

国内外の再生可能エネルギーの現状と 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

2020年9月
資源エネルギー庁

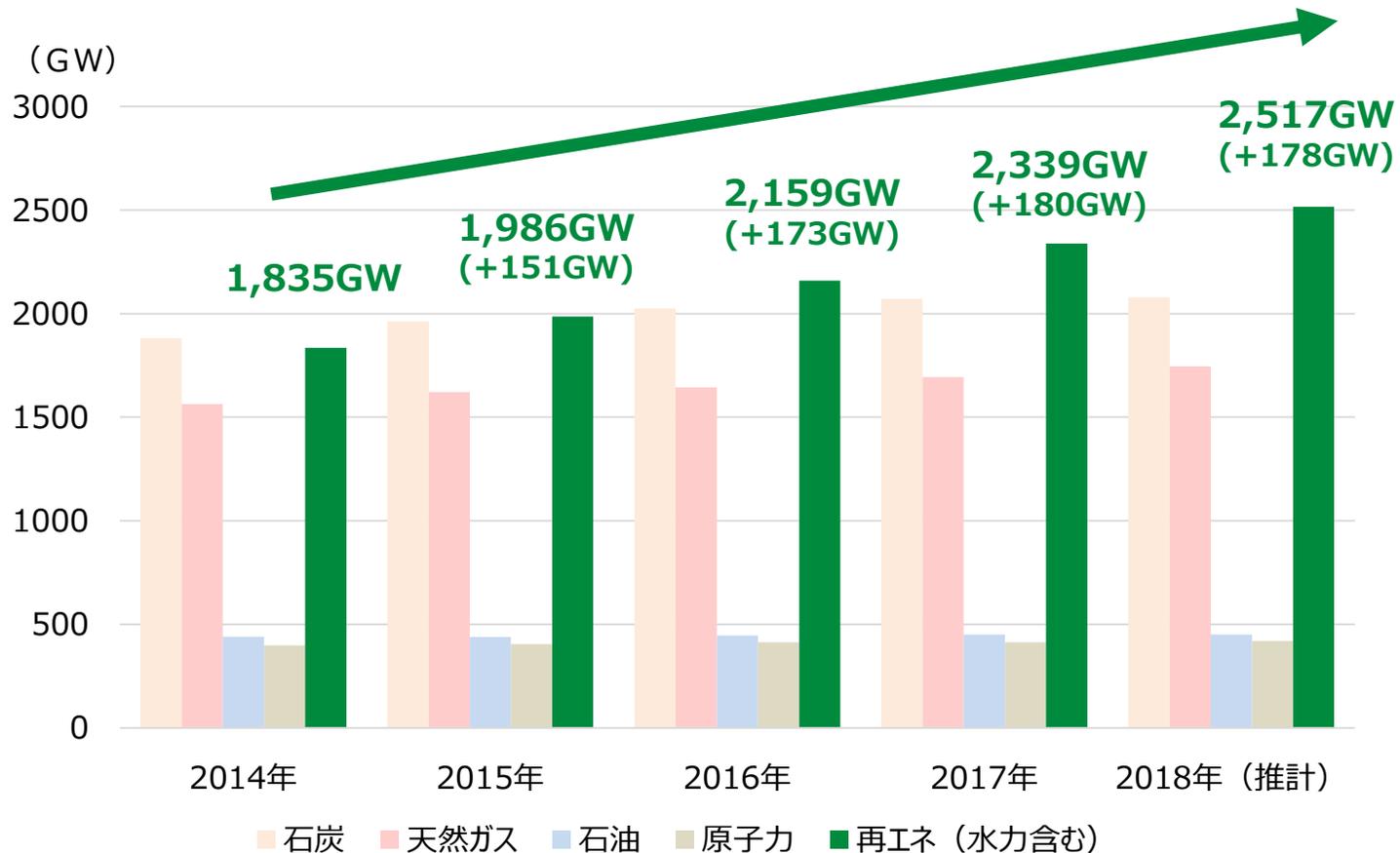
1. 国内外の再生可能エネルギーの現状
 - (1) 直近のデータ
 - (2) 国内の政策動向（再エネ政策の全体像）

2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

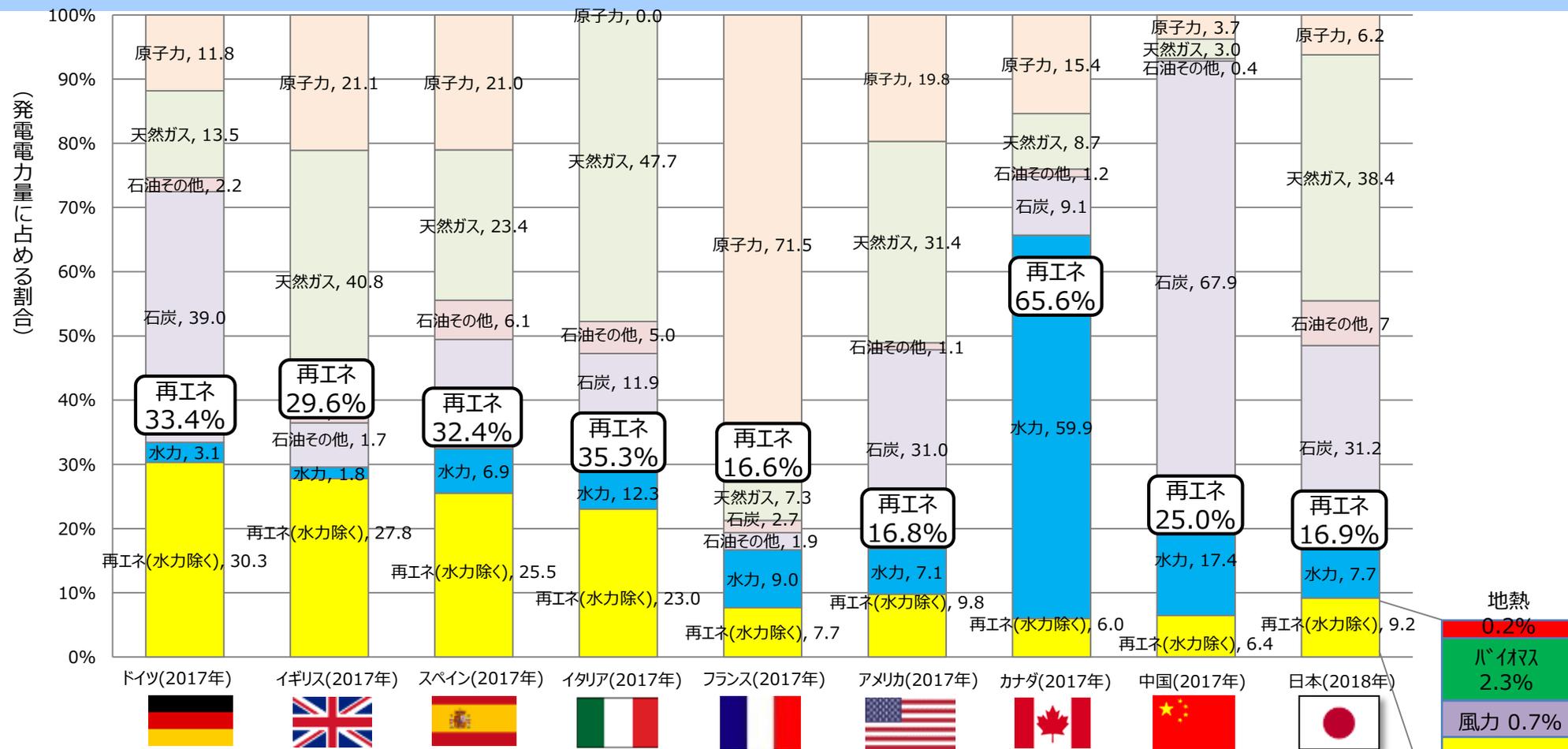
①世界の動向：再生可能エネルギーの導入状況

- 国際機関の分析によれば、世界の再生可能エネルギー発電設備の容量（ストック）は2015年に約**2,000GW程度**まで増加し、**最も容量の大きい電源**となった。
- その後も、引き続き再生可能エネルギー発電設備の容量は増加しており、**年間約180GWのペースで増加**している。

世界全体の発電設備容量（ストック）



①世界の動向：再生可能エネルギーの発電比率

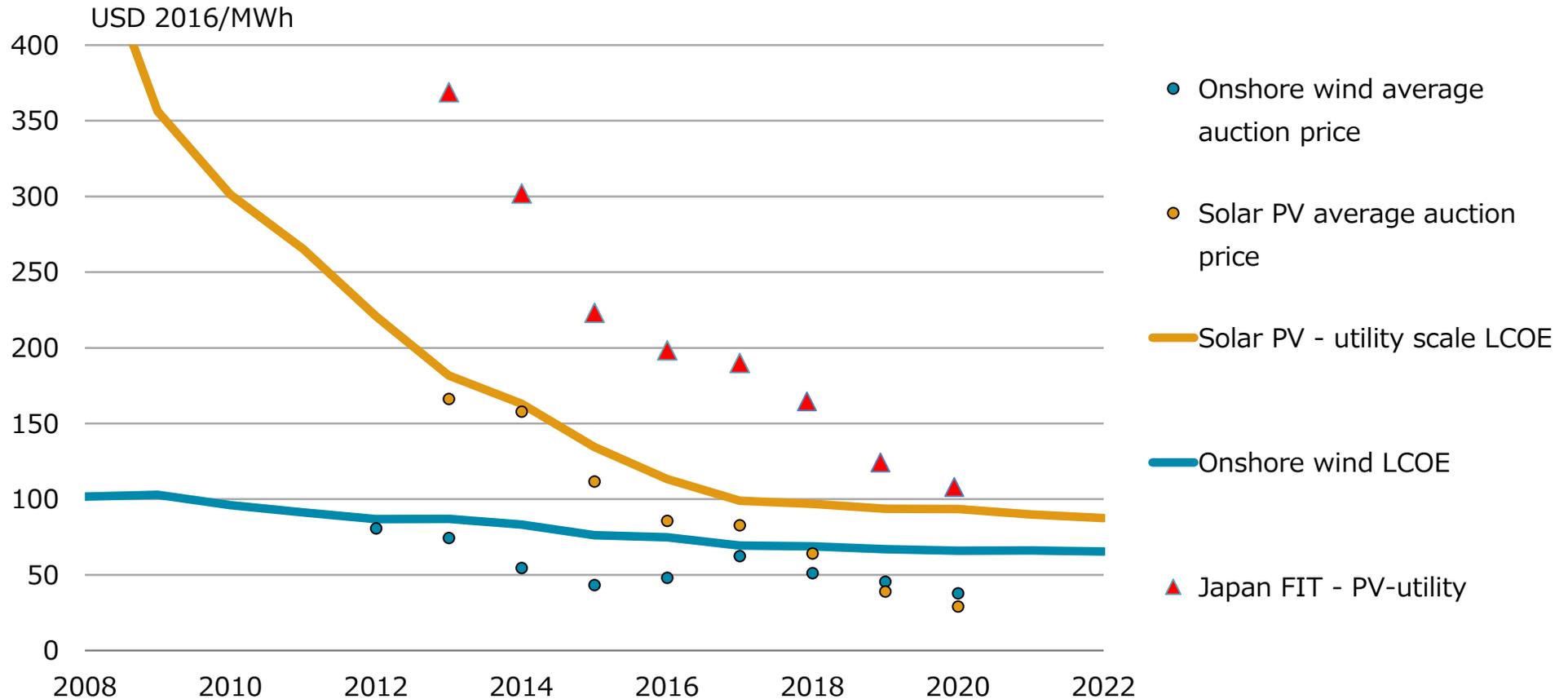


主要再エネ ※水力除く	ドイツ(2017年)	イギリス(2017年)	スペイン(2017年)	イタリア(2017年)	フランス(2017年)	アメリカ(2017年)	カナダ(2017年)	中国(2017年)	日本(2018年)
風力 16.3%	風力 14.9%	風力 18.0%	太陽光 8.3%	風力 4.4%	風力 6.0%	風力 4.4%	風力 4.4%	風力 4.4%	太陽光 6.0%
目標年	①2025年 ②2035年	2030年	2020年	2020年	2030年	2035年	— (国家レベルでは定めていない)	2020年	2030年
再エネ導入 目標比率	①40~45% ②55~60% 総電力比率	44% (※) 総電力比率	40% 総電力比率	35~38% 総電力比率	40% 総電力比率	80% グリーンエネルギー (原発含む) 総電力比率	— (国家レベルでは定めていない)	15% 1次エネルギーに占める 非化石比率	22~24% 総電力比率
発電量	6,477 億kWh	3,355 億kWh	2,734 億kWh	2,940 億kWh	5,570 億kWh	42,637 億kWh	6,583 億kWh	66,021 億kWh	10,512 億kWh

(※) 複数存在するシナリオの1つ。

①世界の動向：再生可能エネルギーのコストの状況

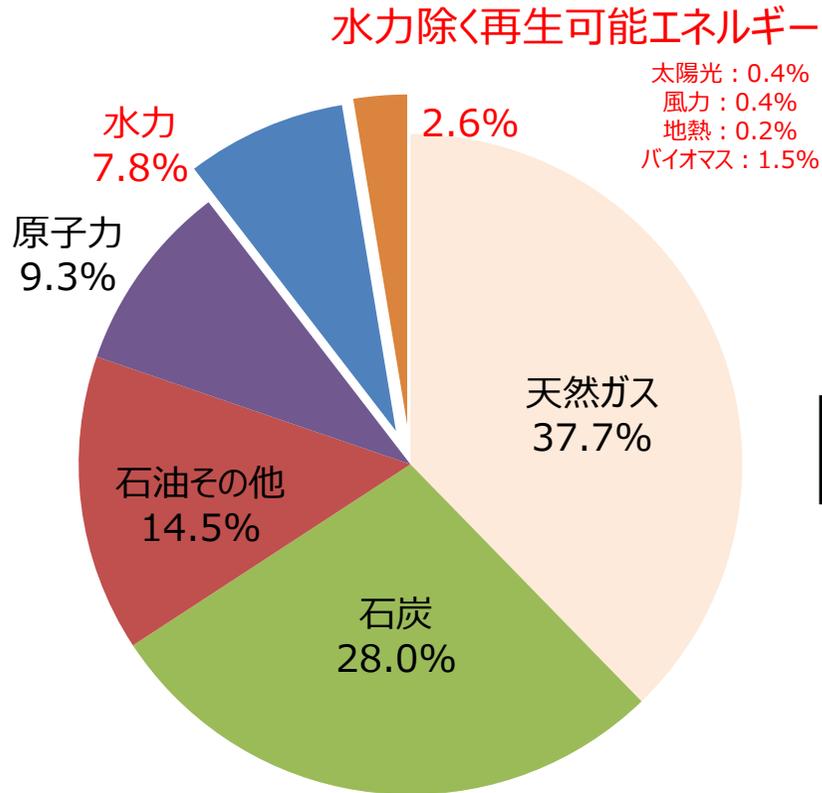
- 世界では、太陽光発電・風力発電を中心に再エネコストが低減傾向。
- 世界のLCOEと入札制度における落札価格を比較すると、太陽光発電・陸上風力発電ともに、落札価格の平均値はLCOEの水準よりも低い傾向となっている。



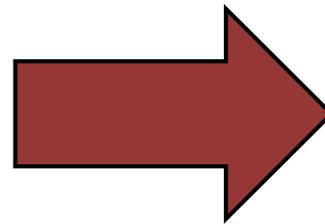
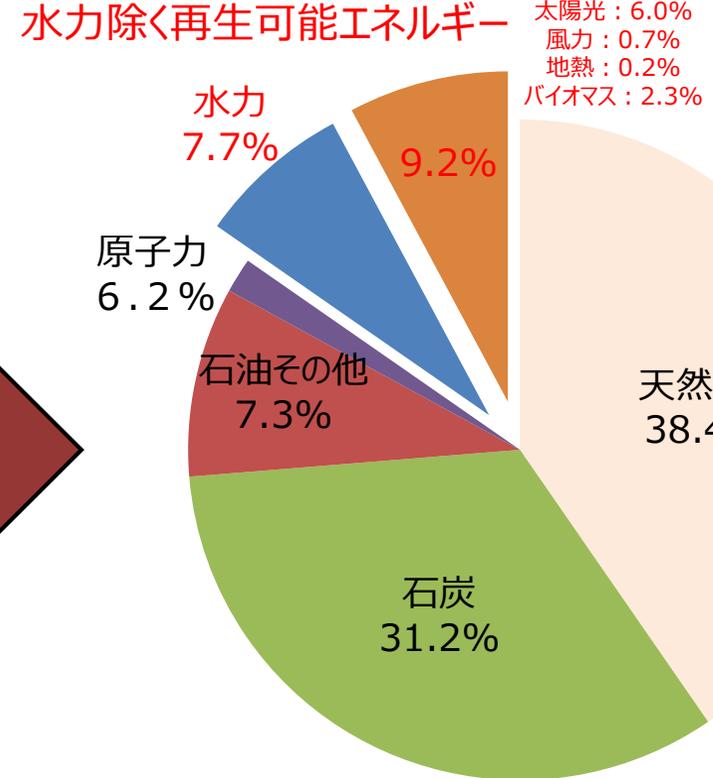
②日本の動向：再生可能エネルギーの導入状況（i）

- 日本において以前から開発が進んできた水力を除く再生可能エネルギーの全体の発電量に占める割合は、FIT制度の創設以降、**2.6%（2011年度）から9.2%（2018年度）に増加**（水力を含めると**10.4%から16.9%に増加**）。

【発電電力量の構成（2011年度）】
再エネ比率 = 10.4%



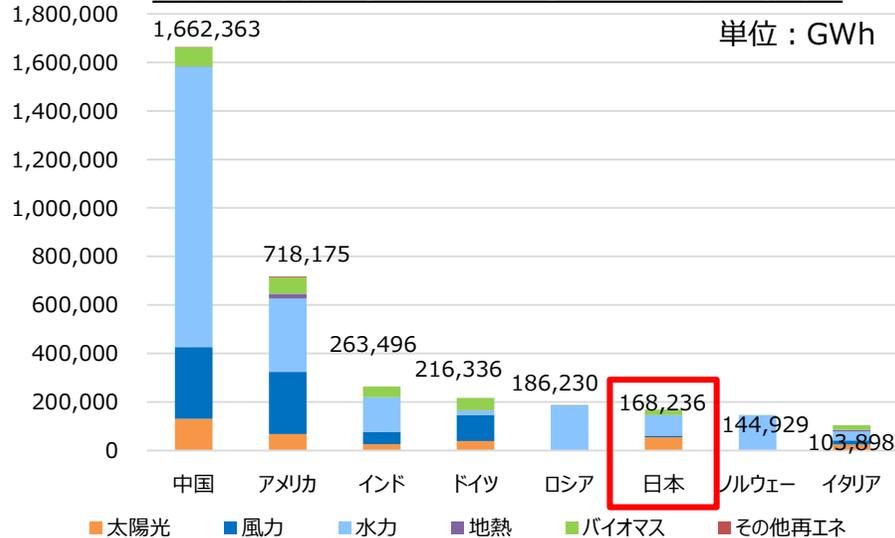
【発電電力量の構成（2018年度）】
再エネ比率 = 16.9%



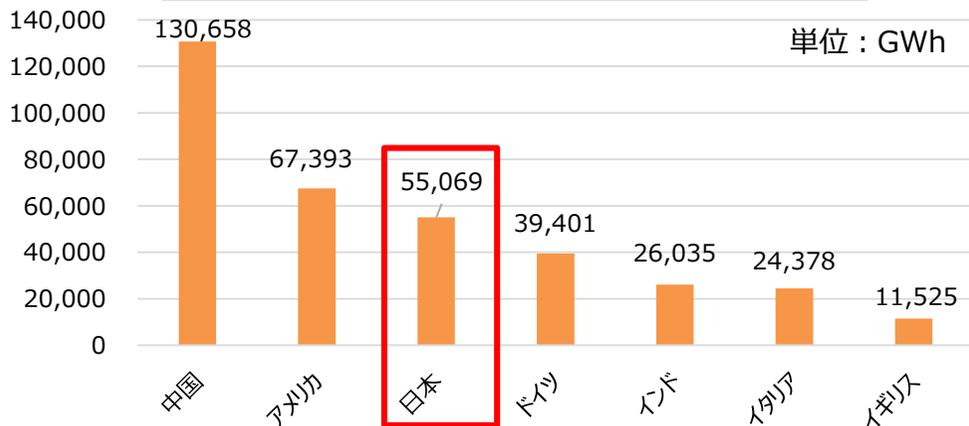
②日本の動向：再生可能エネルギーの導入状況（ii）

- 国際機関の分析によれば、日本の再エネ導入量は世界第6位、このうち太陽光発電は世界第3位。
- この7年間で約3倍という日本の増加スピードは、世界トップクラス。

