコスト構造の中で大きな割合を占める。ペレット、チップ等、燃料種により、カロリー量が異なることから、カロリーベースでの費用を検証した。また、逆有償や、長期取引により極端に低額な案件、少量で極端に高額な案件は対象から除外した。
- FIT 制度開始以降得られたコストデータでは、燃料費は、未利用材で 977 円/GJ (48 件)、うち 2000kW 未満では、777 円/GJ (5 件)、一般木材で 721 円/GJ (69 件)、建設資材廃棄物は 324 円/GJ (35 件) であった。(参考 56)
- 想定値 (未利用木材：1200 円/GJ、一般木材：750 円/GJ、建設資材廃棄物：200 円/GJ) と比較すると、未利用材と一般木材等は想定値を下回っている一方、建設資材廃棄物は想定値を上回っている。
- こうした中で、燃料費については、一般木材等バイオマス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ことも踏まえ、来年度の一般木材等 (バイオマス液体燃料以外) 区分の想定値および 2020 年度のその他の各区分の想定値は据え置くこととした。

【参考 56】 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	977円/GJ(48件) (うち2000kW未満:777円/GJ(5件))	1200円/GJ (うち2000kW未満:900円/GJ)
一般木材等	721円/GJ(69件)	750円/GJ
建設資材廃棄物	324円/GJ(35件)	200円/GJ

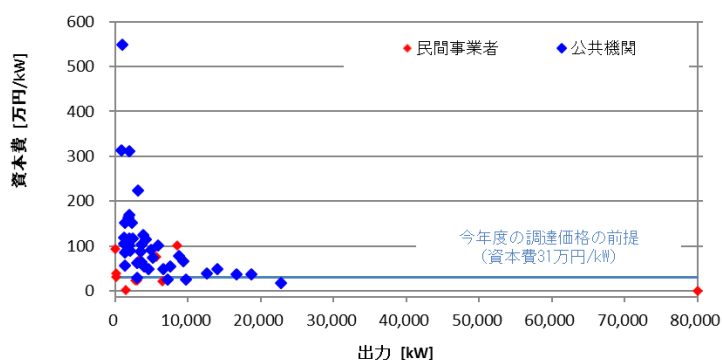
(4) 一般廃棄物その他バイオマス発電

① 資本費

- FIT 制度開始以降得られた資本費のコストデータは 53 件。平均値 94.0 万円/kW、中央値 75.3 万円/kW となり、想定値 (31 万円/kW) を上回る。(参考 57)

- 現在の調達価格の前提は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえ、大規模な設備を想定しているため、6,000kW以上の設備（15件）をみると、平均値 44.7 万円/kW、中央値 38.1 万円/kW となり、想定値に近い水準となる。

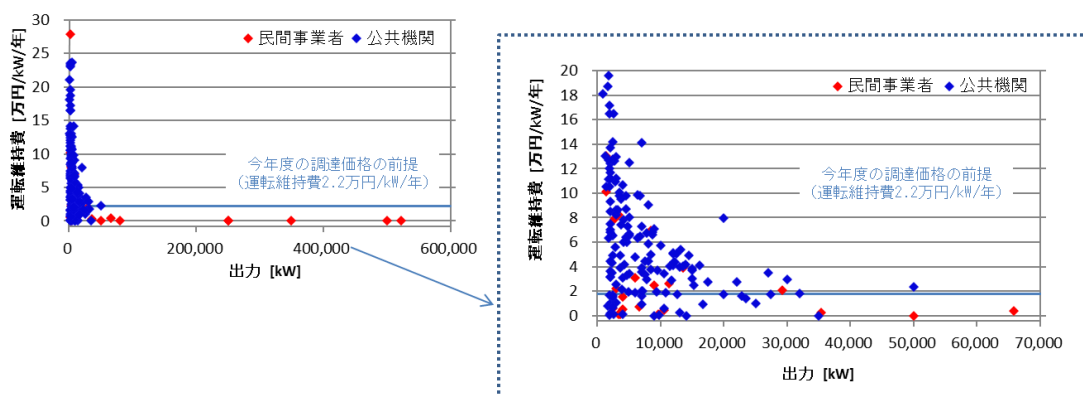
【参考 57】 廃棄物系バイオマス発電の出力と資本費の関係



② 運転維持費

- FIT 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータは 181 件。平均値 5.9 万円/kW/年、中央値 4.3 万円/kW/年となり、想定値（2.2 万円/kW/年）を上回る。（参考 58）
- 現在の調達価格の前提は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえ、大規模な設備を想定しているため、6,000kW以上の設備（86件）をみると、平均値 3.3 万円/kW/年、中央値 3.0 万円/kW/年となり、想定値に近い水準となる。

【参考 58】 廃棄物系バイオマス発電の出力と運転維持費の関係



③ まとめ

- 資本費・運転維持費ともに案件の分散が非常に大きいことから、まずは

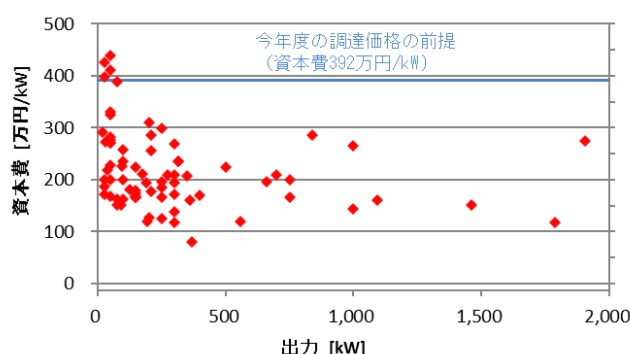
現行の想定値の範囲で効率的な地点・案件を推進しながら導入を進めていくという観点から、2020 年度は想定値を据え置くこととした。