各国の再エネ導入量（2017年実績）



各国の太陽光導入量（2017年実績）

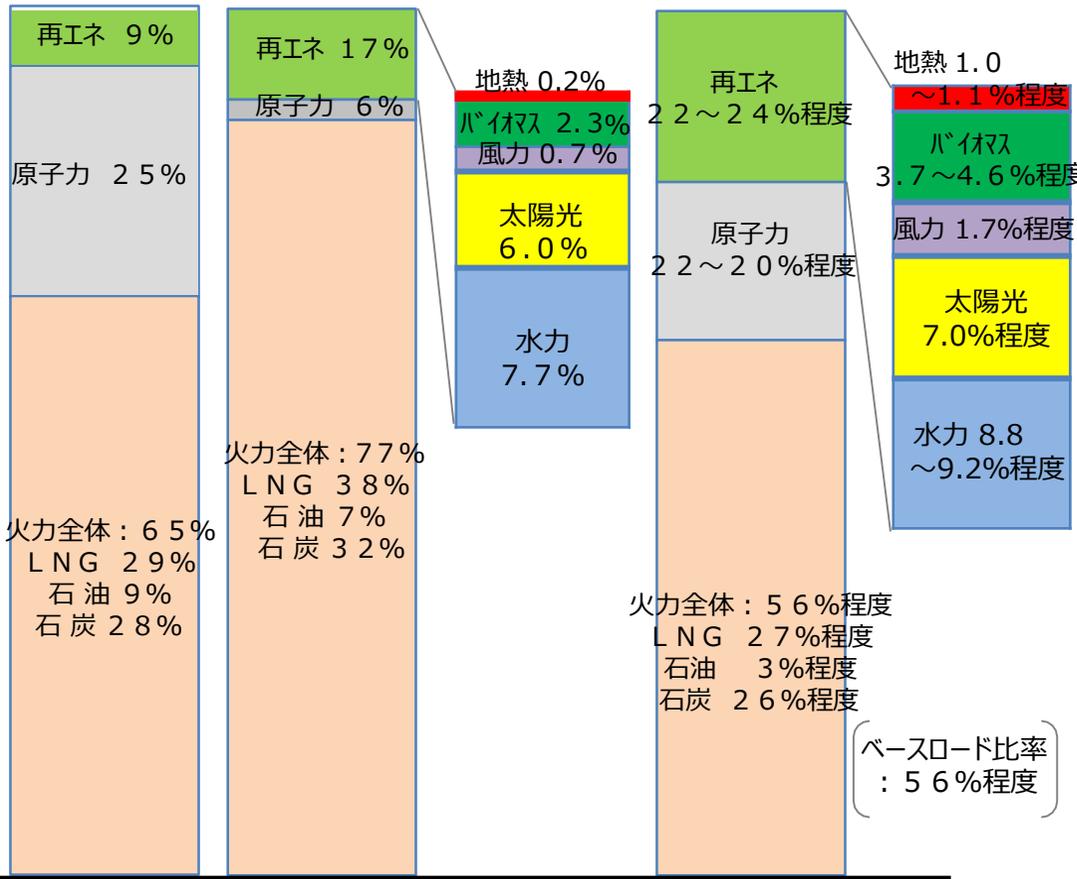


発電電力量の国際比較（水力発電除く）

	2012年		2018年
日本	309	→	963
			3.1倍
EU	4,319	→	6,743
			1.6倍
ドイツ	1,217	→	1,962
			1.6倍
イギリス	358	→	934
			2.6倍
世界	10,693	→	21,870
			2.0倍

②日本の動向：「エネルギーミックス」実現への道のり

＜電源構成＞



10,650億kWh
(電力需要 + 送配電ロス等)

(kW)	導入水準 (20年3月)	FIT前導入量 +FIT認定量 (20年3月)	ミックス (2030年度)	ミックスに 対する 導入進捗率
太陽光	5,580万	7,990万	6,400万	約87%
風力	420万	1,160万	1,000万	約42%
地熱	59万	62万	140~155万	約40%
中小水力	980万	1,000万	1,090~1,170万	約86%
バイオ	450万	1,080万	602~728万	約68%

※バイオマスはバイオマス比率考慮後出力。
 ※改正FIT法による失効分(2020年3月時点で確認できているもの)を反映済。
 ※地熱・中小水力・バイオマスの「ミックスに対する進捗率」はミックスで示された値の中間値に対する導入量の進捗。

(参考) 電源別のFIT認定量・導入量 (2020年3月末時点)

- 2019年3月末時点で、FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備は、**約5,460万kW** (制度開始前の約2.7倍)。FIT認定容量は、**約9,330万kW**。
- FIT認定容量のうち、運転開始済の割合は**約59%**。FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備の**約92%**、FIT認定容量の**約80%**を太陽光が占める。

＜2020年3月末時点のFIT認定量・導入量＞

設備導入量 (運転を開始したもの)											認定容量	
再生可能 エネルギー 発電設備 の種類	固定価格買 取 制度導入前	固定価格買取制度導入後									固定価格買取 制度導入後	
	2012年6月 末 までの 累積導入量	2012年度 の 導入量 (7月～3月末)	2013年度 の 導入量	2014年度 の 導入量	2015年度 の 導入量	2016年度 の 導入量	2017年度 の 導入量	2018年度 の 導入量	2019年度 の 導入量	制度開始後 合計	2012年7月～ 2020年3月末	
太陽光 (住宅)	約470万 kW	96.9万 kW (211,005 件)	130.7万 kW (288,118 件)	82.1万 kW (206,921 件)	85.4万 kW (178,721 件)	79.4万 kW (161,273 件)	66.1万 kW (133,205 件)	73.5万 kW (146,633 件)	77.2万 kW (152,098 件)	691.3万kW (1,477,974件)	712.0万kW (1,515,145件)	
太陽光 (非住宅)	約90万kW	70.4万 kW (17,407 件)	573.5万 kW (103,062 件)	857.2万 kW (154,986 件)	830.6万 kW (116,700 件)	543.7万 kW (72,656 件)	477.2万 kW (53,417 件)	490.0万 kW (54,888 件)	486.9万 kW (49,164 件)	4329.5万kW (622,280件)	6,719.4万kW (776,888件)	
風力	約260万 kW	6.3万kW (5件)	4.7万kW (14件)	22.1万 kW (26件)	14.8万 kW (61件)	31.0万 kW (157件)	17.5万 kW (322件)	17.2万 kW (517件)	46.8万 kW (335件)	160.4万kW (1,437件)	907.1万kW (7,965件)	
地熱	約50万kW	0.1万kW (1件)	0万kW (1件)	0.4万kW (9件)	0.5万kW (10件)	0.5万kW (8件)	0.6万kW (22件)	0.9万kW (11件)	4.8万kW (6件)	7.8万kW (68件)	10.1万kW (88件)	
中小水力	約960万 kW	0.2万kW (13件)	0.4万kW (27件)	8.3万kW (55件)	7.1万kW (90件)	7.9万kW (100件)	7.5万kW (86件)	4.8万kW (85件)	14.7万 kW (89件)	50.9万kW (545件)	129.3万kW (715件)	
バイオマ ス	約230万 kW	1.7万kW (9件)	4.9万kW (38件)	15.8万 kW (48件)	29.4万 kW (56件)	33.3万 kW (67件)	40.9万 kW (77件)	44.8万 kW (63件)	49.0万kW (60件)	219.8万kW (418件)	853.1万kW (690件)	
合計	約2,060万 kW	175.6万 kW (228,440 件)	714.2万 kW (391,260 件)	986.0万 kW (362,045 件)	967.7万 kW (295,638 件)	695.8万 kW (234,261 件)	609.9万 kW (187,129 件)	631.2 万kW (202,197 件)	679.2万 kW (201,752 件)	5,459.7万kW (2,102,722件)	9,331.1万kW (2,301,491件)	58.5%

※ バイオマスは、認定時のバイオマス比率を乗じて得た推計値を集計。 ※ 各内訳ごとに、四捨五入しているため、合計において一致しない場合がある。
 ※ 改正FIT法による失効分 (2020年3月時点で確認できているもの) を反映済。

②日本の動向：FIT制度の調達価格

電源 【調達期間】	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	価格目標
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	40円	36円	32円	29円※1 27円※1 ※1 7/1~ (利潤配慮期間終了後)	24円	入札制 (2,000kW以上)		入札制 (500kW以上)	入札制 (250kW以上)		7円 (2025年)
						21円 (10kW以上 2,000kW未満)	18円 (10kW以上 2,000kW未満)				
						12円 (50kW以上 250kW未満)	13円※2 (10kW以上 50kW未満)				
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※3	31円 33円※3	28円 30円※3	26円 28円※3	24円 26円※3	21円		卸電力 市場価格 (2025年)
						21円 (20kW以 上)	20円	19円	18円	8~9円 (2030年)	
22円(20kW以上)/55円(20kW未満)			36円(洋上風力 (着床式・浮体式))			36円 (着床式)		入札制 (着床式)			
						36円(浮体式)					
バイオマス 【20年】 ※4 ※6 ※7	24円(バイオマス液体燃料)					24円 (20,000kW以上)	21円 (20,000kW未満)	入札制	入札制	FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す	
	24円(一般木材等)					24円 (20,000kW以上)	21円 (20,000kW未満)				入札制 (10,000kW以上)
	32円(未利用材)					32円(2,000kW以上)		24円 (10,000kW未満)	24円 (10,000kW未満)		
						4.0円(2,000kW未満)		その他 (13円(建設資材廃棄物)、17円(一般廃棄物その他バイオマス)、39円(メタン発酵バイオガス発電 ※5))			
地熱 【15年】※4	26円(15,000kW以上)										
	40円(15,000kW未満)										
水力 【20年】※4	24円(1,000kW以上30,000kW未満)					24円	20円(5,000kW以上30,000kW未満)				
	29円(200kW以上1,000kW未満)					27円 (1,000kW以上5,000kW未満)					
	34円(200kW未満)										

※2 10kW以上50kW未満の事業用太陽光発電には、2020年度から自家消費型の地域活用要件を設定する。ただし、営農型太陽光は、10年間の農地転用許可が認められ得る案件は、自家消費を行わない案件であっても、災害時の活用が可能であればFIT制度の新規認定対象とする。

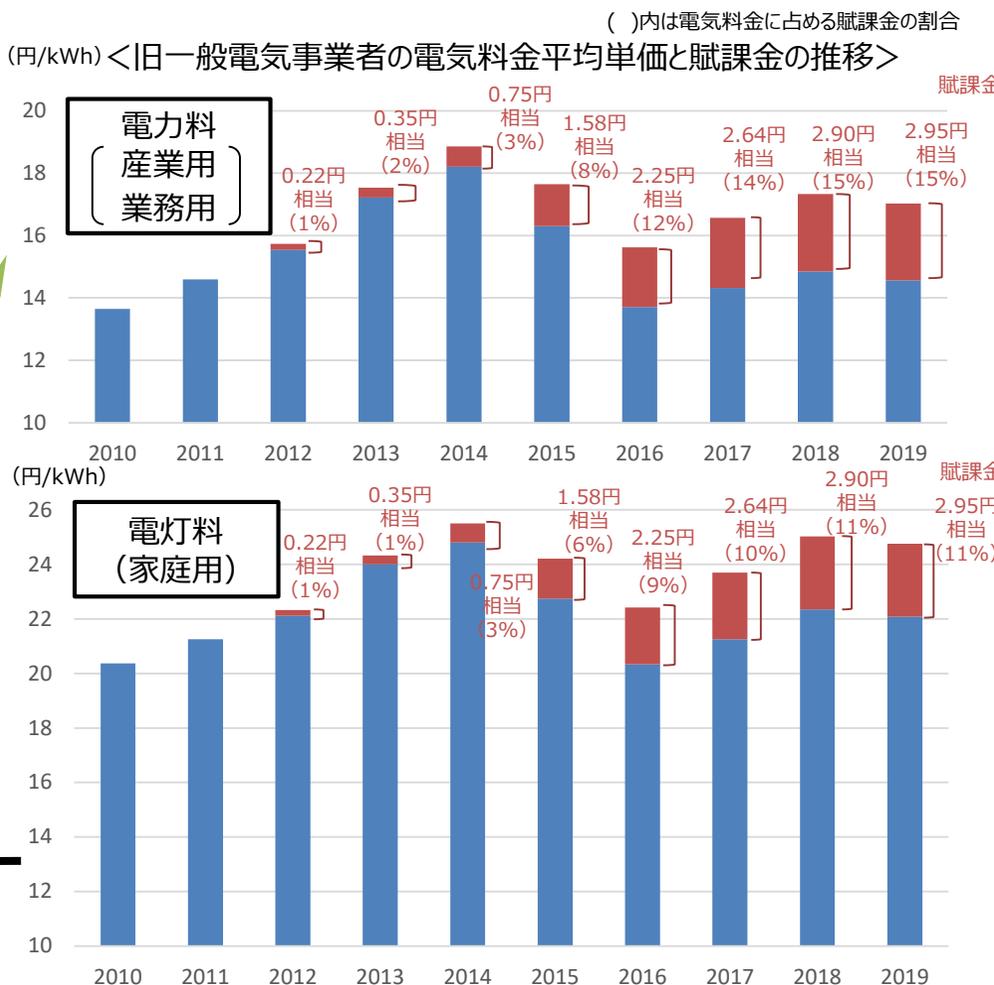
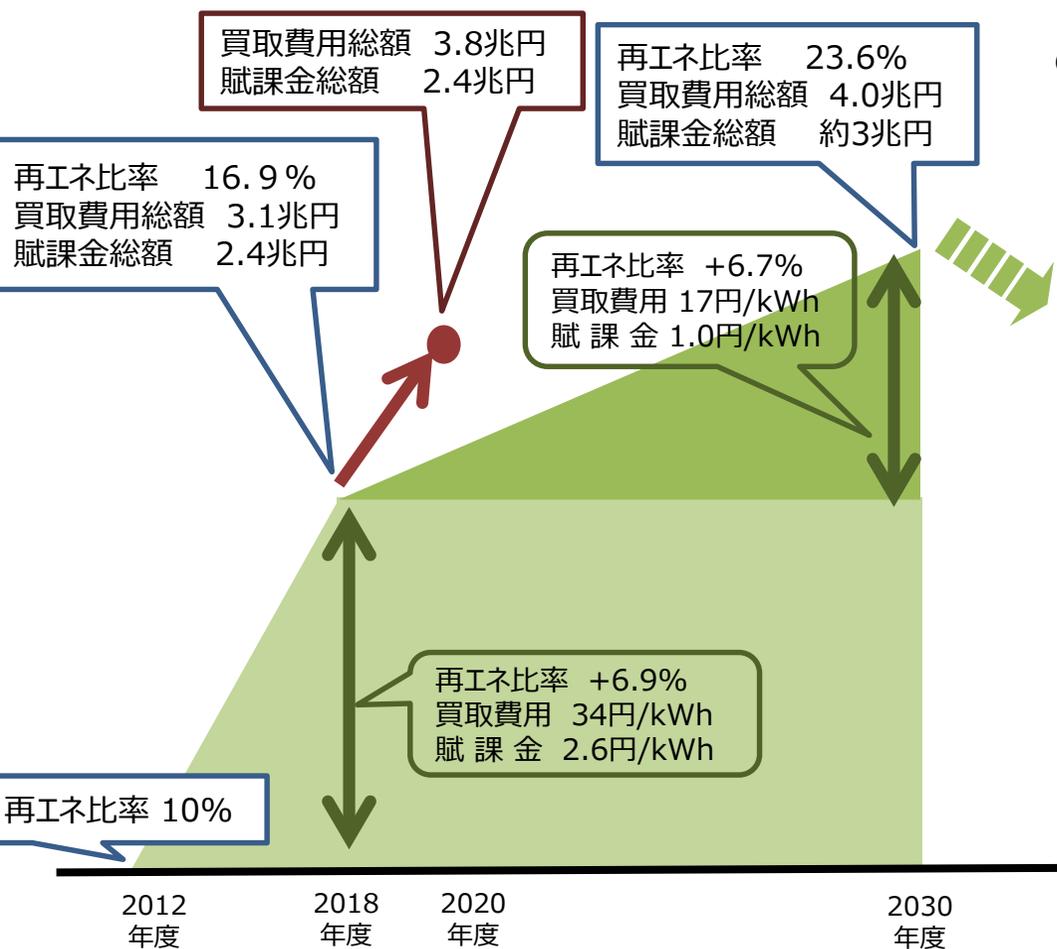
※4 風力・地熱・水力のリレーについては、別途、新規認定より低い買取価格を適用。 ※5 主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電は、一般木材区分において取扱。

※6 新規燃料については、食料競合について調達価格等算定委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を行った上で、その判断のための基準を策定し、当該基準に照らして、食料競合への懸念が認められる燃料については、そのおそれがないことが確認されるまでの間は、FIT制度の対象としない。食料競合への懸念が認められない燃料については、ライフサイクルGHG排出量の論点を調達価格等算定委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を継続した上で、ライフサイクルGHG排出量を含めた持続可能性基準を満たしたものは、FIT制度の対象とする。

※7 石炭（ごみ処理焼却施設で混焼されるコークス以外）との混焼を行うものは、2019年度（一般廃棄物その他バイオマスは2021年度）からFIT制度の新規認定対象とならない。また、2018年度以前（一般廃棄物その他バイオマスは2020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。

②日本の動向：FIT制度に伴う国民負担の状況（i）

- 2020年度（予測）の買取費用総額は3.8兆円、賦課金（国民負担）総額は2.4兆円となっている。
- 電気料金に占める賦課金割合は、2019年度実績では、産業用・業務用15%、家庭用11%。



(注) 2018~2020年度の買取費用総額・賦課金総額は試算ベース。
 2030年度賦課金総額は、買取費用総額と賦課金総額の割合が2030年度と2018年度が同一と仮定して算出。
 kWh当たりの買取金額・賦課金は、(1) 2018年度については、買取費用と賦課金については実績ベースで算出し、
 (2) 2030年度までの増加分については、追加で発電した再エネが全てFIT対象と仮定して機械的に、①買取費用は総買取費用を総再エネ電力量で除したものとし、②賦課金は賦課金総額を全電力量で除して算出。

(注) 発受電月報、各電力会社決算資料等をもとに資源エネルギー庁作成。
 グラフのデータには消費税を含まないが、併記している賦課金相当額には消費税を含む。
 なお、電力平均単価のグラフではFIT賦課金減免分を機械的に試算・控除の上で賦課金額の幅を図示。

②日本の動向：FIT制度に伴う国民負担の状況（ii）

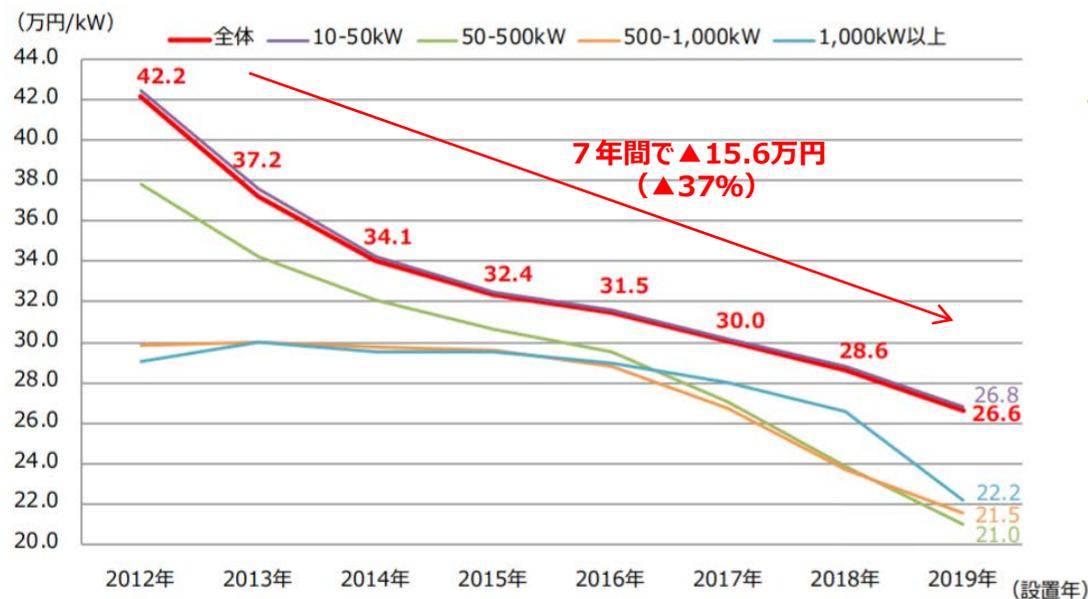
- 買取総額の内訳を見ると、2012年度～2014年度に認定された事業用太陽光発電に係る買取費用が大半を占めている。

<買取総額の内訳>

住宅用太陽光		0.3兆円	8%	
事業用太陽光	2012年度認定	0.8兆円	58% 21%	
	2013年度認定	1.0兆円		26%
	2014年度認定	0.4兆円		11%
	2015年度認定	0.1兆円	3%	
	2016年度認定	0.1兆円	3%	
	2017年度認定	0.06兆円	2%	
	2018年度認定	0.05兆円	1%	
	2019年度認定	0.01兆円	0%	
	2020年度認定	0.002兆円	0%	
	(合計)	(2.5兆円)	(66%)	
風力発電		0.2兆円	5%	
地熱発電		0.02兆円	0.5%	
中小水力発電		0.09兆円	2%	
バイオマス発電		0.7兆円	18%	
合計		3.8兆円	—	

<太陽光発電のコスト低減状況>

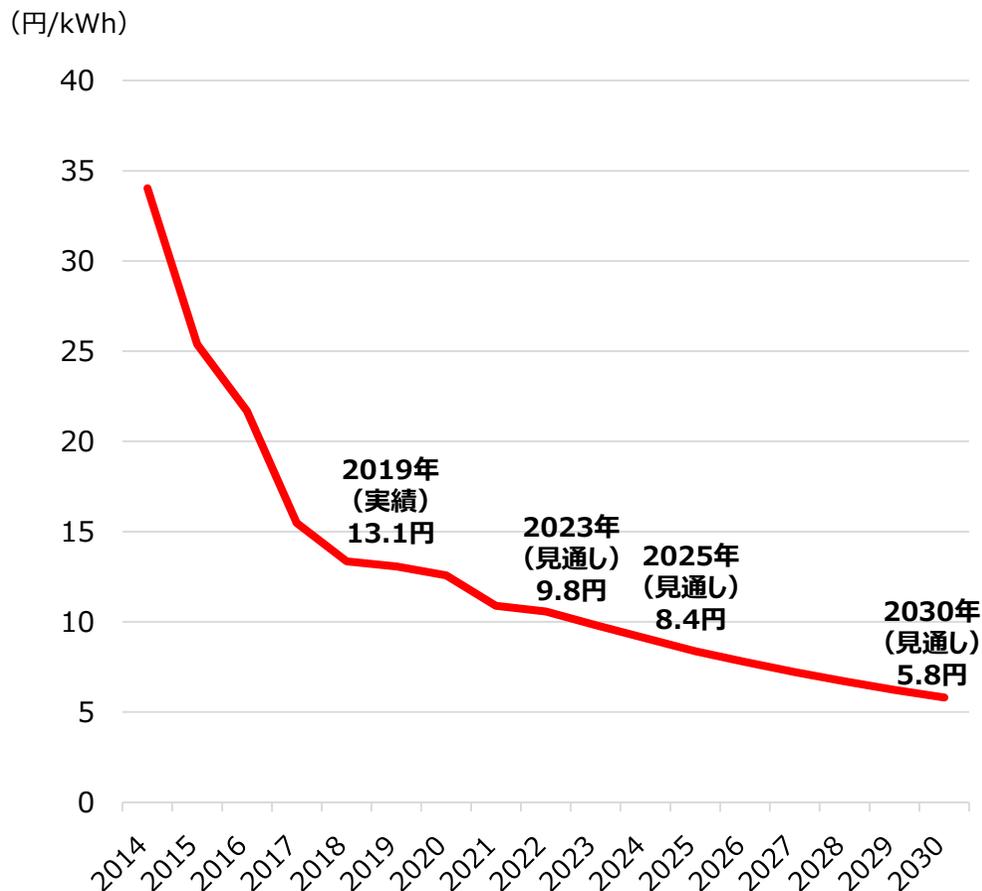
(設置年別・システム費用の推移)



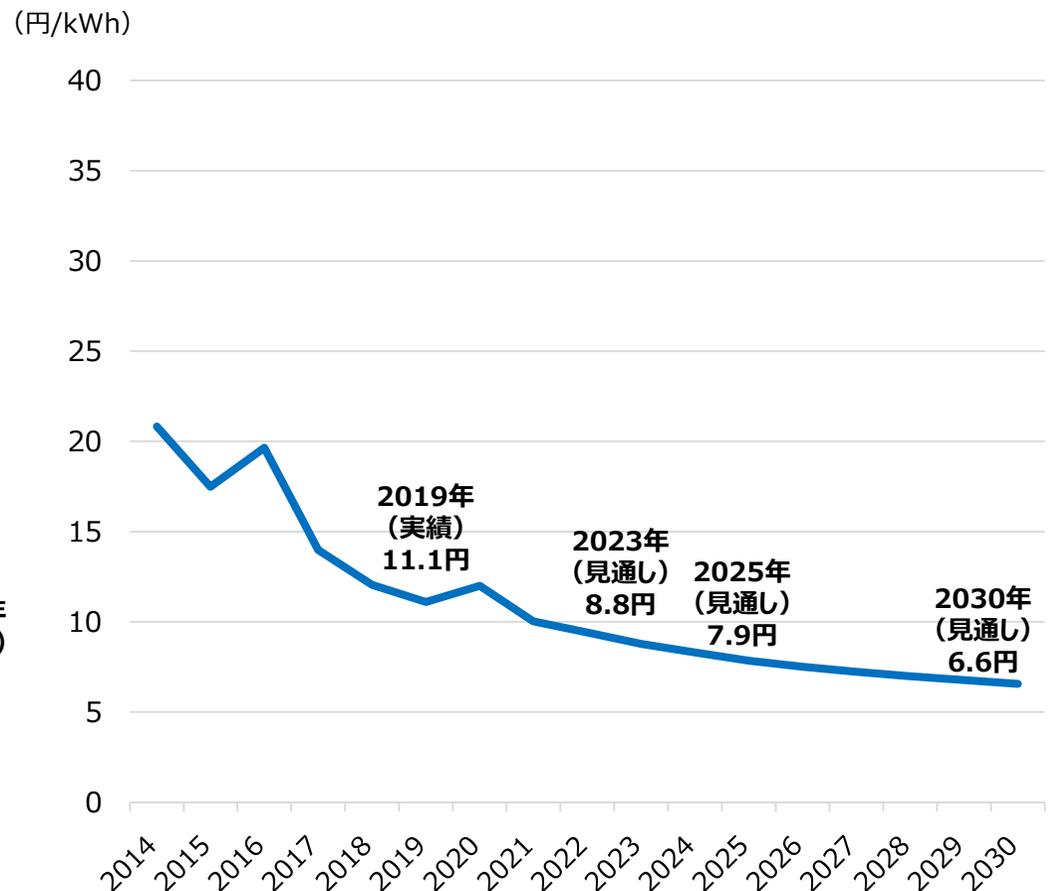
②日本の動向：再生可能エネルギーのコストの状況

- 民間調査機関のデータによると、現状の発電コストは、**事業用太陽光発電で2019年13.1円/kWh**、**風力発電で2019年11.3円/kWh**程度となっている。
- また、発電コストの見通しとしては、**事業用太陽光発電で2030年5.8円/kWh**、**風力発電で2030年6.6円/kWh**程度といった水準が示されている。

<日本の事業用太陽光発電のコストの現状と見通し>



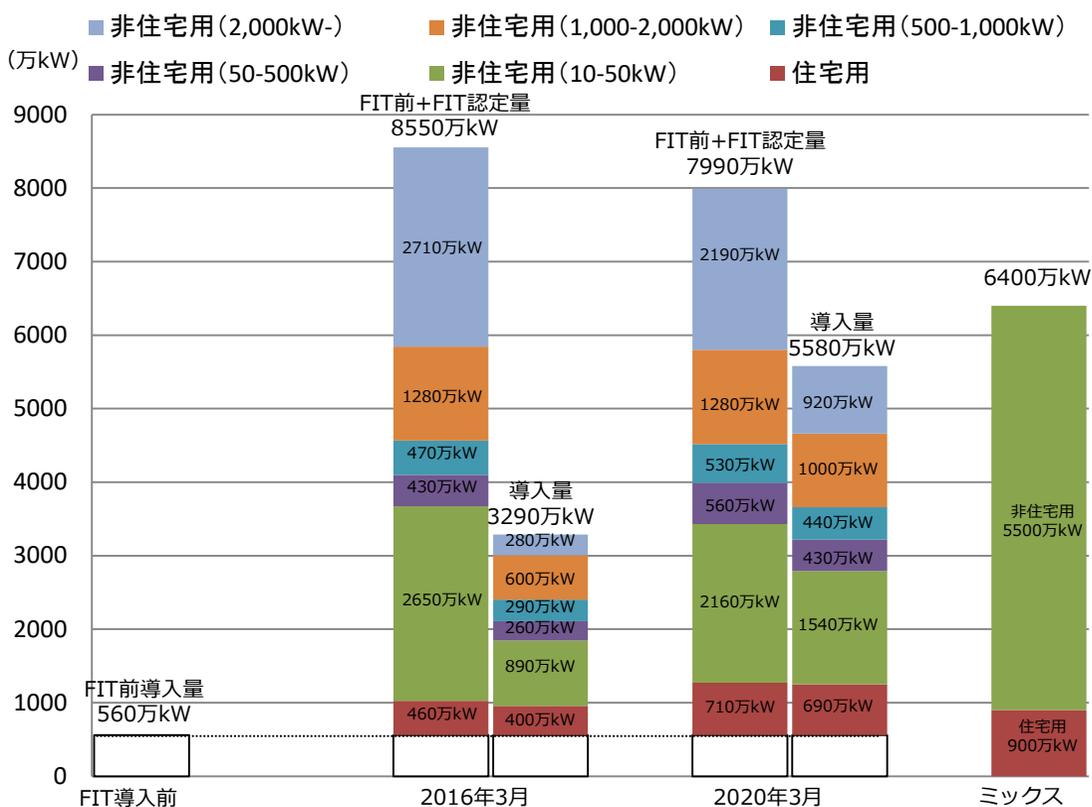
<日本の陸上風力発電のコストの現状と見通し>



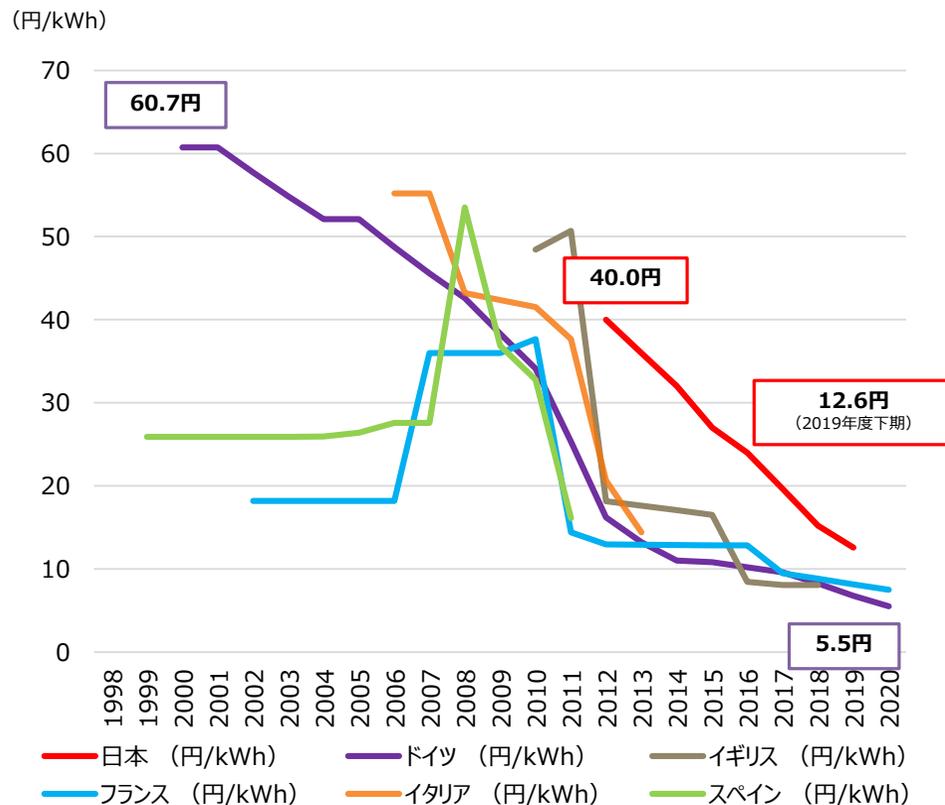
③電源別動向：太陽光発電

- 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、現時点のFIT前導入量 + FIT認定量は**7,990万kW**、導入量は**5,580万kW**。10kW～50kWの小規模太陽光案件が多く、事業用太陽光発電の全件数に占める割合は、FIT認定件数・導入件数ベースともに95%程度となっている。
- 2020年度の買取価格は、住宅用（10kW未満）が**21円/kWh**、事業用（50kW以上250kW未満）が**12円/kWh**などであるが、**海外の買取価格と比べて高い。事業用（250kW以上）は入札対象**となっている。2019年度下期入札（500kW以上が対象）の加重平均落札価格は12.57円/kWhである。

＜太陽光発電のFIT認定量・導入量＞



＜太陽光発電（2,000kW）の各国の買取価格＞



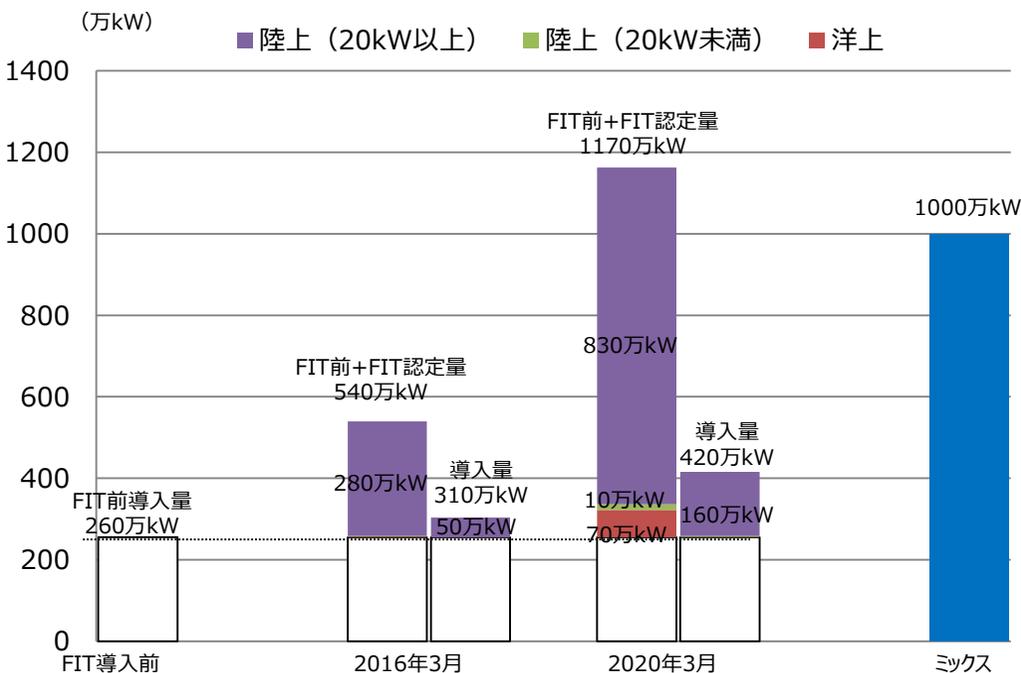
※ 改正FIT法による失効分（2020年3月時点で確認できているもの）を反映済。

※ 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。

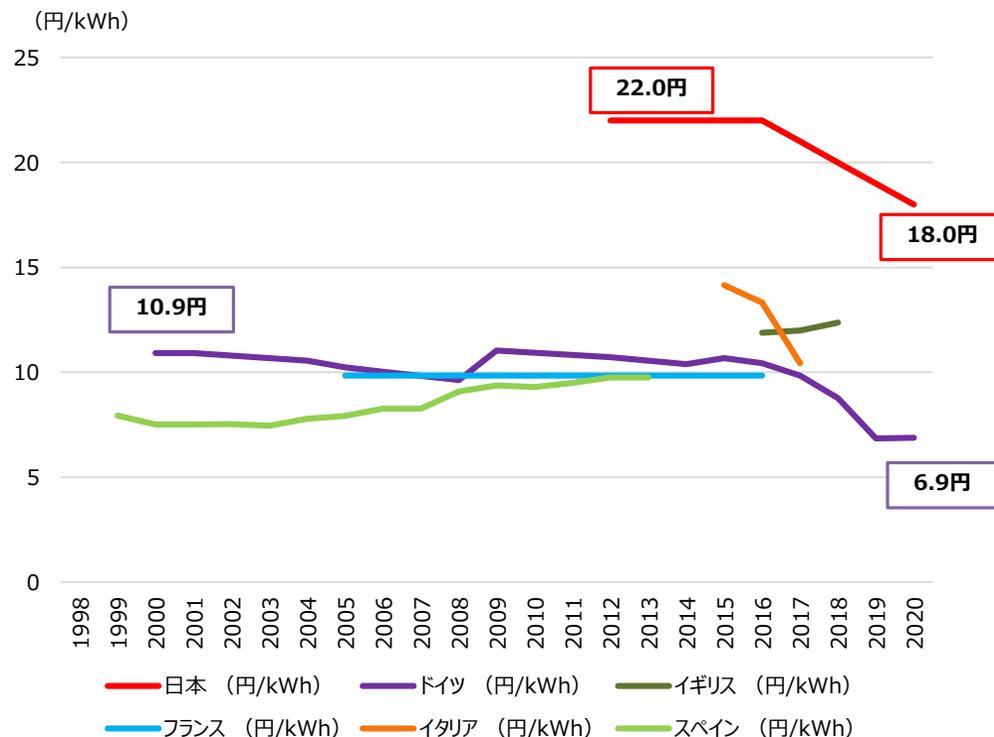
③電源別動向：風力発電

- 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、現時点のFIT前導入量+FIT認定量は**1,170万kW**、導入量は**420万kW**。洋上風力（着床式・浮体式）発電については、現時点では導入案件は少ないものの、今後の導入拡大が見込まれる。
- 買取価格は、陸上風力発電が**18円/kWh**（2020年度）、洋上風力発電が**36円/kWh**（2019年度）であるが、**海外の買取価格と比べて高い**。**2020年度から着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）は入札制**となっている。