(5) メタン発酵バイオガス発電

① 資本費

- FIT 制度開始以降得られた資本費のコストデータは 75 件。その平均値は 166.0 万円/kW、中央値は 138.4 万円/kW であった。そのうち 38 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（100 万円/kW。新設案件のコストデータより。）を有効利用したケースであった。この点を勘案し、実質的な資本費は、全体で平均値は 217.3 万円/kW、中央値は 199.2 万円/kW となるが、想定値（392 万円/kW）を下回った。（参考 59）
- 現在の調達価格の前提は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえ、小規模な設備（50kW 程度）を想定しているため、50kW 未満の設備を見ると、平均値 270.6 万円/kW、中央値 270.4 万円/kW となる。
- 既導入設備は、立地条件上、通常必要な設備（消化液処理設備、脱臭設備等）が不要となっているケースが多い。今後必要となる費用が増加する可能性も含めつつ、その実態を検証する必要がある。そのうえで、現時点ではその実態について十分なデータが収集できていないため、2020 年度は想定値を据え置くこととした。

【参考 59】メタン発酵バイオガス発電の出力と実質的な資本費の関係

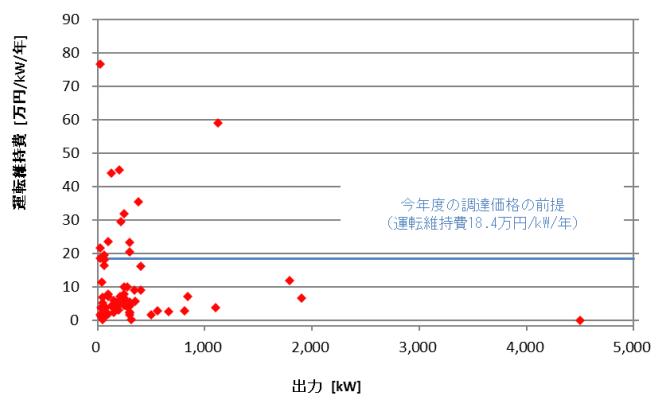


② 運転維持費

- FIT 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータ 71 件。平均値は 10.8 万円/kW/年、中央値は 5.7 万円/kW/年であり、想定値（18.4 万円/kW/年）を下回る。（参考 60）

- 他方で、導入間もない案件が多いため、現時点においては、修繕・点検等の発生が少ない可能性も考えられることから、2020年度は想定値を据え置くこととした。

【参考 60】メタン発酵バイオガス発電の出力と運転維持費の関係



(6) 利潤配慮期間終了後の IRR の取扱い

- FIT 制度上、集中的に再生可能エネルギー電気の利用の拡大を図るため、FIT法の施行の日から起算して3年間の利潤配慮期間が設けられていた。
- 2015 年 6 月末をもって上記の法律に基づく利潤配慮期間は終了したが、以降の太陽光発電以外の調達価格等の決定に当たっては、十分に導入が進んでいないことから、「供給量勘案上乗せ措置」として1～2%の IRR 上乗せを維持したうえで、今後どれだけ継続するかについては、今後の導入量、FIT 認定量等の推移を注視することとされている。
- バイオマス発電については、一般木材等バイオマス区分全体では FIT 認定量が急増していることから、バイオマス発電全体で FIT 認定量が急増していると考えて、この措置を廃止するという考え方もある。他方で、一般木材等バイオマス（バイオマス液体燃料以外）の 10,000kW 未満やメタン発酵ガス・未利用材・建設資材廃棄物・一般廃棄物その他バイオマスの各区分については、認定量の急増は見られないことから、引き続き「供給量勘案上乗せ措置」を継続することとし、今後の導入量や FIT 認定量等の推移を良く注視することとした。

Ⅲ. 調達価格、調達期間に関する結論

以上を踏まえ、平成 30 年度以降の調達価格、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。

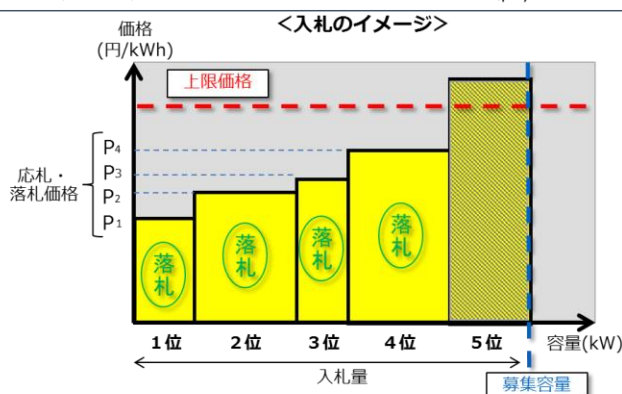
IV. 入札制度

1. 今年度の入札結果

- 昨年度の委員会において、初年度（2017 年度）及び次年度（2018 年度）については試行的期間として位置付け、2017 年度に第 1 回、2018 年度に第 2 回・第 3 回（2 年間で合計 3 回）を実施すること、2017 年度・2018 年度の本委員会にて入札結果を検証し、必要に応じて実施内容の見直しを行うこととした。
- こうした前提の下、今年度より、2,000kW 以上の太陽光については入札制に移行し、日本初の FIT 制度における入札を実施した。（参考 61）

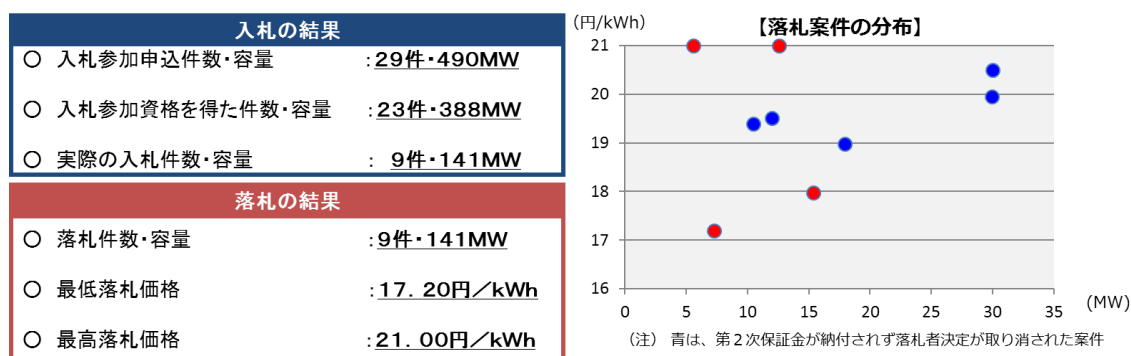
【参考 61】事業用太陽光の入札の概要

- 実施時期：第 1 回～第 3 回は、試行的期間として、2017 年度及び 2018 年度に合計 3 回実施。
- 入札対象：第 1 回～第 3 回は 2,000kW 以上の事業用太陽光発電。
- 入札量：第 1 回～第 3 回で合計 1～1.5GW。第 1 回は、500MW。
- 上限価格：第 1 回は 21 円/kWh。第 2 回・第 3 回は第 1 回の結果を検証して設定。
- 落札者の調達価格等：第 1 回～第 3 回においては応札額を調達価格として採用（pay as bid 方式）。調達期間は 20 年間。



- 入札の結果、上限価格 21 円に対して、最低落札価格は 17 円台であった。入札量（募集容量）500MW に対して、入札参加申込容量は 490MW であったものの、入札前に辞退する事業者が多く、最終的な落札容量は 141MW となった。その後、第 2 次保証金を納付した案件は 4 件・41MW となった（第 2 次保証金の納付が無かった 5 件・100MW は、落札者決定が取り消された）。（参考 62）

【参考 62】今年度の入札結果



- 他方で、委員会において事業者団体にヒアリングを行ったところ、応札しなかった事業者も含め、90%以上が開発継続の意欲があることが明らかとなった。
- また、入札に参加しなかった理由は、「土地の確保」「系統の空容量」「接続契約と保証金没収要件（期限までの接続契約の締結が見通せない）」が多かった。保証金額の引下げ・上限設定、不可抗力事由による保証金没収の免除、実施スケジュールの早期確定などを求める意見もあった。
- 昨年度の委員会においては、2017・2018年度は試行的期間と位置づけられている。したがって、来年度の入札については、今年度の入札の結果を踏まえつつ、より事業者間の競争が進み、コスト低減が促されるような制度設計を行っていく必要がある。

2. 来年度の入札

(1) 来年度の入札の位置付け

- 来年度の入札については、今年度の入札結果を踏まえ、以下のとおり決定した。来年度からは、太陽光発電に加えてバイオマス発電も入札制に移行する中、試行的期間と位置付けられていることも踏まえ、決定事項は今後検証を行いつつ、必要に応じて見直していく必要がある。

(2) 各電源に共通の事項

① 入札実施スケジュールと FIT 認定取得期限

- 昨年度の委員会では、太陽光の入札について、2017年度に第1回、2018年度に第2・3回（2年間で合計3回）を実施することとし、認定取得期限は入札結果公表日の翌日から原則として3ヶ月以内とした。

- 入札スケジュールの早期確定・公表を求める声があることを踏まえ、来年度は下記のスケジュールで実施することとした。バイオマスの入札については、初年度は事業者の準備期間を確保するため、太陽光第3回と同じスケジュールで計1回行うこととした（ただし、燃料の安定調達等の審査に時間を要するため、事業計画の受付締切については太陽光よりも前倒すこととなる）。
- 他方、入札は入札対象区分の当該年度の価格を決定するために実施するものであるため、入札対象区分以外の電源との公平性を踏まえ、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。（参考63）

【参考63】入札実施スケジュールとFIT認定取得期限

	2018年度		
	太陽光第2回	太陽光第3回	バイオマス第1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（7/27）		事業計画受付〆切（7/20）
8月	入札募集開始（8/10） 入札募集〆切（8/24）		
9月	入札結果公表（9/4）	事業計画受付〆切（9/10）	
10月			
11月		事業計画審査〆切(11/9) 入札募集開始（11/22）	
12月		入札募集〆切（12/7） 入札結果公表（12/18）	
1月	調達価格等算定委員会 太陽光第2・3回及びバイオマス第1回を検証・見直し		
2月			
3月	落札案件の認定申請補正期限(3/1) 認定取得期限(3/29)		

② 上限価格

- 入札制度において価格を引き下げするためには、事業者間の競争を促すことが重要であり、実際にどのような条件であれば競争が働き価格が低減するのか、引き続き試行的な取組により検証を重ねることが必要である。
- 太陽光の第1回入札では、募集容量を応札量が下回り、上限価格で落札された案件があったことから、太陽光第2回・第3回の上限価格は非公表として実施し、開札後に公表することとした。バイオマスについても、太陽光第1回の結果を踏まえ、同様に上限価格は非公表とし、開札後に公表することとした。

- また、いずれの回についても、その上限価格は入札募集開始までに決めることとした。したがって、

- 太陽光第2回については2018年8月10日、
- 太陽光第3回とバイオマス第1回については2018年11月22日までに決めることとなる。

(※) この場合、当該上限価格は、非公開による調達価格等算定委員会の意見を尊重して、経済産業大臣が決定することとなる。

FIT 法第5条第5項（抜粋）

経済産業大臣は、入札実施指針を定めたときは、遅滞なく、これを公表しなければならない。ただし、入札実施指針のうち供給上限価格については、入札の効果的な実施のために必要があると認めるときは、公表しないことができる。

③ 保証金

1) 金額と上限

- 太陽光の第1回入札では、
 - 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）の納付を求めた。
 - 一部の事業者は、保証金の金銭的負担が大きいとの指摘もあったため、同様に入札を実施しているドイツやフランスの例と比較したところ、日本の保証金額と同水準かそれ以上であり、上限金額は同様に存在しなかった。
 - したがって、2018年度も第1次保証金＝500 円/kW、第2次保証金＝5,000 円/kW とした。その際、バイオマス入札の保証金の算定に当たっては、設備全体の出力ではなく、入札の対象である一般木材等バイオマス比率考慮後の出力をベースにすることが適当である。
- #### 2) 第2次保証金没収事由（落札者決定から運転開始までのプロセス関係）
- 今年度の委員会における事業者団体からのヒアリング等では、太陽光第