＜風力発電のFIT認定量・導入量＞



＜風力発電（20,000kW）の各国の買取価格＞



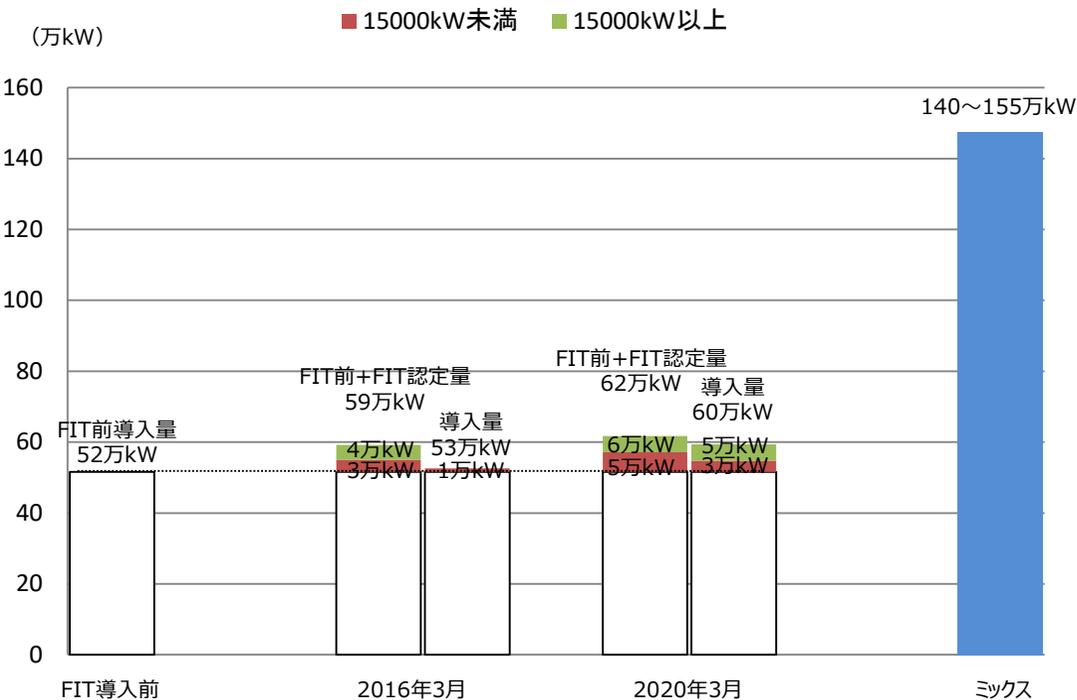
※ 改正FIT法による失効分（2020年3月時点で確認できているもの）を反映済。

※ 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。

③電源別動向：地熱発電

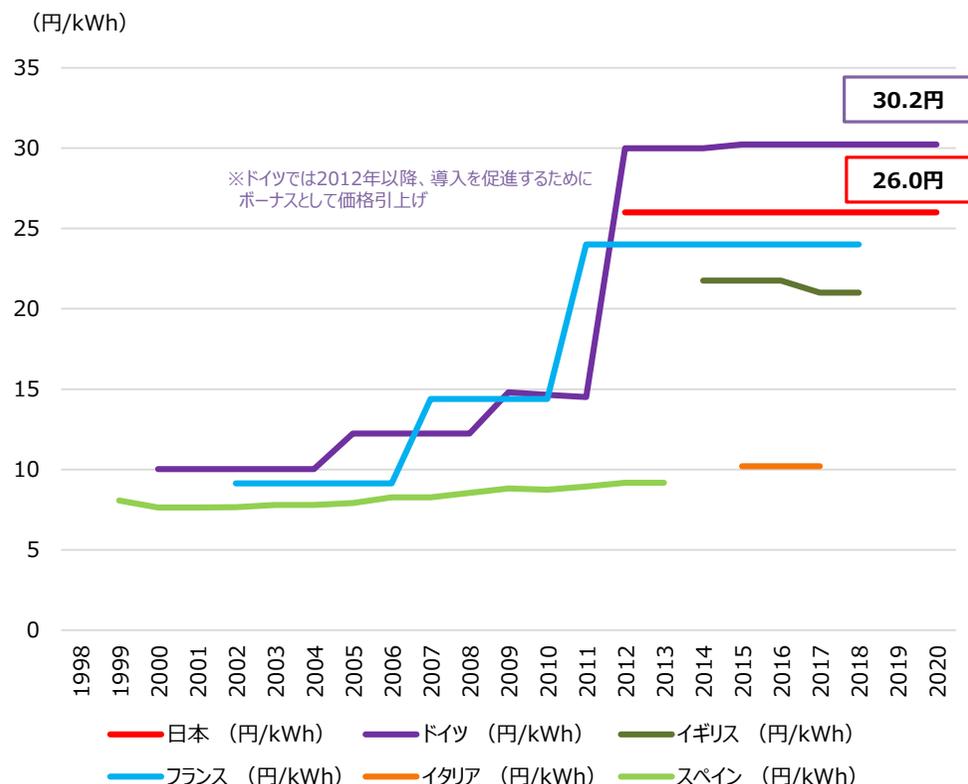
- 地熱発電については、エネルギーミックス（140万～155万kW）の水準に対して、現時点のFIT前導入量+FIT認定量は62万kW、導入量は60万kW。
- 2020年度の買取価格は、15,000kW以上で26円/kWh、15,000kW未満で40円/kWhである。

<地熱発電のFIT認定量・導入量>



※ 改正FIT法による失効分（2020年3月時点で確認できているもの）を反映済。

<地熱発電（30,000kW）の各国の買取価格>

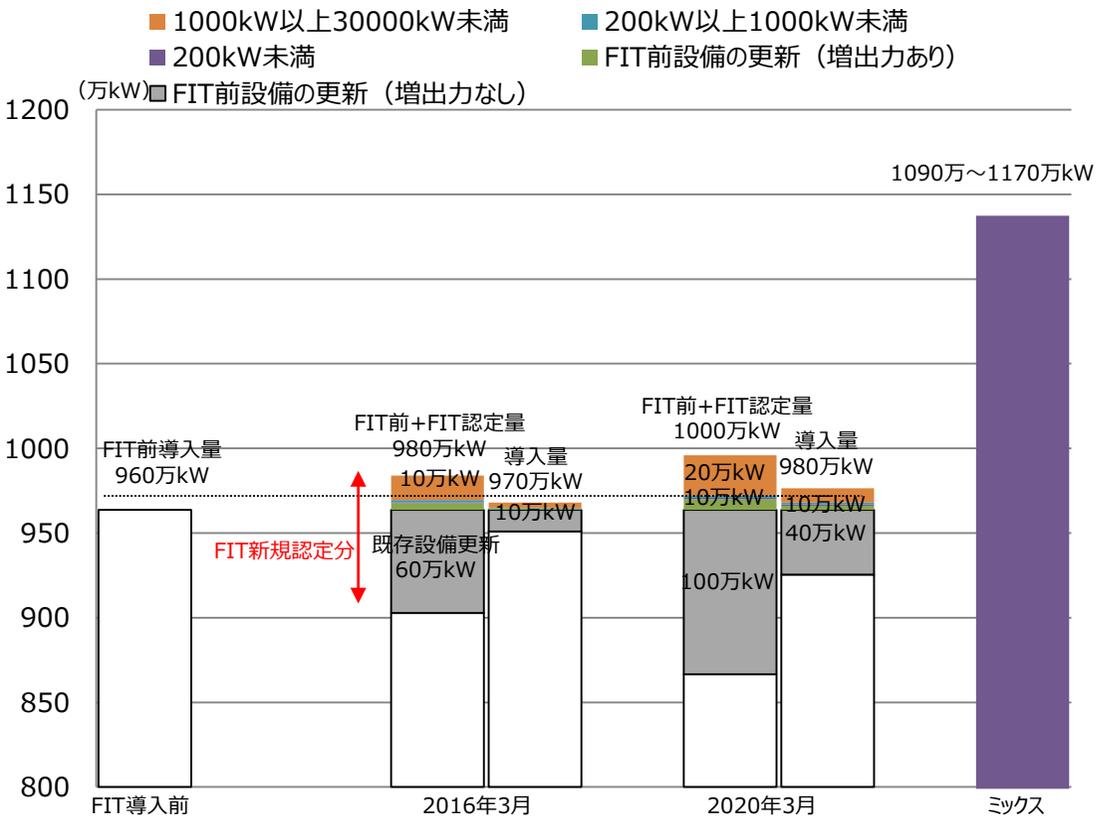


※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。
 欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。ただし、イギリスは落札者なしのため入札上限価格。また、イタリアは落札価格非公表のため、入札上限価格。フランスは12,000kW以上は支援対象外のため、12,000kW設備の価格。

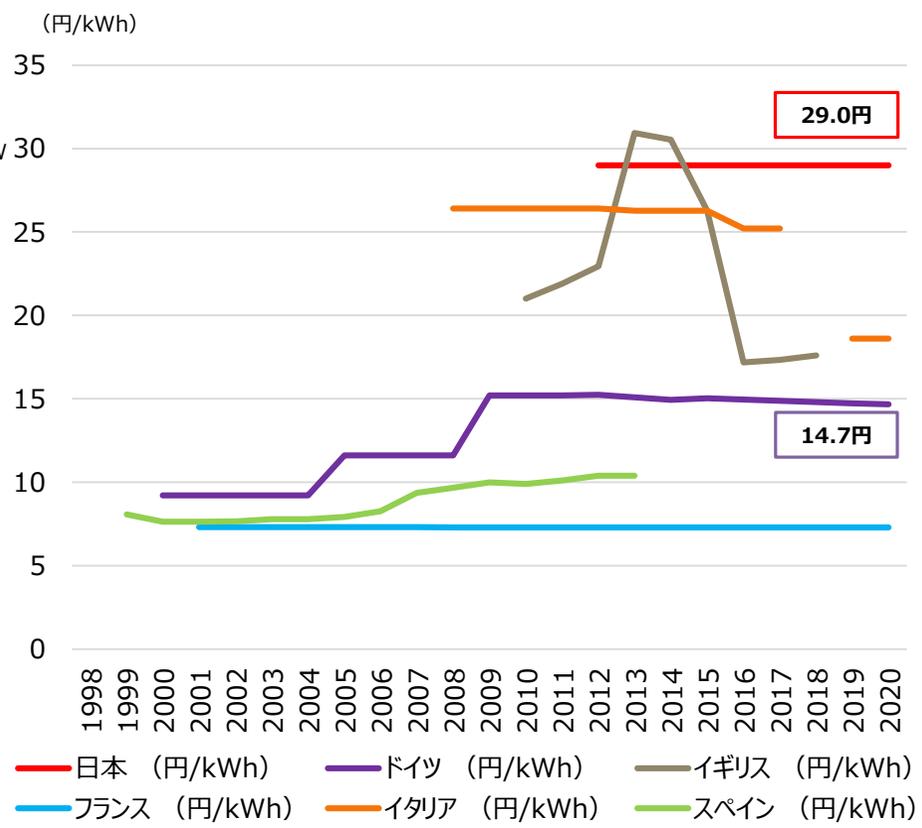
③電源別動向：中小水力発電

- 中小水力発電については、**エネルギーミックス（1,090万～1,170万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量 + FIT認定量は**1,000万kW**、導入量は**980万kW**。
- 2020年度の買取価格は200kW以上1,000kW未満で**29円/kWh**などであるが、**海外の買取価格と比べて高い**。

＜中小水力発電のFIT認定量・導入量＞



＜中小水力発電（200kW）の各国の買取価格＞



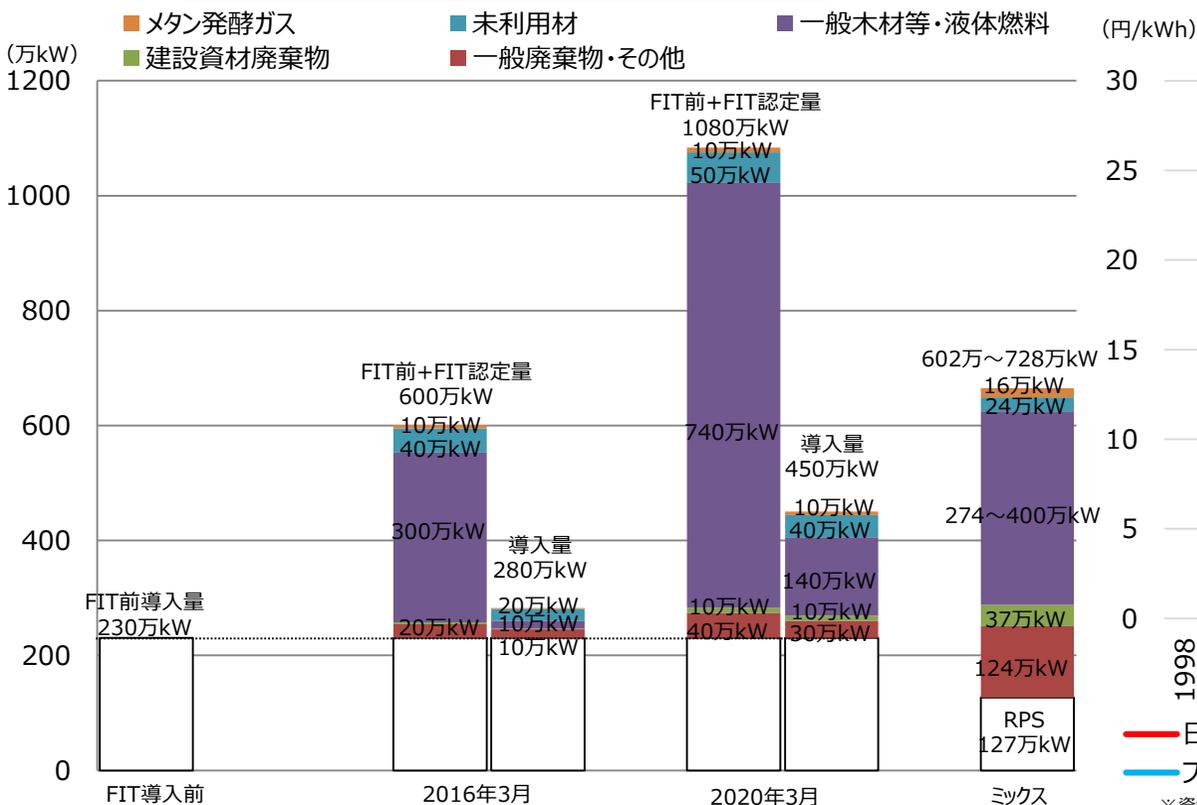
※ 改正FIT法による失効分（2020年3月時点で確認できているもの）を反映済。
 ※ 新規認定案件の75%は既存設備の更新（増出力なし）、5%は既存設備の更新（増出力あり）と仮定している。

※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。

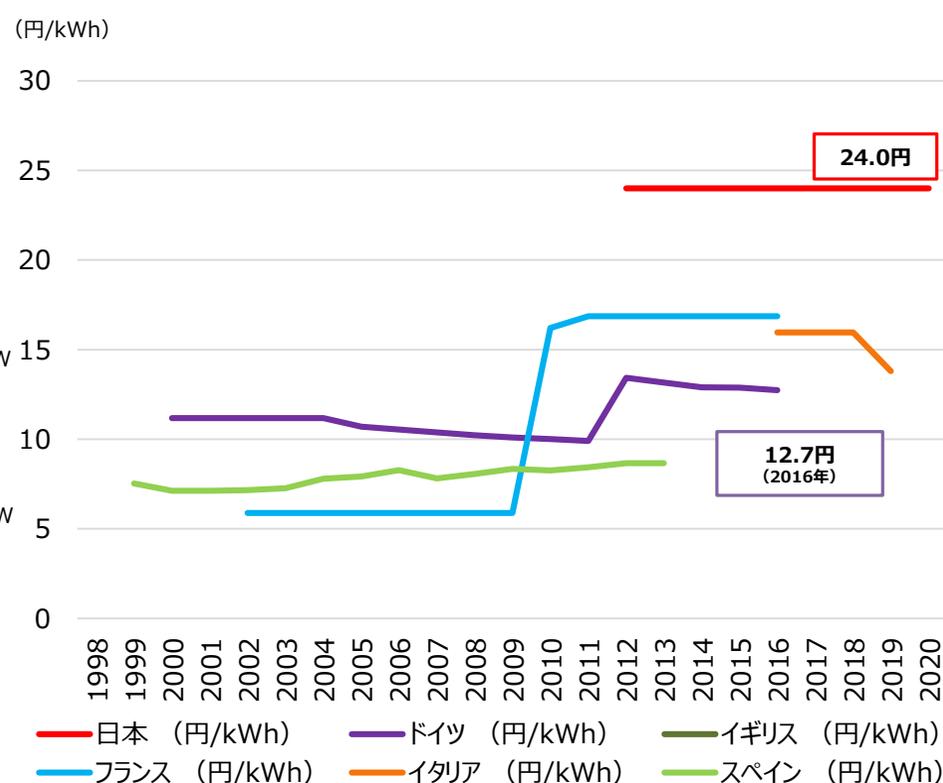
③電源別動向：バイオマス発電

- バイオマス発電については、**エネルギーミックス（602万～728万kW）**の水準に対して、現時点のFIT前導入量＋FIT認定量は**1,080万kW**、導入量は**450万kW**。2016～2017年度に輸入材を中心とした大規模な一般木材等バイオマス発電のFIT認定量が急増した。
- 2020年度の買取価格は、一般木材等（10,000kW未満）が**24円/kWh**などであるが、**海外の買取価格と比べて高い**。**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。

＜バイオマス発電のFIT認定量・導入量＞



＜バイオマス発電（5,000kW、ペレット使用）の各国の買取価格＞



※ 改正FIT法による失効分（2020年3月時点で確認できているもの）を反映済。
 ※ バイオマス比率考慮済。

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

1. 国内外の再生可能エネルギーの現状

(1) 直近のデータ

(2) 国内の政策動向（再エネ政策の全体像）

2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

再エネ政策の全体像①

- **再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会**では、再エネに係るこれまでの政策や状況をふまえた上で、「**再エネ型の経済社会**」をいかに創造し、**早期の主力電源化を達成するのか**という観点から、検討が深められているところ。

2020/07/22 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第18回）・再エネ主力化小委員会（第6回）合同会議 資料2