1 回入札において辞退が多かった理由として、事業の確実な実施の担保として求める第 2 次保証金の没収条件が挙げられている。

- 具体的には、認定取得期限までに接続契約を締結し認定を取得できなかった場合に、
 - 事業を中止したものとみなされ第 2 次保証金が没収される
 - 落札者決定も取り消される

という点が指摘され、接続契約の締結に至るまでのスケジュールが見通しづらくなってきている中で、入札参加に対するリスク要因になっているとの声があった。

- また、2017 年度は、「事業の確実な実施の担保」と「運転開始が運転開始期限（認定取得から 3 年間）を超過することを前提にした入札も排除しないこと」の両立を目的に、「事業者が自ら定めた運転開始予定日を超過して運転開始しなかった場合」を第 2 次保証金の没収事由として設けた。しかしながら、第 1 回入札において、入札参加資格を得た者が設定した運転開始予定日は、50%が認定取得期限から 3 年超、13.6%が同 8 年超となった。これは、第 2 次保証金の没収を免れるために必要以上に先延ばして設定されたものと考えられる。（参考 64）
- この状況を踏まえれば、落札者の決定から運転開始に至るまでのプロセスにおける保証金の取扱いの改善を検討する必要がある。

【参考 64】太陽光第 1 回入札で入札参加資格を得た者が設定した運転開始予定日

認定取得期限からの経過年数	割合	※FIT制度上の運転開始期限
3 年以内	50.0%	
3 年超～5 年以内	27.3%	
5 年超～8 年以内	9.1%	
8 年超～10 年以内	13.6%	

（運転開始予定日を超過した場合の保証金の取扱い）

- 認定取得から 3 年間（太陽光の場合）という運転開始期限（超過した分だけ調達期間が短縮）があることを踏まえると、認定取得期限までに確実に認定を取得することさえ担保できれば、運転開始予定日を超過して運転開始しない場合でも保証金を没収しないこととしても、落札者の確実な事業実施の担保は可能であり、運転開始期限を超過してしまうこと

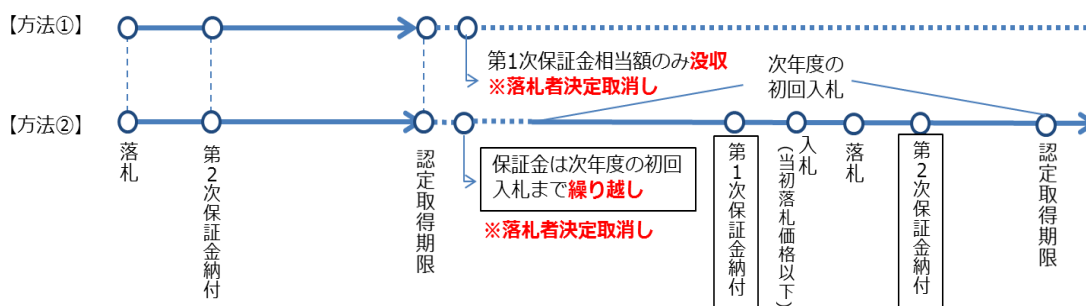
を前提にした入札も排除しない。

- したがって、認定取得期限までの確実な認定取得を担保する仕組みを前提に、「事業者が自ら定めた運転開始予定日を超過して運転開始しなかった場合」を第2次保証金の没収事由から削除することとした。

(認定取得期限までの確実な認定取得を担保する仕組み)

- 期限までの確実な認定取得を促しつつ、接続契約の予見性による事業リスクを軽減する仕組みとして、認定取得期限までに認定取得できなかった場合、第1次保証金相当額（第2次保証金額の10%）のみを没収（その他は返還）し、落札者決定を取消するという方法（方法①）も考えられる。この方法の場合、第2次保証金が全額没収される現在の仕組みに比べれば、接続契約の締結に至るまでのスケジュールが見通しにくくなっている中でも、リスクを取って入札に踏み切りやすい。一方で、全体の10%の金額であっても、没収を恐れる潜在的な入札参加者の入札参加を阻む可能性は残る。
- したがって、より多くの事業者の入札参加を促す観点からは、認定取得期限までに認定取得できなかった場合、落札者決定は取り消すが、第2次保証金は即時没収とはせず、当該認定取得期限の経過後、最初に実施される入札に参加し当初落札価格以下の価格で入札することを条件に、1回に限り、当該入札の保証金として充当することができる（当該入札に参加しない場合は、没収）という方法（方法②）が適切である。来年度の入札については、方法②で実施することとした。（参考 65）

【参考 65】 認定取得期限までに認定取得できなかった場合の事業の流れ



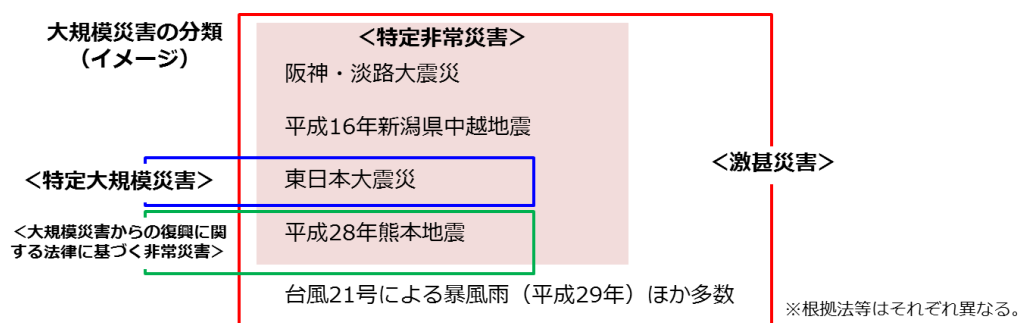
3) 第2次保証金没収事由（不可抗力関係）

- 第1回太陽光入札の実施に際して、大規模災害など予見困難な事象の発生により事業を中止せざるを得なくなった等の場合でも、多額の保証金

が没収され得ることについて、大きな事業リスクであるとの声があった。

- したがって、健全な入札環境を整備するため、不可抗力事由を保証金没収の例外として位置付けることとした。ただし、不可抗力事由の範囲は、発電事業の計画・実施に当たり通常予見できないもの（公共事業等による土地の収用、災害による直接の被災及び戦争等の武力行使による直接の被害）に限定することとした。
- 不可抗力事由として認める災害の範囲については、事業者の予見可能性を確保し、より多くの事業者の入札参加を促すため、「激甚災害」とした。ただし、発電所立地地域等が激甚災害指定を受けるだけでは不可抗力事由として不十分であり、発電事業の継続等が困難になるだけの「直接の被災」を厳格に確認することが必要である。
- 具体的には、発電事業者の本社や発電所を運営する支社・事業所又は発電所自体（建設予定地を含む）に直接かつ物理的な損害が生じていることを要件とした（被災証明書の提出を求める）。また、当該損害が、発電事業の中止や発電設備の出力の減少等をせざるを得ない程度のものであるか否か、個々の案件ごとに現地調査を行い確認することとした。

【参考 66】 不可抗力事由として認める災害の範囲



- また、不可抗力事由の濫用を防止するため、不可抗力事由による第2次保証金没収の免除の可否については、それぞれの事由の性質を踏まえ、下記の表（参考 67）のとおり整理することとした。

【参考 67】 不可抗力事由として第 2 次保証金没収が免除される事案の整理

保証金没収事由 不可抗力事由	公共事業等による 発電所立地地点又は 建設予定地の収用	激甚災害による直接の被災／武力行使による直接の被害		
		発電事業者の本社	発電所を運営する 支社・事務所	発電所又は 発電所建設予定地
落札に係る発電事業の中止	●	●	●	●
発電設備の出力／バイオマス 比率考慮後出力／太陽電池の 合計出力の20%以上の減少	●			●
発電設備の出力／バイオマス 比率考慮後出力の20%未満の減少 (減少相当分のみ)	●			●
発電設備の出力の増加				
太陽電池の合計出力の3kW 以上の増加				
発電設備の設置場所の変更				
認定取得期限までにFIT認定 を取得できず、次年度の初 回入札において当初落札価 格以下の価格で入札しない	● (認定取得期限～次年度 初回入札の札入れまでの間 に事由が生じた場合のみ)	● (認定取得期限～次年度 初回入札の札入れまでの間 に事由が生じた場合のみ)	● (認定取得期限～次年度 初回入札の札入れまでの間 に事由が生じた場合のみ)	● (認定取得期限～次年度 初回入札の札入れまでの間 に事由が生じた場合のみ)

(3) 太陽光発電

- 昨年度の委員会では、入札により十分な競争が起きるよう、近年の 2,000kW 以上の FIT 認定容量の動向を踏まえ、また、事業者の予見可能性に配慮し、第 1 回～第 3 回で、合計 1～1.5GW を募集することとし、第 1 回における入札量は 500MW とした。したがって、昨年度の委員会で決定した整理を踏まえると、2018 年度は最低 500MW を募集することとなる。
- 第 1 回の応札容量は 141MW（第 2 次保証金を納付した案件は 41MW）に留まったが、第 1 回入札を見送った又は途中辞退した事業者は、今後入札に参加するポテンシャルがあると見込まれる。2,000kW 以上の案件について、2016 年度の認定量が 2015 年度と比べて一時的に急増したことも踏まえ、来年度（第 2 回と第 3 回の合計）の入札量は 500MW とすることとした。（参考 68）
- その上で、第 2 回の入札量は 250MW とし、第 3 回の入札量については、
 - 昨年度の既決事項を踏まえ、原則 250MW とし、事業者の予見可能性を確保しつつ、
 - 第 2 回の応札容量（落札容量ではなく、実際に札入れがあった容量）が 250MW を下回った場合には、第 1・2 回と連続で応札容量が募集容量を下回るという当初想定していなかった状況変化が生じることから、十分な競争が生じるよう、第 3 回の入札量は第 2 回の応札容

量と同じ量とすることとした。

【参考 68】 2,000kW 以上の太陽光発電の FIT 認定・導入状況

単位：MW
下段括弧内：事業用太陽光（10kW以上）全体

	2012年度導入	2013年度導入	2014年度導入	2015年度導入	2016年度導入	未稼働	認定合計
2012年度認定	541 (5,854)		969 (2,709)	943 (1,564)	552 (748)	3,609 (4,987)	6,613 (15,861)
2013年度認定		0 (917)	35 (4,828)	314 (3,882)	552 (2,086)	10,301 (22,153)	11,203 (33,866)
2014年度認定			0 (846)	5 (2,345)	32 (1,267)	6,157 (12,238)	6,194 (16,705)
2015年度認定				0 (359)	9 (977)	925 (3,091)	934 (4,427)
2016年度認定					0 (363)	2,614 (7,825)	2,614 (8,188)
導入合計	541 (6,772)		1,004 (8,383)	1,261 (8,159)	1,145 (5,440)	23,606 (50,294)	27,558 (79,047)

(4) バイオマス発電

① 入札対象規模

- 一般木材等バイオマス（バイオマス液体燃料以外）については、10,000kW（バイオマス比率考慮前）以上の案件を入札対象規模することとした。また、バイオマス液体燃料については、全規模を入札対象規模とすることとした。（再掲、詳細はⅡ．5．（2）②3）参照。）

② 来年度の入札量

- 一般木材等バイオマスの来年度の入札量については、FIT 制度の下でのこれまでの導入状況や FIT 認定量が急増している中、こうした案件が実際にどの程度導入されるか見極める必要があることを踏まえ、200MW とした。（参考 69）

【参考 69】 一般木材等バイオマス発電の FIT 認定・導入状況

単位：MW

	2012年度導入	2013年度導入	2014年度導入	2015年度導入	2016年度導入	未稼働	認定合計
2012年度認定	9		6	0	0	0	15
2013年度認定		0	36	87	131	203	457
2014年度認定			0	0	54	695	750
2015年度認定				0	6	1,096	1,102
2016年度認定					0	9,142	9,142
導入合計	9		41	87	192	11,137	11,466