再エネ型経済社会の創造に向けて（第4フェーズ検討にあたっての視座）

<基本的考え方>

- これまで、2012年の再エネ特措法の施行以降、FIT制度による再エネの導入拡大を図るとともに、その過程で生じる国民負担や系統制約等の導入障壁の克服に、随時、取り組んできた。
- その後、**2017年12月に「再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」が設置**され、これまで3度にわたる中間整理（第1次：2018年5月、第2次：2019年1月、第3次：2019年8月）を行った。併せて、「**再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会**（昨年9月～12月まで全5回開催）」における議論を踏まえ、さる**第201回通常国会において、FIT制度の抜本見直し等を内容とした再エネ特措法の改正を含む「エネルギー供給強靱化法」が成立**。
- こうした努力により、**再エネ比率は約17%^{※1}まで向上**し、また、**導入量でも世界第6位^{※2}となっている**。一方、**国民負担の軽減**は引き続き大きな課題であると同時に、**脱炭素・分散型の再エネ社会への期待はますます強まり、世界的にも脱炭素化の流れは加速**を続けている。今般の新型コロナウイルス問題を契機としたアフターコロナ社会においては、この流れは更なる加速化が求められる。
※1：2018年度実績 ※2：2017年の再エネ発電量ベース
- こうした状況の中、7月17日の閣議後記者会見において梶山経済産業大臣から、「**再エネ型経済社会を創造していくという発想で、産業の競争力、インフラの構築、地域社会との共生の3つの面で政策を検討するよう指示**」がなされた。第4フェーズの検討にあたっては、**FIT制度等の支援措置を通じて導入拡大を進めていく現状から早期に自立**し、再エネが中核の一つとして位置付けられ、自然と再エネが活用されるような「**再エネ型の経済社会**」をいかに創造し、**早期の主力電源化を達成するのか**という観点から検討を深めていくべきではないか。

課題・エネ基の方向性

- 国際水準と比較して高い発電コスト
- 国民負担の増加

コストダウンの加速化とFITからの自立化

発電コスト

再生可能エネルギーの主力電源化

事業環境

- 長期安定的な事業運営に対する懸念
- 地域との共生事業実施に対する地元の懸念

長期安定的な事業運営の確保

系統制約・調整力

- 適地偏在性への対応
- 再エネ大量導入を支えるネットワーク整備や運用
- 再エネ出力変動への対応

アクションプランの着実な実行

再エネの大量導入を支える次世代電力NWの構築

主力電源化に向け、国民負担を抑制しつつ最大限導入を加速させていくための、今後の方向性

電源の特性に応じた制度構築

主力電源化に向けた2つの電源モデルと政策の方向性

- ①競争電源：更なるコストダウン+電力市場への統合に向けた新制度検討
- ②地域活用電源：レジリエンス向上+需給一体型活用を前提に基本的枠組み維持

需給一体型の再エネ活用モデルの促進

既認定案件の適正な導入と国民負担の抑制

電源の特性に応じた制度の在り方

適正な事業規律

太陽光発電設備の廃棄等費用の確保に向けた外部積立制度の検討
小規模太陽光等の安全確保に向けた規律の強化

適正な事業規律

次世代電力NWへの転換

再生可能エネルギーの大量導入を支える次世代電力ネットワーク
「プッシュ型」の計画的系統形成

系統増強負担の再エネ特措法上の賦課金方式の活用の検討
出力制御対象の拡大

その他当面の課題への対応

太陽光発電の法アセスと運転開始期限
再エネ電源に対する発電側基本料金の課金の在り方
再エネ海域利用法の運用における既存系統の活用の在り方

1. 電源の特性に応じた制度構築 (→ 競争力ある再エネ産業への進化)

- 再エネの利用を総合的に推進する観点から、「FIT法」から「再エネ促進法」に改正。【再エネ促進法】
- 市場連動型のFIP制度の創設 【再エネ促進法】
 - ✓ 固定価格買取 (FIT制度) に加え、新たに、市場価格に一定のプレミアムを上乗せして交付する制度 (FIP制度) を創設。
- 分散型電力システムの促進 【電気事業法】
 - ✓ 地域において分散小型の電源等を含む配電網を運営しつつ、緊急時には独立したネットワークとして運用可能となるよう、配電事業 を法律上位置付け。
 - ✓ 分散型電源等を束ねて電気の供給を行う事業 (アグリゲーター) を法律上位置付け。

2. 再エネの大量導入を支える次世代電力NW (→ 再エネを支えるNW等の社会インフラの整備)

- マスタープランの法定化 【電気事業法】
 - ✓ 電力広域機関に、将来を見据えた広域系統整備計画 (プッシュ型系統整備・マスタープラン) 策定業務を追加。
- 系統増強費用への賦課金投入 【再エネ促進法】
 - ✓ 将来を見据えた 広域系統整備計画 (プッシュ型系統整備) を踏まえ、再エネの導入拡大に必要な地域間連系線等の 送電網の増強費用の一部 を、賦課金方式で全国で支える制度を創設。

3. 適正な事業規律 (→ 再エネと共生する地域社会の構築)

- 太陽光発電の廃棄費用の外部積立義務化 【再エネ促進法】
 - ✓ 事業用太陽光発電事業者に、廃棄費用の外部積立 を原則義務化。
- 長期未稼働に対する失効制度 【再エネ促進法】
 - ✓ 系統が有効活用されない状況を是正するため、認定後、一定期間内に運転開始しない場合、認定を失効。

再エネ政策の全体像②

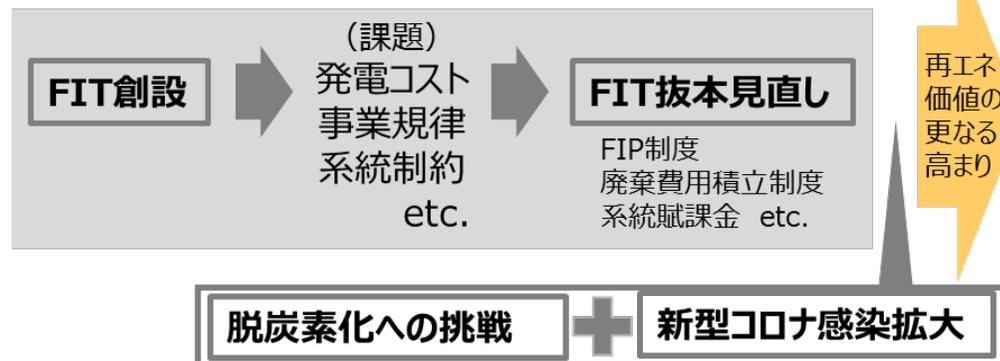
- 「再エネ型の経済社会」の創造に向けて、具体的には以下のような論点について検討が進められている。

2020/07/22 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第18回）・再エネ主力化小委員会（第6回）合同会議 資料2

再エネ型経済社会の創造に向けて（第4フェーズ検討にあたっての視座）

- 具体的には、以下のような論点について、「再エネ型の経済社会の創造」に向けた課題の特定と対策案の検討を進めていくべきではないか。
 - 1) **産業**： 諸外国ではビジネスベースでの再エネの導入が進みつつある中で、どのように**低コスト・安定的な導入を可能とする「競争力ある産業」に進化**させていくか。
 - 2) **社会基盤**： 分散型の再エネを効率的・大量に利用可能な経済社会システムの構築に向けて、**電力系統などの「産業社会インフラ」の整備**をどのように進めていくか。
 - 3) **地域社会**： **再エネが地域や社会から受容され、持続可能な形で導入が拡大してくような「再エネ型の地域社会」**をどのように構築していくか。

<これまで>：再エネの導入拡大と課題の克服



<今後>：再エネ型経済社会の創造

- ① 競争力ある再エネ産業への進化
- ② 再エネを支える社会インフラの整備
- ③ 再エネと共生する地域社会の構築

→ 再エネを核とした経済へ

- 「再エネ型の経済社会」の創造に向けた具体的論点のうち、本委員会に特に関連する事項は以下のとおり。

2020/07/22 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第18回）・再エネ主力化小委員会（第6回）合同会議 資料2（一部加工）

再エネ型経済社会の創造に向けた具体的な論点

※ は、調達価格等算定委員会に特に関連する事項。

論点1：競争力ある再エネ産業への進化

～コスト低減、電力市場への統合に向け、再エネを競争力ある産業に進化～

- ① FIP制度の導入とアグリゲータービジネスの活性化
- ② 「需給一体型」を中心とした分散型電源の導入加速化、需要家意識改革
- ③ 新たなエネルギーシステムを支える蓄電池の普及拡大
- ④ 主力電源化のカギを握る洋上風力の競争力強化

論点2：再エネを支えるNW等の社会インフラの整備

～系統制約の影響を抑えつつ、中長期的な社会インフラ整備を着実に実施～

- ① 主力電源化に向けた基幹送電線利用ルールの見直し
- ② 将来の電源ポテンシャルを踏まえたプッシュ型の系統形成
- ③ 再エネを支える産業基盤の整備（革新技术の研究開発等）

論点3：再エネと共生する地域社会の構築

～地域社会の要請に応え、理解・信頼を得て、事業を運営～

- ① 地域の理解・信頼を得るための事業規律の適正化
- ② 適時の価格による事業実施及び系統の有効活用を担保する仕組み（認定失効制度）
- ③ レジリエンスや需給一体等、地域の要請に応え持続可能な導入拡大を実現する取組の促進

<現状>

- 発電コストが着実に低減している電源、又は発電コストが低廉な電源として活用し得る電源については、電源ごとの案件の形成状況を見ながら、電力市場への統合を図っていくことが必要。改正法により、2022年度よりFIT制度に加え市場連動型のFIP (Feed-in Premium) 制度を導入。
- FIP制度では、卸電力取引市場や相対取引で再エネ発電事業者が市場に売電した場合に、基準価格と市場価格の差額をプレミアムとして交付することにより、投資インセンティブを確保する。
- 同時に、再エネ発電事業者が新たに市場に出てくることも踏まえ、アグリゲーション・ビジネスの活性化のための環境整備などを進めることも重要である。

<検討の視点>

- FIP制度の詳細設計にあたり、長期的な卸市場価格の低迷など予見性を著しく損なうリスクに配慮しつつ、電源の特性を踏まえ、市場価格の変動に対応する発電行動を促すための仕組みとするために必要なことは何か。
- FIP制度の適用対象の決定にあたり、各電源の案件の形成状況や市場環境等を踏まえながら市場への統合を進めていくには、具体的にどのような点をメルクマールとしていくことが重要か。
- 再エネの市場統合を促し、競争力ある産業となるためには、FIP電源や卒FIT電源を含む再エネ・分散型リソースの活用を促進するような周辺ビジネスの発展が重要になる。特に、これまで発電側のアグリゲーションは、FIT制度の下で分散型リソースを束ねるインセンティブがほとんどなかったため進まなかったが、今後は重要になる。アグリゲーション・ビジネスの基盤となる需要側のアグリゲーションを確固たるものに育てつつ、さらに、再エネの市場統合を通じた再エネ導入拡大と新たなビジネスの創出、特に、アグリゲーターが育ち活性化されるためには、どのような市場環境整備が必要か。

(参考) 市場連動型の導入支援 (FIP制度)

2020/08/31 再エネ大量導入・次世代NW小委員会 (第19回) ・再エネ主力化小委員会 (第7回) 合同会議 資料 1 (一部加工)

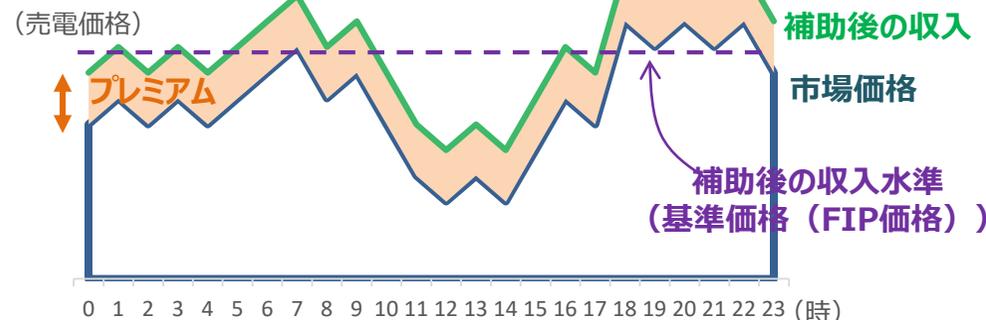
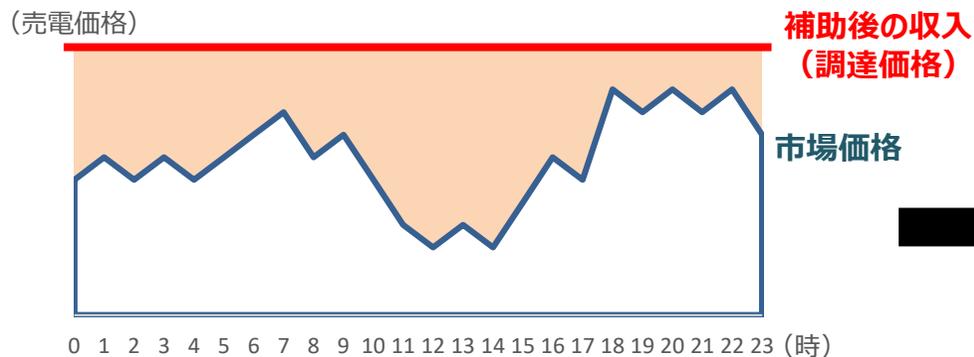
- 大規模太陽光・風力等の競争力ある電源への成長が見込まれるものは、欧州等と同様、電力市場と連動した支援制度へ移行。

FIT制度

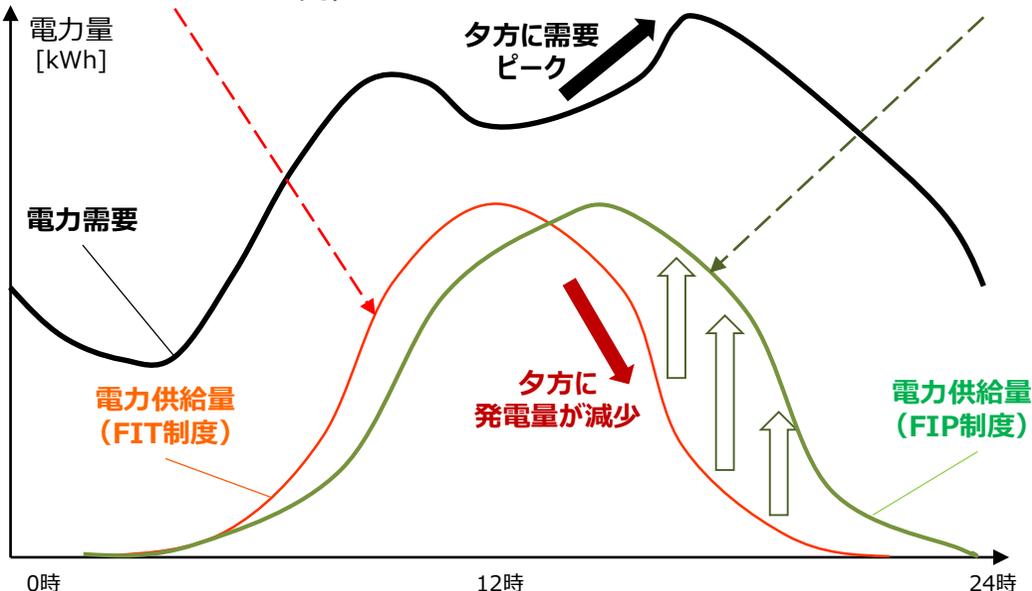
価格が一定で、収入はいつ発電しても同じ
 → 需要ピーク時 (市場価格が高い) に供給量を増やすインセンティブなし

FIP制度

補助額 (プレミアム) が一定で、収入は市場価格に連動
 → 需要ピーク時 (市場価格が高い) に蓄電池の活用などで供給量を増やすインセンティブあり
 ※補助額は、市場価格の水準にあわせて一定の頻度で更新



1日の電力需要と太陽光発電の供給量



- 2022年4月に開始するFIP制度について、**交付対象区分等** (= FIP制度の対象区分等)、**交付対象区分等のうち入札を実施する区分等**、**基準価格** (= FIP価格)、**交付期間** (= 支援期間) は、本委員会の意見を聴き、その意見を尊重することが、2022年4月に施行される改正再エネ特措法において規定されている。
- 現在、「**再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会**」「**再エネ主力化小委員会**」**合同会議**では、FIP制度の詳細設計が実施されており、上記事項について、以下の方向性が示されているところ。

2020/08/31 再エネ大量導入・次世代NW小委員会 (第19回) ・再エネ主力化小委員会 (第7回) 合同会議 資料1 (一部抜粋)

【論点2】**交付対象区分等**※の決定及び入札を実施する**交付対象区分等**の指定

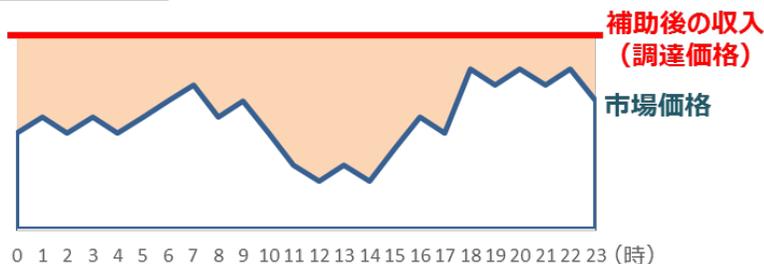
※「交付対象区分等」= FIP制度の対象区分等

- 本年2月の再エネ主力化小委員会中間取りまとめでは、「競争電源に係るFIP制度の対象となる区分等、またその対象区分等のうちFIP価格に関する入札を実施する区分等については、**市場への統合による効果が期待できるもの**を念頭に置きつつ、**各電源の案件の形成状況や市場環境等**を踏まえ、調達価格等算定委員会の意見を尊重して決定することが適切である」と整理されたところ。
- 今後、これらの決定に当たり、「市場への統合による効果が期待できるもの」、「各電源の案件の形成状況」、「市場環境等」として、**どのような観点をふまえて評価・分析を行うべきか**。**FIP制度の対象区分等**の決定に当たっては、電源毎の状況 (例えば、発電特性、規模、国内外コスト動向) や事業環境 (例えば、卸電力取引市場の取引条件、アグリゲーター動向) といった観点を参考にすることが考えられるが、**次回以降、そういった観点をより具体的に検討してはどうか**。
- また、FIP制度の対象区分等のうち**入札を実施する区分等**の指定に当たっては、FIT制度において入札実施区分等を指定してきたのと同様、入札によって**競争がより進み、コスト低減が促され、国民負担の抑制に資すると期待できるものを対象としていくことが重要**。電力市場への統合を円滑に進めつつ、国民負担の抑制と再エネの最大限の導入を進めるため、FIP制度の対象区分等のうち入札を実施する区分等を指定するに当たり、**どのような観点到留意していくことが望ましいか、次回以降、併せて検討してはどうか**。