- また、一般木材等バイオマス（バイオマス液体燃料以外）とバイオマス液体燃料のそれぞれの入札量については、認定案件のすべてが稼働する

とは考えづらいといった今年度の委員会での事業者ヒアリングにおける指摘等を踏まえると、現時点で稼働している導入量の割合（バイオマス液体燃料は全体の1割程度）を基準として設定することがより適切と考えられることから、

- 一般木材等バイオマス（バイオマス液体燃料以外）は180MW
 - バイオマス液体燃料は20MW
- とした。

- この入札量の設定は、バイオマス液体燃料区分について慎重な取扱いを行うべきであるという委員からの指摘も踏まえ、①入札参加資格の審査においては燃料の安定調達と持続可能性を確認し（Ⅱ．5．（2）③1）参照）、②資本費は低く、燃料費は高いというコスト構造（Ⅱ．5．（2）②2）参照）を踏まえた適正な上限価格を設定し、③再来年度以降の入札量の設定については、来年度の結果を踏まえて改めて検討することを前提としている。
- なお、石炭との混焼案件については、仮に一般木材等バイオマス比率考慮前の出力で入札量を算定すると、わずかな「大規模かつ一般木材等バイオマス比率の低い混焼案件」のみで入札量が占められてしまうおそれがあり、適切な競争が阻害される。したがって、実質的な一般木材等バイオマス発電相当量を考慮する必要があることから、一般木材等バイオマス比率考慮後の出力を利用するのが適切と考えられる。

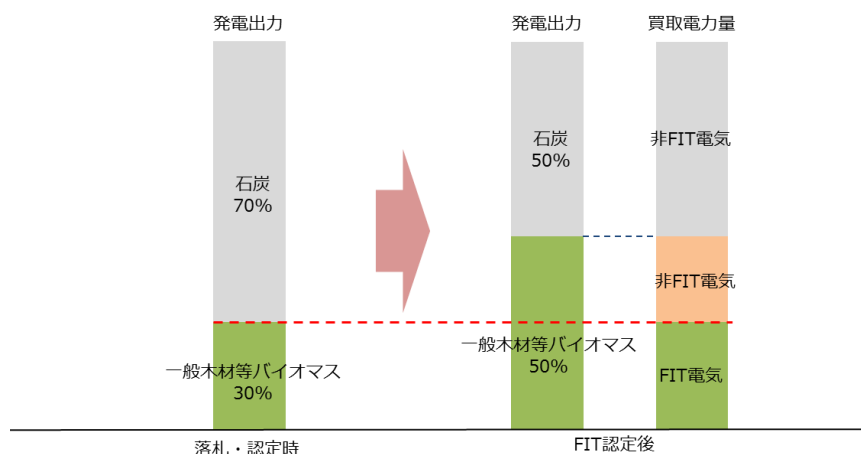
③ FIT 認定後の一般木材等バイオマス比率考慮後出力の変動

1) FIT 認定時の一般木材等バイオマス比率が増加する場合

- 落札案件について、FIT 認定時の発電出力のまま、一般木材等バイオマス比率を増加させた場合などは、一般木材等バイオマス比率考慮後出力が増加することとなり、結果として入札量を超過し、当初想定していなかった国民負担が発生することになる。このため、国民負担の抑制の観点から、FIT 制度における買取りは、認定時の一般木材等バイオマス比率考慮後出力相当分を上限とした。（参考 70）

- この場合、月単位で一般木材等バイオマス比率を買取者（送配電事業者）に報告させ、FIT 制度による毎月の買取量を確定させることになる。

【参考 70】 FIT 認定時の一般木材等バイオマス比率が増加する場合



2) 認定時の一般木材等バイオマス比率考慮後出力が減少する場合

- 落札案件について、

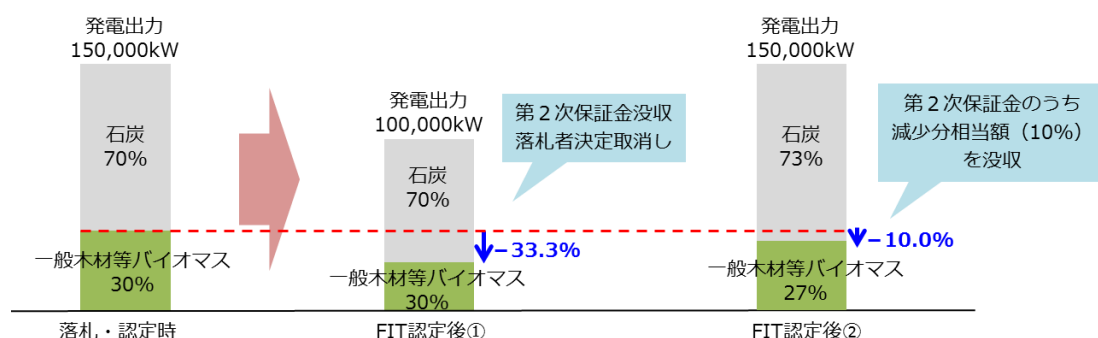
- 認定時から設備全体の発電出力を減少させる一方、一般木材等バイオマス比率を一定に維持した場合
- FIT 認定時の発電出力のまま、一般木材等バイオマス比率を減少させた場合

などは、一般木材等バイオマス比率考慮後出力が減少することとなり、その者による応札がなければその出力分だけ他者による事業実施が可能だったと考えられ、コスト効率的な再生可能エネルギーの導入を妨げるものである。したがって、認定時の一般木材等バイオマス比率考慮後出力を大幅に（20%以上）減少させた場合は、太陽光と同様、第2次保証金を全額没収し、落札者決定を取り消すこととした。また、20%未満の減少についても、太陽光と同様、減少分相当の第2次保証金を没収した上で、FIT 制度下での事業の継続は認めることとした。（参考 71）

- こうした一般木材等バイオマス比率考慮後出力の減少に伴う措置を実効的に行うため、運転開始済みの案件については、引き続き定期報告によって毎年バイオマス比率等を経済産業大臣に報告させることにより、年単位でその確認を行うこととした。
- なお、運転開始後、バイオマス燃料設備の故障によりバイオマス燃料の投入量を減らさざるを得ず、一時的に一般木材等バイオマス比率考慮