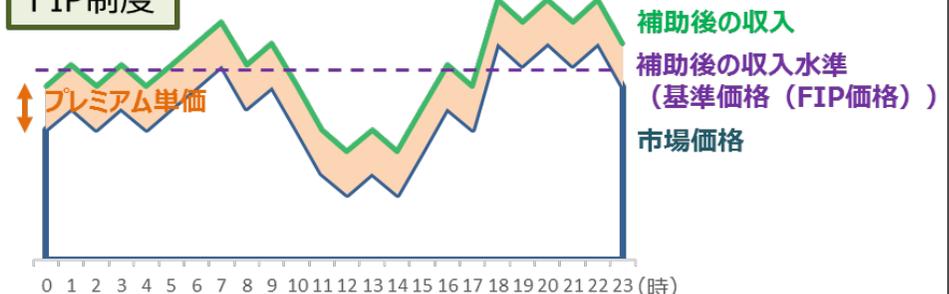
【論点3】基準価格（FIP価格）及び交付期間の決定

- FIP制度における**基準価格（FIP価格）**は、FIT制度における調達価格と同じく、当該区分等における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**及び当該供給に係る再生可能エネルギー電気の**見込量を基礎**とし、価格目標、再エネ電気供給量の状況、適正な利潤その他の事情を勘案して定めるものとされている。
- FIP制度では、再エネ発電事業者が、電力需給に応じて変動する市場価格を意識し、**市場価格が高いときに売電する工夫をすることで、より収益を拡大**できる。このため、FIP制度の基準価格（FIP価格）とFIT制度の調達価格は、対象区分等の違いによる価格差に加え、**事業者ノウハウの成熟によって差が出てくる**。他方、FIP制度導入当初は、再エネ発電事業や周辺ビジネスが電力市場への統合に向けて動き出そうとするところであり、**積極的なFIP制度への参入を促して電力市場への統合を進めるためにも、最初は、FIP制度の基準価格（FIP価格）を、FIT制度の調達価格と同じ水準とする方向**で、調達価格等算定委員会で審議いただくこととしてはどうか。
- また、FIP制度における**交付期間（＝支援期間）**は、FIT制度における調達期間と同じく、当該区分等に該当する再生可能エネルギー発電設備による再生可能エネルギー**電気の供給の開始の時から**、その供給の開始後最初に行われる再生可能エネルギー発電設備の**重要な部分の更新の時までの標準的な期間を勘案**して定めるものとされている。これを踏まえ、**交付期間については、FIT制度における調達期間と基本的に同じとする方向**で、調達価格等算定委員会で審議いただくこととしてはどうか。

FIT制度



FIP制度



<現状>

2020/07/22 再エネ大量導入・次世代NW小委員会 (第18回)・再エネ主力化小委員会 (第6回) 合同会議 資料2 (一部加工)

- 再エネ発電事業が、地域に根差した長期安定的な事業として社会の基盤として定着していくためには、地域からの信頼確保が不可欠である。そのためには、再エネ発電事業が、事業の開始から終了まで一貫して、適正かつ適切に実施されることを担保する必要がある。
- 2017年の改正再エネ特措法の施行の際、事業計画策定ガイドラインの整備、認定計画の公表といった枠組みを整備し、これに基づき順次、標識・柵塀の設置義務違反といった不適切案件への指導、地域での先進的な取組事例の共有の場としての情報連絡会の開催といった累次の対策を行ってきた。また、今般の再エネ特措法改正において、太陽光発電の廃棄費用の積立制度や、公表情報の拡大に関して規定。

<検討の視点>

- 標識・柵塀の設置義務違反等の不適切案件や、低圧分割・飛び地の追加等の制度趣旨を逸脱した事案に対し、どのように対応し、制度運用の不断の改善を行っていくべきか。
- 「公表情報の拡大」に関する規定を活用し、FIT設備に関する情報開示を進め、地方自治体が地域における再エネ事業に一層の関与が出来るようにすべきでないか。その際、どのような内容の情報を、どういった方法で開示すべきか。
- 地元との円滑な調整を進めるために、地方自治体に対してどのような支援が必要か。
- 太陽光の廃棄費用積立制度については、施行に向け、今後、更なる検討が必要な事項 (例外的に内部積立てを認める具体的な条件のうち上場に係る詳細など) について、具体化する。

（参考）太陽光発電設備の廃棄等費用の積立てを担保する制度

2020/07/22 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第18回）・再エネ主力化小委員会（第6回）合同会議 資料2

- **太陽光発電設備の廃棄処理は、廃棄物処理法に基づき、事業者には責任があるが、参入障壁が低く様々な事業者が取り組み、事業主体の変更も行われやすいため、有害物質（鉛、セレン等）を含むものもある太陽光パネル等が、発電事業終了後、放置・不法投棄されるという地域の懸念が顕在化。**
- FIT制度では、制度創設以来、調達価格等算定委員会において廃棄等費用を想定した上で調達価格を算定してきているが、廃棄等費用の積立て実施事業者は2割以下。
- こうしたなかで、太陽光発電設備の廃棄等費用の積立てを担保する制度について、具体的な制度設計について検討する場として、2019年4月、太陽光発電設備の廃棄等費用の確保に関するWG（廃棄等費用確保WG）を立ち上げた。同WGでは、計7回にわたる審議を経て、2019年12月、以下の方向性を含む中間整理が取りまとめられた。
- この検討内容を踏まえ、今般の改正法において太陽光発電設備の廃棄等費用の積立て制度について措置。

廃棄等費用の確実な積立てを担保する制度の方向性

原則、源泉徴収的な外部積立

- ◆ 対象：10kW以上すべての太陽光発電の認定案件（10kW未満は対象外）
- ◆ 金額：調達価格の算定において想定してきている廃棄等費用の水準
- ◆ 時期：調達期間の終了前10年間
- ◆ 取戻し条件：廃棄処理が確実に見込まれる資料の提出

※例外的に内部積立を許容。（長期安定発電の責任・能力、確実な資金確保）

(参考) 論点3-3 : 地域の要請に応え持続可能な導入拡大を実現する取組の促進 31

(地域の強靱化・産業基盤構築に資する長期安定的な電力システムの構築)

2020/07/22 再エネ大量導入・次世代NW小委員会 (第18回) ・再エネ主力化小委員会 (第6回) 合同会議 資料2 (一部加工)

<現状>

- 需要一体・地産地消の電源や地域分散型のエネルギーシステムについて、昨今の災害時のレジリエンス強化にも資するものとして需要が高まっている。
- これまでの議論の中で、小規模事業用太陽光発電・小規模地熱発電・バイオマス発電・小水力発電は、地域活用電源と位置づけ。**小規模事業用太陽光発電(10-50kw)については、今年度から自家消費型の要件を決定。**
- また、分散型エネルギーシステムの構築の観点から、地域マイクログリッド構築支援事業を実施している他、今般の改正電気事業法により配電事業ライセンスを整備。

<検討の視点>

- 地域活用電源について、具体的な要件が設定されていない、**小規模地熱、小規模水力、バイオマスについて、自家消費要件や地域一体要件をどのように具体化していくか。**また、高圧(50kW)以上の太陽光は、地域での活用実態等を踏まえて、今後どのような地域活用の在り方であるべきか。
- 地域における分散型エネルギーシステムの構築は、自営線等の採算面や工事の大規模化が大きな課題。**配電事業ライセンス制度の整備も踏まえつつ、既存の系統配電線の活用や地域マイクログリッドの構築に係る制度的・技術的課題を整理し、どのように事業環境整備を具体化していくか。**
- これらを含めて**地域に価値をもたらす、地域で必要とされる再エネの導入をどのように進めていくべきか。**信頼される地域のパートナーとなり**地域と共生する事業を適切に評価し、普及させていく仕組みを検討するべきではないか。**

(参考) 論点3-3 : 地域の要請に応え持続可能な導入拡大を実現する取組の促進 32 (バイオマスの持続可能性)

<現状>

2020/07/22 再エネ大量導入・次世代NW小委員会 (第18回)・再エネ主力化小委員会 (第6回) 合同会議 資料2 (一部加工)

- バイオマス発電は、①エネルギー自給率の向上、②災害時などにおけるレジリエンスの向上、③我が国の森林整備・林業活性化などの役割を担い、地域の経済・雇用への波及効果大きい等の多様な価値を有する電源。
- 他方で、木質バイオマス発電のコストの7割を占める燃料費の低減に加え、国内木質燃料の安定供給確保が困難であるなど、燃料の持続可能性の観点からの課題が存在。
- 昨年度のバイオマス持続可能性WGにおいて、環境・社会労働・ガバナンスの観点からなる持続可能性基準を整理したが、①食料競合の懸念払拭、②ライフサイクルGHG排出削減という課題が残っている。

<検討の視点>

- 国産木質バイオマス燃料については、燃料コストの削減を進めつつ、安定供給確保に向けて、燃料用途での森林利用や広葉樹・早生樹の活用などを含め、林野庁等の関係省庁とも連携した新たな取組が必要ではないか。
- バイオマスの持続可能性基準については、昨年度の調達価格等算定委員会の意見を踏まえ、食料競合やライフサイクルGHGに関する基準について、専門的・技術的な検討を進めるべきではないか。

(参考) 地域活用電源に係る制度の考え方

2020/07/22 再エネ大量導入・次世代NW小委員会 (第18回)・再エネ主力化小委員会 (第6回) 合同会議 資料2

- 地域活用電源については、レジリエンスの強化・エネルギーの地産地消に資するよう、電源の立地制約等の特性に応じ、FIT認定の要件として、自家消費や地域一体的な活用を促す地域活用要件を設定。

小規模太陽光

(立地制約：小)

⇒ 低圧太陽光 (10-50kW) は、**2020年4月から自家消費型**にFIT適用 (注1)
(需給一体型モデルの拡大：住宅から店舗/工場へ)

<自家消費型要件> = ①②の両方

- ① 再エネ発電設備の設置場所で少なくとも30%の自家消費等を実施すること (注2)
- ② 災害時に自立運転を行い、給電用コンセントを一般の用に供すること

小規模水力・小規模地熱・バイオマス

(立地制約：大)

⇒ 一定規模未満 (注3) は、**2022年4月から地域一体型**にFIT適用 (注4)
(レジリエンス強化・エネルギー地産地消を促進)

<地域一体型要件> = ①~③のいずれか (今後更に検討)

- ① 災害時に再エネ発電設備で発電された電気を活用することを、自治体の防災計画等に位置付け
- ② 災害時に再エネ発電設備で産出された熱を活用することを、自治体の防災計画等に位置付け
- ③ 自治体が自ら事業を実施するもの、又は自治体が事業に直接出資するもの



(注1) 高圧 (50kW) 以上の太陽光は、地域での活用実態を踏まえて、今後、地域活用の在り方を検討。(2020年度はFIT認定の要件として地域活用を求めない。)

(注2) 農地一時転用許可期間が10年間となり得る営農型太陽光は、自家消費等を行わないものであっても、災害時活用を条件に、FIT制度の対象とする。

(注3) 2022年度に地域活用電源となり得る可能性のある規模：1,000kW未満の小規模水力、2,000kW未満の小規模地熱、10,000kW未満のバイオマス。

(注4) 自家消費型の要件も認めることとし、その詳細は、今後引き続き検討。

(参考) その他論点 (例)

2020/07/22 再エネ大量導入・次世代NW小委員会 (第18回) ・再エネ主力化小委員会 (第6回) 合同会議 資料2 (一部加工)

<三次調整力②>

- 三次調整力②は、FITインバランス特例①・③の再エネ電気に係る予測誤差に対応するために必要となる調整力。
- 本委員会の中間整理 (第2次) のアクションプランにおいて、以下のように整理されているところ。どのように検討を進めていくべきか。
 - 「一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減について広域機関が適正に関し・確認する仕組みとした上で、なお生じざるを得ない相応の予測誤差とその調整力の確保にかかる費用が残る場合には、予測誤差を削減し確保すべき調整力を減らすインセンティブが働くようにしつつ、その調整力の確保にかかる費用をFIT交付金により負担する仕組みを構築する。」

<発電側基本料金>

- 本委員会の中間整理 (第3次) のアクションプランにおいて、以下のように整理されたところ。
 - 「既認定案件に対する調整措置の要否の検討に当たっては、原則、制度上の利潤配慮がなされていないものについては調整措置を置くことを検討することとし、具体的な調整措置の要件や調整の程度については、例えば系統接続の初期費用負担の大きさ等も考慮要素としつつ、調達価格等算定委員会において議論を行う。」
- 発電側基本料金の課金の在り方については、本年7月、経済産業大臣から非効率石炭火力のフェードアウトに向けた検討と併せて、再エネ主力電源化に向けた基幹送電線の利用ルールの見直しと整合的な仕組みとなるような見直し指示が出されているところ、その見直しの議論状況も踏まえ、本委員会において検討を進めていく。

1. 国内外の再生可能エネルギーの現状
 - (1) 直近のデータ
 - (2) 国内の政策動向（再エネ政策の全体像）

2. 今年度の調達価格等算定委員会の論点案

今年度の本委員会の主な論点（総論）（案）

● FIT制度の抜本見直しをふまえた区分等・調達価格等・基準価格等の検討

- 昨年来、再エネ主力化小委員会においてFIT制度の抜本見直しが行われてきた。**昨年度の調達価格等算定委員会**では、**FIT制度の抜本見直しと整合的に検討**を進めるため、以下の基本的な考え方に沿って検討が行われた。
 - ① 再エネ主力化小委員会での検討の視点をふまえて、**現行のFIT制度でも導入できる点は可能な限り反映する**一方、
 - ② 新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、**新制度の適用があり得るもの**については、事業者の予見可能性に十分留意しつつも、**現行制度における取扱いについては慎重に検討**する。
- **本年6月**、FIT制度の抜本見直しをふまえた「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」（再エネ特措法）の改正を含む「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律」（**エネルギー供給強靱化法**）が成立。これにより、**FIT制度に加え、2022年4月からFIP制度（新制度）が創設**される。現在、「再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会」「再エネ主力化小委員会」合同会議において、**FIP制度の詳細設計が実施**されているところ。
- FIP制度を含む諸制度の設計においては、**切れ目ない再エネの導入拡大**、同時に、**国際水準へのコスト低減、価格目標の達成及び国民負担の抑制**の両立の実現を念頭に検討を進めていく必要がある。こうした中で、**2022年4月に改正再エネ特措法を施行し、FIP制度を含む改正再エネ特措法の円滑な施行**を実現するため、改正再エネ特措法施行の1年半前である現時点から、本委員会でも検討を深めていく必要がある。
以上の方向性の下、**今年度の本委員会**では、
 - ① **2022年度にFIP制度の対象となる区分等についても一定の目安などを示す**ことによって、FIP制度の下での発電事業の案件組成や周辺ビジネスの発展を促していくべきではないか。
 - ② また、**自家消費型および地域一体型の地域活用要件**について、**昨年度の整理をふまえて検討**を進めるべきではないか。
 - ③ 加えて、**複数年度の調達価格等の取扱いや価格設定・入札制の適用**についても、昨年度はFIT制度の抜本見直しの状況をふまえ、決定してきていないことに鑑み、検討を進めるべきではないか。

※ **発電側基本料金**については、他の関係審議会での検討・議論状況もふまえ、**必要に応じて、今年度の本委員会でも検討**すべきではないか。

(参考) FIT制度の調達価格 (再掲)

今年度の本委員会で
御議論いただく事項 (案)

電源 【調達期間】	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度 以降	価格目標	
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	40円	36円	32円	29円※1 27円 ※1 7/1~ (利潤配慮期間終了後)	24円	入札制 (2,000kW以上)		入札制 (500kW以上)	入札制 (250kW以上)			7円 (2025年)	
						21円 (10kW以上 2,000kW未満)	18円 (10kW以上 2,000kW未満)	14円 (10kW以上 500kW未満)	12円 (50kW以上 250kW未満)				
								13円※2 (10kW以上 50kW未満)					
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※3	31円 33円※3	28円 30円※3	26円 28円※3	24円 26円※3	21円			卸電力 市場価格 (2025年)	
※3 出力制御対応機器設置義務あり(2020年度以降は設置義務の有無にかかわらず同区分)													
風力 【20年】※4	22円(20kW以上)/55円(20kW未満)					21円 (20kW以上)	20円	19円	18円				
	36円(洋上風力(着床式・浮体式))					36円(着床式)			入札制 (着床式)	36円(浮体式)			
バイオマス 【20年】 ※4 ※6 ※7	24円(バイオマス液体燃料)					24円	21円 (20,000kW以上)	入札制	入札制			FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す	
	24円(一般木材等)					24円	21円 (20,000kW以上)						入札制 (10,000kW以上)
	32円(未利用材)					32円(2,000kW以上)			24円 (10,000kW未満)				24円 (10,000kW未満)
	その他 (13円(建設資材廃棄物)、17円(一般廃棄物その他バイオマス)、39円(メタン発酵バイオガス発電 ※5))					40円(2,000kW未満)							
地熱 【15年】※4	26円(15,000kW以上)												
	40円(15,000kW未満)												
水力 【20年】※4	24円(1,000kW以上30,000kW未満)					24円	20円(5,000kW以上30,000kW未満)						
						27円(1,000kW以上5,000kW未満)							
						29円(200kW以上1,000kW未満)					34円(200kW未満)		

※2 10kW以上50kW未満の事業用太陽光発電には、2020年度から自家消費型の地域活用要件を設定する。ただし、営農型太陽光は、10年間の農地転用許可が認められ得る案件は、自家消費を行わない案件であっても、災害時の活用が可能であればFIT制度の新規認定対象とする。

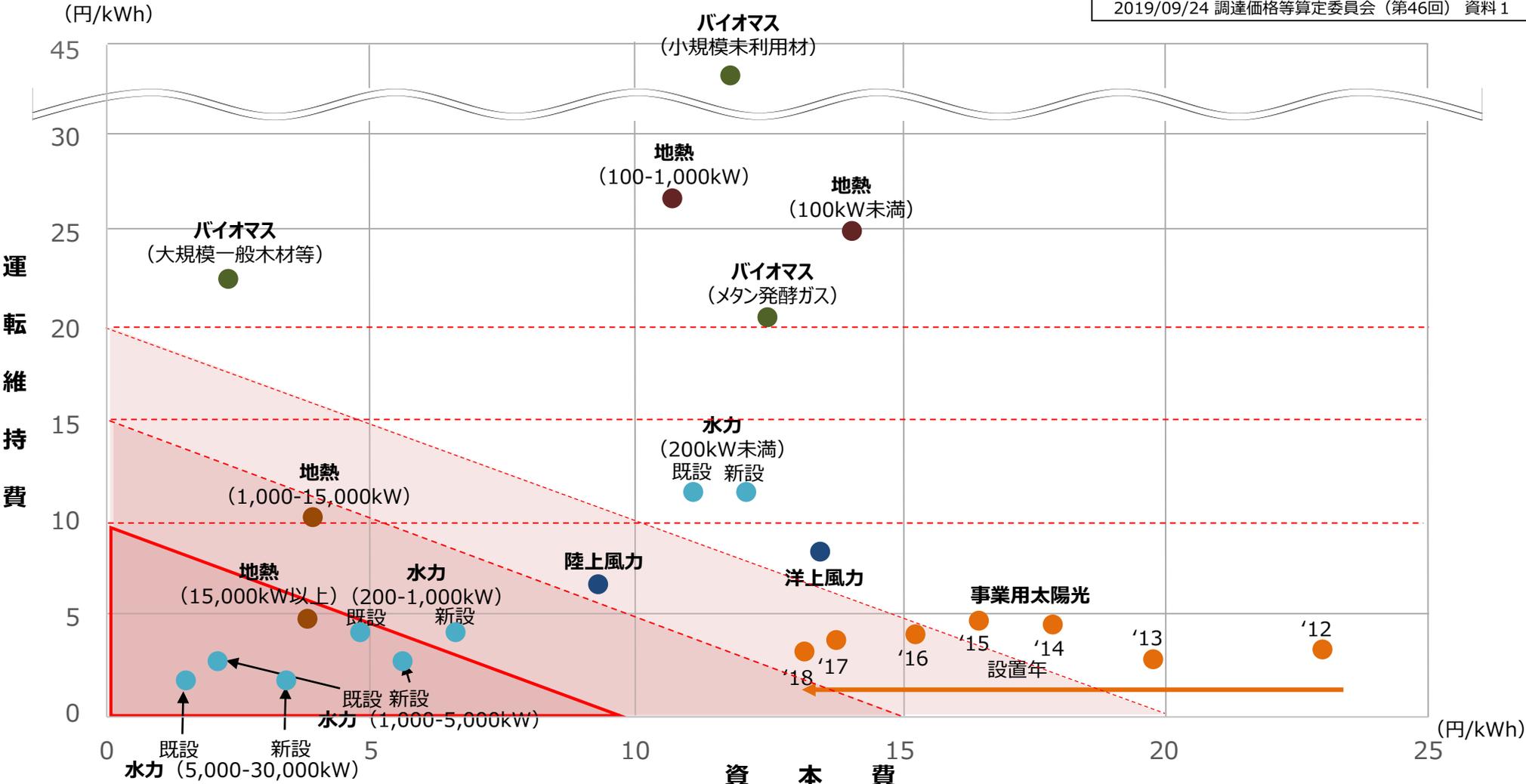
※4 風力・地熱・水力のリプレースについては、別途、新規認定より低い買取価格を適用。 ※5 主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電は、一般木材区分において取扱う。

※6 新規燃料については、食料競合について調達価格等算定委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を行った上で、その判断のための基準を策定し、当該基準に照らして、食料競合への懸念が認められる燃料については、そのおそれがないことが確認されるまでの間は、FIT制度の対象としない。食料競合への懸念が認められない燃料については、ライフサイクルGHG排出量の論点を調達価格等算定委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を継続した上で、ライフサイクルGHG排出量を含めた持続可能性基準を満たしたものは、FIT制度の対象とする。

※7 石炭(ごみ処理焼却施設で混焼されるコークス以外)との混焼を行うものは、2019年度(一般廃棄物その他バイオマスは2021年度)からFIT制度の新規認定対象とならない。また、2018年度以前(一般廃棄物その他バイオマスは2020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。

■ FIT制度における定期報告データの平均値をもとに計算した、**各再エネ電源の発電コスト（資本費・運転維持費）の実績**は以下のとおり。

2019/09/24 調達価格等算定委員会（第46回）資料1



※ 定期報告データによる実績値（資本費・運転維持費・設備利用率）。急速なコストダウンが見られる太陽光発電は運転開始年ごと、太陽光発電以外は全期間における平均値を採用した。
 ※ 洋上風力発電・地熱発電（15,000kW以上）は定期報告データが少ない又は存在しないため、現行の調達価格の諸元を用いて計算した。
 ※ 大規模一般木材等は10,000kW以上、小規模未利用材は2,000kW未満を指す。

今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点①）（案）

＜太陽光発電＞

● 太陽光発電の2022年度以降の取扱い

- 大規模事業用太陽光発電は、発電コストが着実に低減し、導入も拡大していることをふまえれば、早期にFIP制度へ移行し、電力市場への統合を図るべきではないか。「再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会」「再エネ主力化小委員会」合同会議における議論状況もふまえつつ、**具体的にどのようなものを、2022年度にFIP制度の対象とするべきか。**

● 事業用太陽光発電の2021年度の入札制（入札対象・入札量・上限価格等）

- 事業用太陽光発電について、昨年度の本委員会の意見において「引き続きコスト低減の加速を図るため、入札対象範囲を可能な限り拡大していくことが重要」とされたこともふまえつつ、**2021年度の入札対象範囲**をどう設定するか。
- また、入札対象範囲が拡大する一方で落札容量が募集容量に満たない傾向が続いているなか、**導入量を確保しつつ、価格目標の達成もみずえた入札の競争性が確保**されるためには、どのような**募集回数・募集容量**や**上限価格**の設定が適切か。

● 入札対象範囲外の事業用太陽光発電の2021年度の調達価格／地域活用・自家消費の促進

- 入札対象範囲外の事業用太陽光発電について、直近のコスト動向や価格目標の達成をふまえ、**より効率的な事業実施**を促すため、**2021年度の調達価格**をどのように設定するか。
- 小規模事業用太陽光発電（10-50kW）については、2021年度から**自家消費型の地域活用要件**を設定している。**50kW以上の事業用太陽光発電**について、地域での活用実態等をふまえ、**どのような地域活用の在り方**を検討するか。

● 住宅用太陽光発電の2021年度の調達価格

- 住宅用太陽光発電は、2020年度の調達価格が21円/kWh（家庭用電気料金並み以下）であり、さらに調達価格を低減させる場合、**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）を変えうる**という意義があるなかで、**2021年度の調達価格**をどのように設定するか。

● 廃棄等費用の積立て

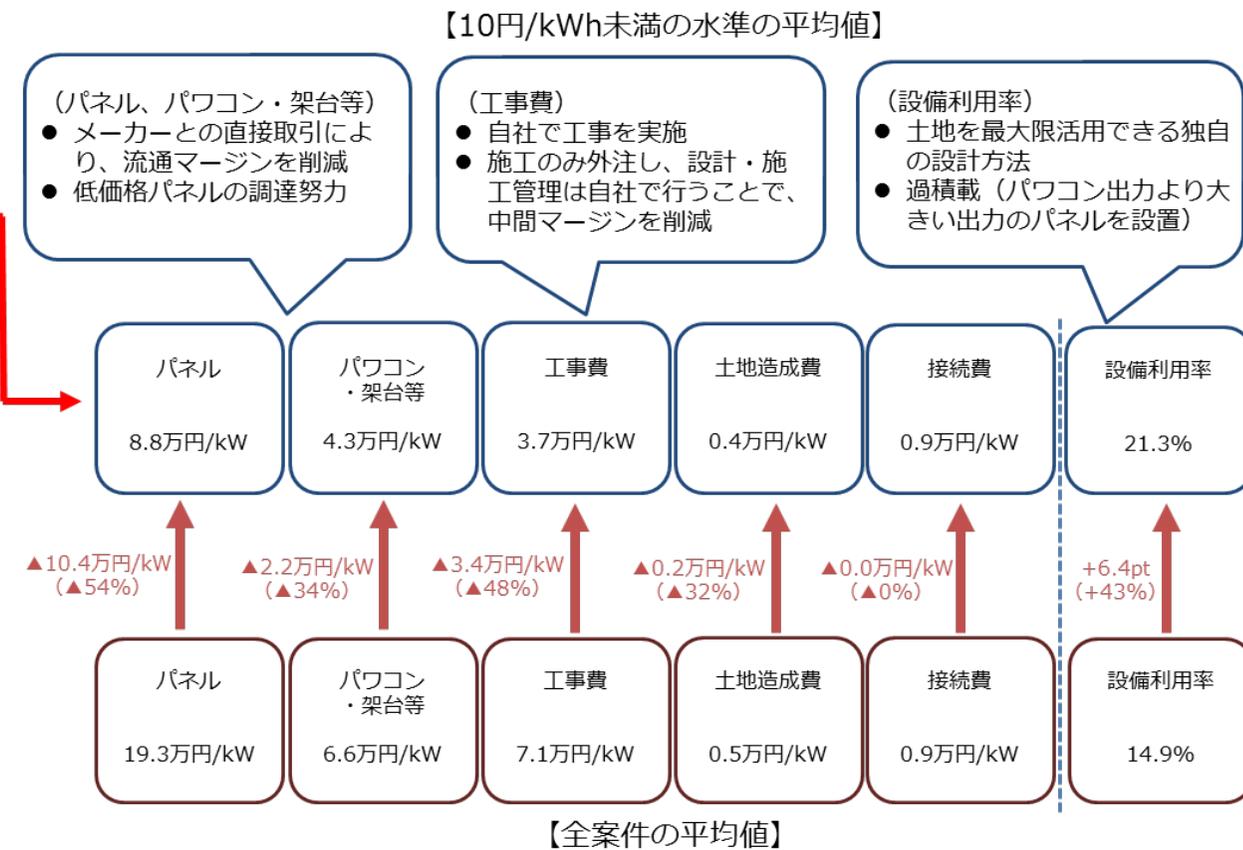
- **2022年4月に施行される改正再エネ特措法**では、積立対象区分等について、解体等に通常要する費用の額と電気の供給見込量を基礎として**1 kWh当たりの額（＝「解体等積立基準額」）を、本委員会の意見を尊重して定めること**となっている。事業者に予見可能性を持たせるためにも、**2021年度認定までの案件に適用される解体等積立基準額については、今年度の本委員会にて検討**すべきではないか。

※ 昨年度の本委員会では、今後の事業用太陽光の廃棄等費用の想定値については、**入札対象範囲の内外に関わらず、1万円/kW**とすることとした。

調達価格等算定委員会（第49回）
（2019年11月5日）事務局資料より抜粋

- 事業用太陽光発電について、定期報告データの提出があった事業者（347,429件）のうち、**1,251件（全体の0.4%）**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、パネル、パワコン・架台等、工事費が**平均的な案件の半額程度**だった。設備利用率は**平均的な案件より4割程度高く、21.3%程度**となっている。

機械的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	6件
7円/kWh～8円/kWh	66件
8円/kWh～9円/kWh	327件
9円/kWh～10円/kWh	852件
10円/kWh～11円/kWh	1,767件
11円/kWh～12円/kWh	3,771件
12円/kWh～13円/kWh	6,685件
13円/kWh～14円/kWh	10,532件
14円/kWh～15円/kWh	14,029件
15円/kWh～16円/kWh	17,088件
16円/kWh～17円/kWh	20,068件
17円/kWh～18円/kWh	22,790件
18円/kWh～19円/kWh	25,615件
19円/kWh～20円/kWh	28,305件
20円/kWh以上	195,528件
合計	347,429件



（資本費＋運転維持費）／発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。
割引率は3%と仮定。最新の調達価格の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機械的・簡易的に計算した。

	事業用太陽光						
	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回	第6回	第7回
実施時期	2017年度	2018年度上期	2018年度下期	2019年度上期	2019年度下期	2020年度上期	2020年度下期
入札対象	2,000kW以上			500kW以上		250kW以上	
募集容量	500MW	250MW	197MW	300MW	416MW	750MW	750MW
上限価格	21円/kWh (公表)	15.5円/kWh (非公表)	15.5円/kWh (非公表)	14.0円/kWh (非公表)	13.0円/kWh (非公表)	非公表	非公表
入札容量 (件数)	141MW (9件)	197MW (9件)	307MW (16件)	266MW (71件)	186MW (72件)	-	-
平均入札価格	19.64円/kWh	17.06円/kWh	15.40円/kWh	13.46円/kWh	13.38円/kWh	-	-
落札容量 (件数)	141MW (9件)	0MW (0件)	197MW (7件)	196MW (63件)	40MW (27件)	-	-
最高落札価格	21.00円/kWh	-	15.45円/kWh	13.99円/kWh	13.00円/kWh	-	-
平均落札価格	19.64円/kWh	-	15.17円/kWh	12.98円/kWh	12.57円/kWh	-	-
最低落札価格	17.20円/kWh	-	14.25円/kWh	10.50円/kWh	10.99円/kWh	-	-
調達価格決定方法	応札額を調達価格として採用 (pay as bid 方式)						

<直近 (太陽光第5回) の入札結果の分布>



※ 赤色点線の案件は、上限価格超過のため不落。青色点線の案件は、同一土地においてより安価で入札した案件があったため不落。青色の案件は、落札後、第2次保証金が納付されず落札者決定取消し。

- **2019年度**の事業用太陽光発電のFIT認定量は**2,478MW**であり、2017年度の4倍程度の容量になった2018年度と比較して、4割程度の容量となった。特に、**2019年度から入札制に移行した500-2,000kW**の認定量が減少した。
- **2019年度**の事業用太陽光発電のFIT導入量は**4,880MW**であり、2017年度・2018年度と同程度だった。

<2020年3月末時点のFIT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-	10kW-全体合計
2012年度 (40円)	2,253	46	389	676	546	970	3,439	6,452	14,770
2013年度 (36円)	6,459	27	368	999	830	903	5,202	9,645	24,432
2014年度 (32円)	3,323	16	277	567	386	320	1,623	3,786	10,298
2015年度 (27円)	1,571	4	90	226	145	102	484	745	3,367
2016年度 (24円)	2,352	3	105	327	198	159	568	1,177	4,890
2017年度 (21円)	642	2	59	219	99	105	358	39	1,523
2018年度 (18円)	3,423	4	132	522	280	270	1,133	196	5,960
2019年度 (14円)	1,719	2	56	483	2	15	93	107	2,478
	21,743	104	1,476	4,019	2,486	2,844	12,900	22,147	67,718

<2020年3月末時点のFIT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-	10kW-全体合計
2012年度 2013年度	2,412	45	380	560	404	638	1,788	539	6,766
2014年度	3,581	23	261	563	462	539	1,944	1,000	8,374
2015年度	2,923	13	238	561	430	441	2,292	1,265	8,163
2016年度	1,936	8	142	356	266	250	1,342	1,145	5,445
2017年度	1,492	4	96	295	182	185	1,048	1,456	4,759
2018年度	1,523	4	82	268	143	162	880	1,845	4,908
2019年度	1,530	3	77	286	141	164	743	1,937	4,880
	15,398	99	1,275	2,889	2,029	2,378	10,038	9,188	43,295

(注) 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点②）（案）

<風力発電>

● 風力発電の2022年度以降の取扱い

- いずれの電源についても規模等によっては2022年度にFIP制度の対象となりうるなかで、「再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会」「再エネ主力化小委員会」合同会議における議論状況もふまえつつ、**2022年度にFIP制度の対象となる区分等については一定の目安などを示していくべきではないか。**

● 陸上風力発電への2021年度の取扱い・入札制の導入

- **昨年度の本委員会**では、陸上風力発電について、「**2030年に運転開始する案件の平均的な発電コストで8～9円/kWhを目指すという中長期価格目標の実現に向けて、今後のコストダウンが期待される電源である**」こと等をふまえ、「事業者間の競争を促して資本費を低減させつつ、効率的な案件から導入を図ることが重要であり、**早期に入札制を導入することが妥当である**」とされた。他方で、FIT抜本見直しの状況をふまえ、2021年度の取扱いは決定せず、「**来年度の本委員会において、2021年度から入札制を導入することを念頭に検討を行うこと**」とされた。これをふまえ、**2021年度から入札制を導入することを検討すべきではないか。**

● 着床式洋上風力発電の2021年度の取扱い

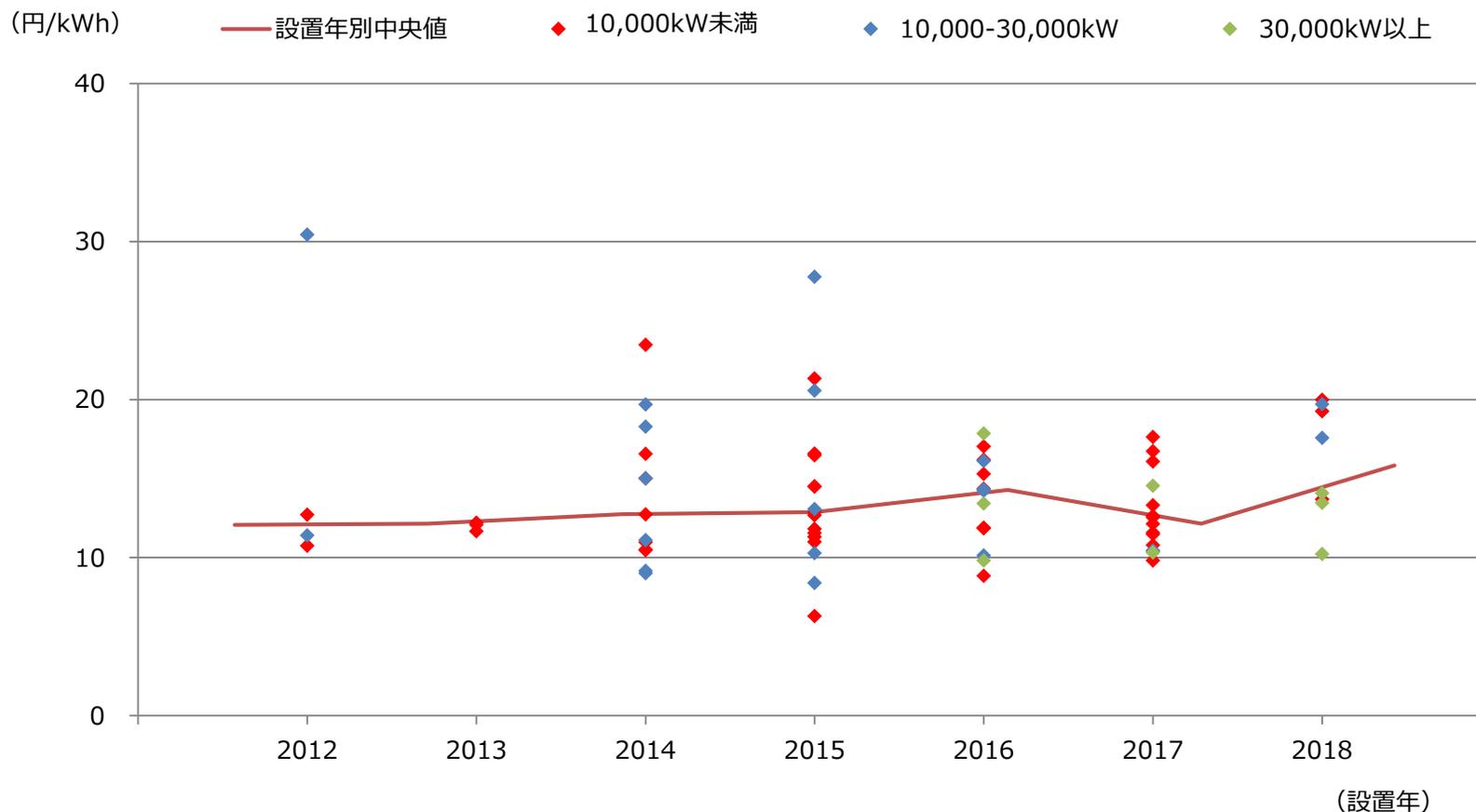
- 2020年度から、再エネ海域利用法適用外も含め、**着床式洋上風力発電は入札制へ移行済**である。また、秋田県能代市・三種町及び男鹿市沖、秋田県由利本荘市沖（北側）、秋田県由利本荘市沖（南側）並びに千葉県銚子市沖の**3か所（4区域）の促進区域**では、**着床式洋上風力発電の公募に向けた準備が進められている**ところ。こうした状況変化もふまえつつ、**価格目標の達成も見据えた入札の競争性が確保されるためには、2021年度の再エネ海域利用法適用外の着床式洋上風力発電について、どのような募集容量や上限価格の設定が適切か。**

● 浮体式洋上風力発電の2021年度の取扱い

- 本年6月、**長崎県五島市沖の促進区域**では、再エネ海域利用法に基づく**浮体式洋上風力発電の公募が開始**された。案件数は世界的にも着床式洋上風力発電と比べて少ないものの、**国内における状況は着実に変化**してきている。
- **着床式と浮体式の洋上風力発電の類似性や相違点**もふまえつつ、**再エネ海域利用法適用案件については着床式・浮体式を問わず洋上風力発電が入札制に移行していることも念頭に、2021年度の再エネ海域利用法適用外の浮体式洋上風力発電をどう取り扱うか。**

- 陸上風力発電について案件ごとのkWh当たりコストを分析すると、**各設置年別の中央値は一進一退の傾向にあり、概ね10円台前半で推移**していることが分かった。その上で、各案件のkWh当たりのコストをプロットすると、**案件ごとのばらつきが大きい**ことが分かった。
- **価格目標の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る必要がある。**