後出力が 20%以上減少してしまう場合については、落札者決定の取消しを免除することとした（この場合も、20%以上の減少が 2 年続いた場合は、落札者決定取消し）。

【参考 71】 認定時の一般木材等バイオマス比率考慮後出力が減少する場合

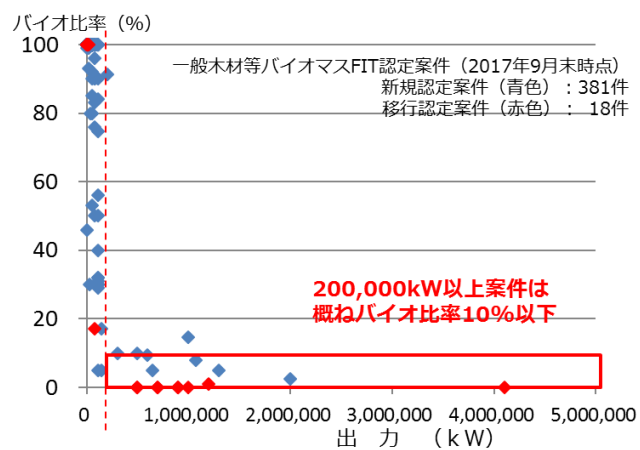


④ 石炭混焼案件の取扱い

- 今年度の委員会においても、大規模な石炭混焼を実施するバイオマス比率が低いバイオマス発電の取扱いについて、議論を行った。
- こうした石炭混焼案件については、現時点で資本費・運転維持費等のコストデータが十分集まっていないため、バイオマス比率の高い（あるいは専焼）案件とのコスト比較を行うことが現時点では困難である。
- FIT 制度における買取の対象となる発電量は、発電所全体の発電コストをバイオマス比率で按分した部分のみである。このため、資本費・運転維持費等に違いがない限り、バイオマス発電部分については、混焼割合に関わらず同一のコスト構造となる。
- 他方で、現時点での認定案件については、定格出力とバイオマス比率の関係を分析すると、定格出力が 200,000kW 以上の案件は概ねバイオマス比率が 10%以下となっている。（参考 72）燃料価格が比較的安価な石炭を利用していることから、現行の調達価格の想定値や発電コスト WG の諸元を用いて発電所全体での発電コストを機械的に試算すると、バイオマス比率 10%の案件は、バイオマス専焼の場合と比べて低コストで事業を実施できているという計算結果となる。
- こうした状況も踏まえると、石炭混焼案件に対して現行の調達価格が適切かどうか判断するに当たっては、引き続きコスト動向を注視する必要がある。

- したがって、まずはバイオマス入札初年度となる来年度の入札結果を注視し、例えば落札案件の大半を大規模な混焼案件が占めるといった事態が生じた場合などには、来年度の委員会において、石炭混焼案件の取扱いを改めて検討することとする。

【参考 72】 バイオマス発電の定格出力とバイオマス比率の関係



V. その他

1. 運転開始期限を超過した場合の取扱い（太陽光発電以外）

- 未稼働案件の発生を防止し、国民負担を抑制するため、太陽光発電と同様に、他の電源についても運転開始期限を設定することとしている。
- 具体的には、2018年度以降に認定する案件を対象として、風力発電については4年（ただし、環境影響評価法に基づく環境アセスメントが必要な案件は8年）、中小水力発電については7年（ただし、多目的ダム併設型については、ダム建設の遅れを考慮）、地熱発電については4年（ただし、環境影響評価法に基づく環境アセスメントが必要な案件は8年）、バイオマス発電については4年という期限を設定することとしている。
- 昨年度の委員会においては、太陽光発電の場合は、認定時の価格から買取価格を毎年一定割合（例：年5%）下落させるか、買取期間を短縮させる、という2つのオプションが示されていたところ、ファイナンスの実態や事業者の予見可能性、交付金実務等に配慮し、調達期間を超過期間分だけ月単位で短縮させることを決定した。
- 今般、運転開始期限が設定されることとなった他の電源についても、事業用太陽光発電と同様、入札案件も含めて、運転開始期限を超過した場合は、調達期間を超過期間分だけ月単位で短縮する対応とすることとした。

【参考 73】 運転開始期限を超過する場合の取扱いについて

オプション	メリット	デメリット
①認定時の価格から買取価格を毎年一定割合（例：年5%）下落させる	■ 運転当初から発電事業者側の収入が減ることとなるため、早期運転開始のインセンティブが大きい。	■ 様々なパターンの買取価格を設定する必要があるため、分かりにくい。 ■ 月単位の下落幅設定は困難であり、年単位の対応となる。
②買取期間を短縮させる（超過月分と同月の場合）	■ 交付金は月単位で支給するため、買取期間を月単位できめ細かく調整しやすく、事業者の予見可能性も高い。 ■ 20年という買取期間のうち、17～18年で融資を回収するというファイナンスの実態に即している。	（①と比較した場合の相対的なデメリットは、特段なし）

平成30年度（2018年度）以降の調達価格及び調達期間についての委員会案

①太陽光発電（10kW以上）

		（参考）2017年度	2018年度
調達価格		21円/kWh	18円/kWh
資本費	システム費用	24.4万円/kW	22.1万円/kW
	土地造成費	0.4万円/kW	2017年度の前提を据え置き
	接続費用	1.35万円/kW	2017年度の前提を据え置き
運転維持費		0.5万円/kW/年	2017年度の前提を据え置き
設備利用率		15.1%	17.1%
IRR（税引前）※		5%	2017年度の前提を据え置き
調達期間		20年間	2017年度の期間を据え置き

（※）法人税等の税引前の内部収益率（以下の頁においても同じ）

平成30年度（2018年度）以降の調達価格及び調達期間についての委員会案

②陸上風力発電

	（参考）2017年度※	（参考）2018年度	（参考）2019年度	2020年度
調達価格	21円/kWh	20円/kWh	19円/kWh	18円/kWh
資本費	31.2万円/kW	29.7万円/kW	28.2万円/kW	2019年度の前提を据え置き
運転維持費	1.13万円/kW/年	1.03万円/kW/年	0.93万円/kW/年	2019年度の前提を据え置き
設備利用率	24.8%	2017年度の前提を据え置き	2017年度の前提を据え置き	25.6%
IRR（税引前）	8%	2017年度の前提を据え置き	2017年度の前提を据え置き	2017年度の前提を据え置き
調達期間	20年間	2017年度の期間を据え置き	2017年度の期間を据え置き	2017年度の期間を据え置き

（※）2017年4月～2017年9月は経過措置として22円/kWh

20kW未満の風力発電は、2018年度より20kW以上の調達価格等の区分と統合する。（なお、真に開発中の案件に限って経過措置を設ける。）

③陸上風力発電（リブレース）

	（参考）2017年度	（参考）2018年度	（参考）2019年度	2020年度
調達価格	18円/kWh	17円/kWh	16円/kWh	16円/kWh
資本費	30.3万円/kW	28.7万円/kW	27.4万円/kW	2019年度の前提を据え置き
運転維持費	1.13万円/kW/年	1.03万円/kW/年	0.93万円/kW/年	2019年度の前提を据え置き
設備利用率	24.8%	2017年度の前提を据え置き	2017年度の前提を据え置き	25.6%
IRR（税引前）	6%	2017年度の前提を据え置き	2017年度の前提を据え置き	2017年度の前提を据え置き
調達期間	20年間	2017年度の期間を据え置き	2017年度の期間を据え置き	2017年度の期間を据え置き

④一般木材等（バイオマス液体燃料以外）バイオマス発電（10,000kW未満）は2018年度の調達価格及び調達期間を2017年度から据え置く。

洋上風力発電（浮体式）、地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電（一般木材等以外）は2020年度の調達価格及び調達期間を2019年度から据え置く。

(参考) 平成30年度(2018年度)以降の調達価格及び調達期間についての委員会案一覧

電源	調達区分		1kWhあたり調達価格				調達期間
			2017年度(参考)	2018年度(参考)	2019年度(参考)	2020年度	
太陽光	10kW未満	出力制御対応機器設置義務なし	28円	26円	24円	—	10年間
		出力制御対応機器設置義務あり	30円	28円	26円	—	10年間
	10kW未満 (ダブル発電)	出力制御対応機器設置義務なし	25円		24円	—	10年間
		出力制御対応機器設置義務あり	27円		26円	—	10年間

電源	調達区分		1kWhあたり調達価格		調達期間
			2017年度(参考)	2018年度	
太陽光	10kW以上 2,000kW未満	※	21円＋税	18円＋税	20年間

※2,000kW以上は入札によって調達価格が決定、調達期間は2,000kW未満と同様に20年間

(参考) 平成30年度(2018年度)以降の調達価格及び調達期間についての委員会案一覧

電源	調達区分	1kWhあたり調達価格				調達期間
		2017年度(参考)	2018年度(参考)	2019年度(参考)	2020年度	
風力	陸上風力	21円＋税 (9月まで22円＋税)	20円＋税	19円＋税	18円＋税	20年間
	陸上風力 (リプレース)	18円＋税	17円＋税	16円＋税	16円＋税	20年間

電源	調達区分	1kWhあたり調達価格				調達期間
		2017年度(参考)	2018年度(参考)	2019年度(参考)	2020年度	
風力	※ 洋上風力 (着床式)	36円＋税			—	20年間
	洋上風力 (浮体式)	36円＋税			36円＋税	20年間

※一般海域の海域利用ルール整備に合わせて、ルールの適用される案件は入札制に移行。

(参考) 平成30年度(2018年度)以降の調達価格及び調達期間についての委員会案一覧

電源	調達区分		1kWhあたり調達価格				調達期間
			2017年度(参考)	2018年度(参考)	2019年度(参考)	2020年度	
地熱	15,000kW以上		26円＋税				15年間
	リプレース	15,000kW以上 全設備更新型	20円＋税				15年間
		15,000kW以上 地下設備流用型	12円＋税				15年間
	15,000kW未満		40円＋税				15年間
	リプレース	15,000kW未満 全設備更新型	30円＋税				15年間
		15,000kW未満 地下設備流用型	19円＋税				15年間

(参考) 平成30年度(2018年度)以降の調達価格及び調達期間についての委員会案一覧

電源	調達区分	1kWhあたり調達価格				調達期間
		2017年度(参考)	2018年度(参考)	2019年度(参考)	2020年度	
水力	5,000kW以上 30,000kW未満	20円＋税 (2017年9月まで24円＋税)			20円＋税	20年間
	1,000kW以上 5,000kW未満	27円＋税			27円＋税	20年間
	200kW以上 1,000kW未満	29円＋税			29円＋税	20年間
	200kW未満	34円＋税			34円＋税	20年間
水力 (既設導水路活用型)	5,000kW以上 30,000kW未満	12円＋税			12円＋税	20年間
	1,000kW以上 5,000kW未満	15円＋税			15円＋税	20年間
	200kW以上 1,000kW未満	21円＋税			21円＋税	20年間
	200kW未満	25円＋税			25円＋税	20年間

(参考) 平成30年度(2018年度)以降の調達価格及び調達期間についての委員会案一覧

電源	調達区分		1kWhあたり調達価格				調達期間
			2017年度(参考)	2018年度	2019年度	2020年度	
バイオマス	一般木材等 (バイオマス 液体燃料 以外)	※	24円＋税	24円＋税	—		20年間
		10000kW未満					

※一般木材等(バイオマス液体燃料以外)の10,000kW以上、バイオマス液体燃料の全規模は入札によって調達価格が決定、調達期間は20年間

電源	調達区分		1kWhあたり調達価格				調達期間
			2017年度(参考)	2018年度(参考)	2019年度(参考)	2020年度	
バイオマス	未利用材	2,000kW以上	32円＋税			32円＋税	20年間
		2,000kW未満	40円＋税			40円＋税	20年間
	建設資材廃棄物		13円＋税			13円＋税	20年間
	一般廃棄物 その他バイオマス		17円＋税			17円＋税	20年間
	メタン発酵/バイオガス		39円＋税			39円＋税	20年間