<陸上風力発電のkWh当たりのコスト>

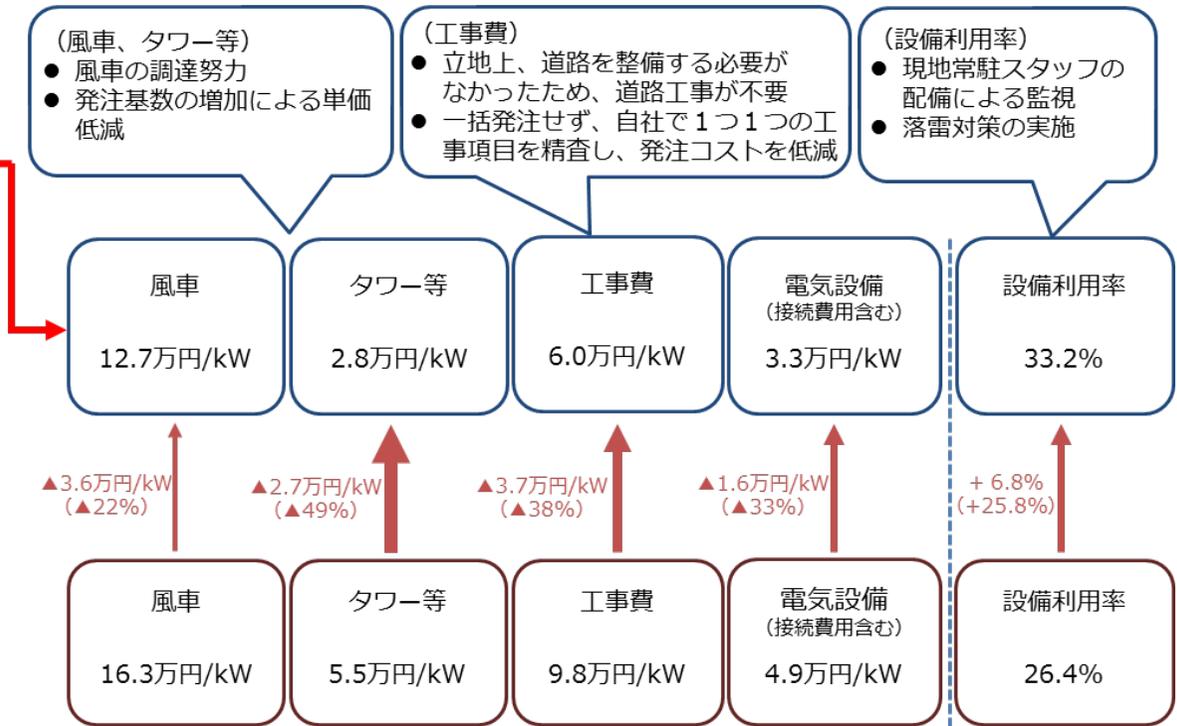


調達価格等算定委員会（第49回）
（2019年11月5日）事務局資料より抜粋

- 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事業者（75件）のうち、**7件（全体の9%）**が10円/kWh未満で事業を実施できている。10円/kWh未満の事業者は、平均的な案件と比較して、**風車、風車以外の設備、工事費がそれぞれ2~5割程度低い**。設備利用率については、**平均的な案件よりも3割程度高い**。
- 10円/kWh以下で事業を実施できている事業者にヒアリングを行ったところ、①**風車等の調達努力**、②**道路工事の不要な立地の選定**、③**現地常駐スタッフ配備による監視による設備利用率向上**などが低コストの要因であった。

機能的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	1件
7円/kWh~8円/kWh	0件
8円/kWh~9円/kWh	2件
9円/kWh~10円/kWh	4件
10円/kWh~11円/kWh	12件
11円/kWh~12円/kWh	10件
12円/kWh~13円/kWh	9件
13円/kWh~14円/kWh	5件
14円/kWh~15円/kWh	7件
15円/kWh~16円/kWh	3件
16円/kWh~17円/kWh	7件
17円/kWh~18円/kWh	4件
18円/kWh~19円/kWh	1件
19円/kWh~20円/kWh	4件
20円/kWh以上	6件
合計	75件

【10円/kWh未満の水準の平均値】



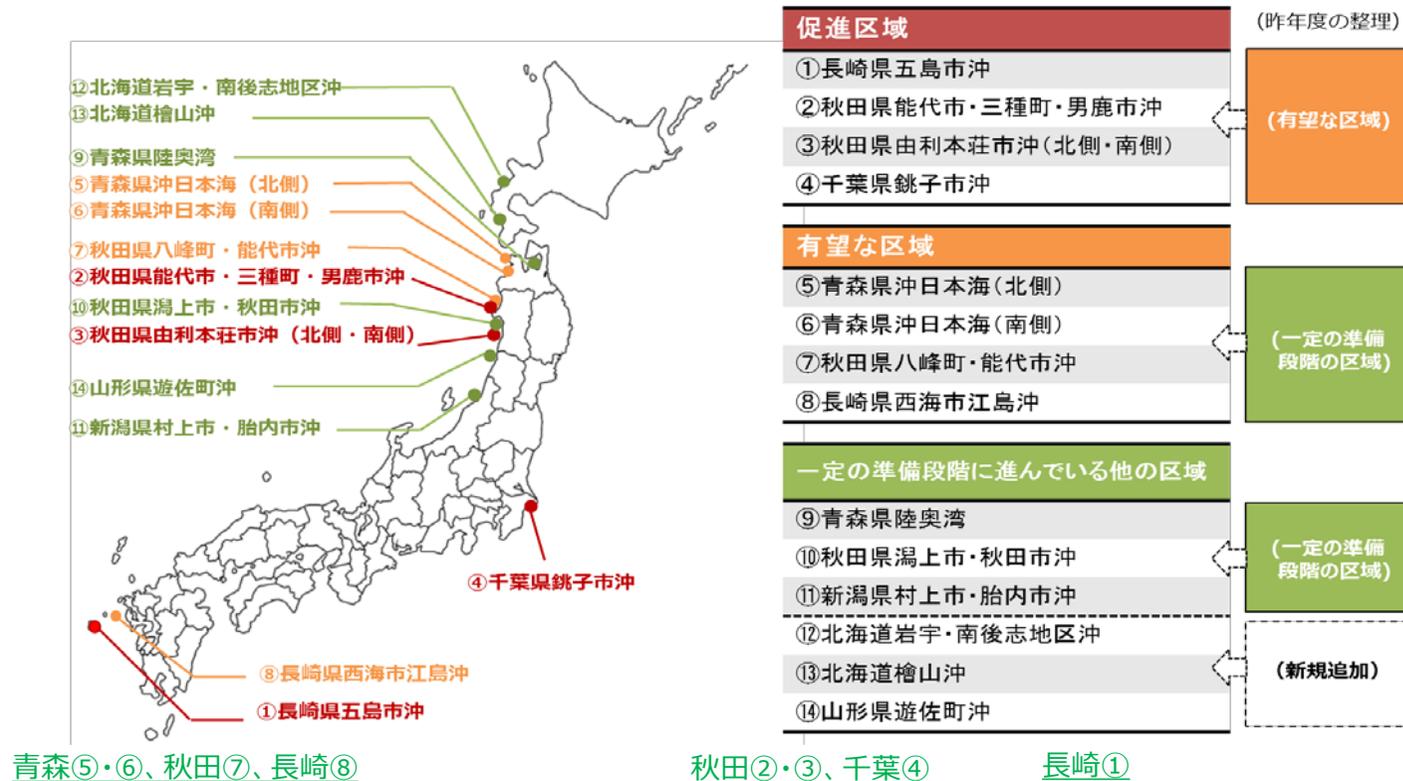
※一般負担の上限見直し等によって対応

(資本費+運転維持費)÷発電電力量により、機能的・簡易的に計算した。割引率は3%と仮定。最新の調達価格等の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機能的・簡易的に計算した。

【全案件の平均値】

(参考) 促進区域の指定に係る現状

- 2019年4月、再エネ海域利用法を施行。2019年7月、促進区域の指定に向けて、既に一定の準備が進んでいる区域、及び**有望な区域（4か所）**について、**初めて公表**。
- この4か所のうち、**長崎県五島市沖は、昨年12月に促進区域に指定し、2020年6月より、事業者の公募を開始**。残りの**3か所（秋田2か所（3区域）、千葉1か所）**についても、**本年7月21日に促進区域として指定した**。
- なお、本年7月3日、既に一定の準備段階に進んでいる区域、及び**有望な区域（4か所）**につき**2回目の公表**。



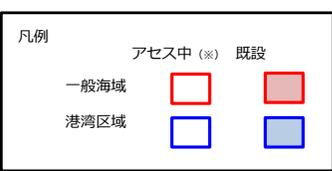
青森⑤・⑥、秋田⑦、長崎⑧

秋田②・③、千葉④

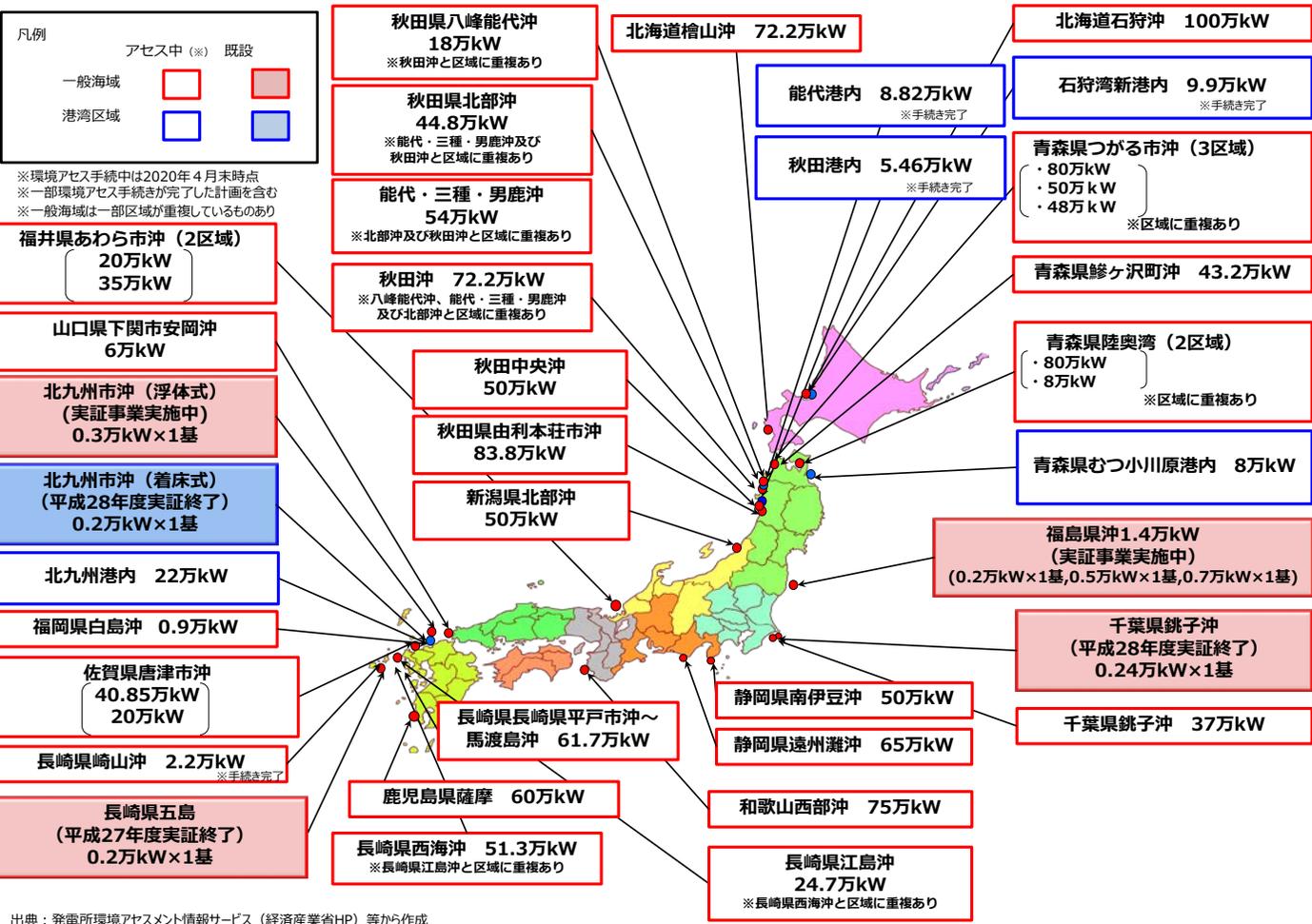
長崎①



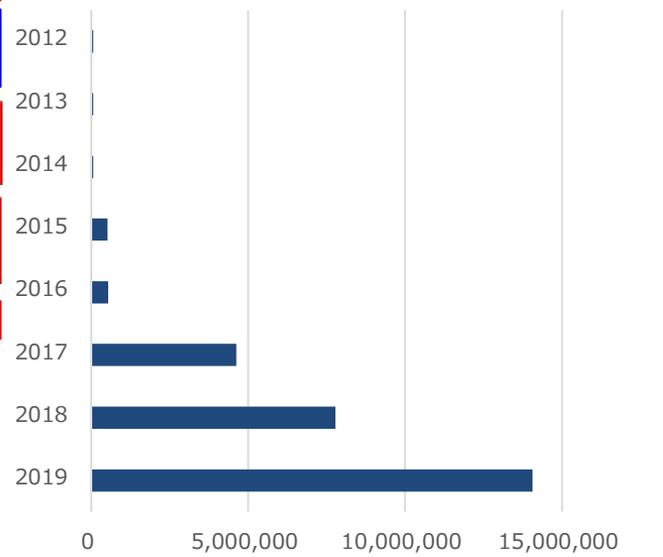
■ 2020年4月末現在、約1,405万kWの洋上風力発電案件が環境アセスメント手続きを実施しており、特に2017年度以降、再エネ海域利用法の施行と相まって、急速に案件形成が進捗している。



※環境アセスメント中は2020年4月末時点
 ※一部環境アセスメントが完了した計画を含む
 ※一般海域は一部区域が重複しているものあり



＜一般海域の環境アセスメントの開始時期（累積）＞



出典：発電所環境アセスメント情報サービス（経済産業省HP）等から作成

今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点③）（案）

<地熱発電・中小水力発電>

● 地熱発電・中小水力発電の2022年度以降の取扱い

- FIT認定を受けるための地域一体型の地域活用要件は2022年度から求めることとしており、地熱発電・中小水力発電については、少なくとも2022年度に地域活用電源となりうる可能性がある規模は、それぞれ2,000kW未満・1,000kW未満となっている。電源特性もふまえながら、地域一体型の地域活用要件について、昨年度の本委員会における詳細検討をもとに具体化するとともに、自家消費型の要件についても検討し、さらには、2022年度以降の調達価格等についても検討していくべきではないか。
- また、いずれの電源についても規模等によっては2022年度にFIP制度の対象となりうるなかで、「再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会」「再エネ主力化小委員会」合同会議における議論状況や、地熱発電・中小水力発電はベースロード電源として発電予測が比較的しやすいことも踏まえつつ、2022年度にFIP制度の対象となる区分等については一定の目安などを示していくべきではないか。

<バイオマス発電>

● バイオマス発電の2022年度以降の取扱い

- FIT認定を受けるための地域一体型の地域活用要件は2022年度から求めることとしており、バイオマス発電については、少なくとも2022年度に地域活用電源となりうる可能性がある規模は、10,000kW未満となっている。電源特性もふまえながら、地域一体型の地域活用要件について、昨年度の本委員会における詳細検討をもとに具体化するとともに、自家消費型の要件についても検討し、さらには、2022年度以降の調達価格等についても検討していくべきではないか。
- また、いずれの電源についても規模等によっては2022年度にFIP制度の対象となりうるなかで、「再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会」「再エネ主力化小委員会」合同会議における議論状況や、バイオマス発電は安定的に発電可能で調整しやすいことも踏まえつつ、2022年度にFIP制度の対象となる区分等については一定の目安などを示していくべきではないか。

● バイオマス発電の2021年度の取扱い

- 2021年度の取扱いを決定する必要がある電源（一般木材等バイオマス発電・バイオマス液体燃料）について、入札の対象範囲、募集容量や上限価格、入札対象範囲外の調達価格をどのように設定するか。
- また、バイオマス持続可能性WGでの食料競合・ライフサイクルGHG・第三者認証スキームについての専門的・技術的な議論をふまえて、新規燃料の取扱い等について検討すべきではないか。

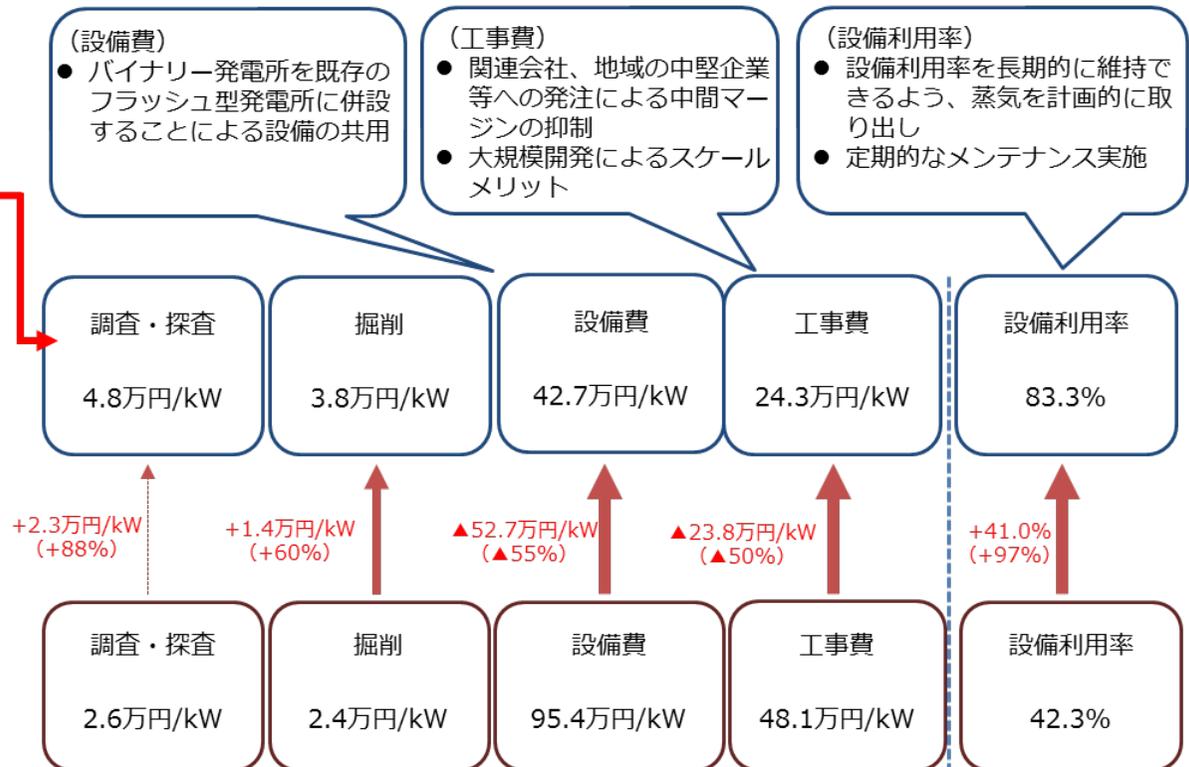
調達価格等算定委員会（第50回）
（2019年11月29日）事務局資料より抜粋

- 地熱発電については、定期報告データの提出があった事業者（38件）のうち、**4件（全体の11%）**が20円/kWh未満で事業を実施できている。
- 20円/kWh未満の事業者は、**調査・探査、掘削に要する費用は平均的な案件よりも大きい**が、**設備費、工事費が安価**となっており、**設備利用率も高い**ことが低コストの要因であった。

<地熱発電のコスト動向>

【20円/kWh未満の水準の平均値】

機械的・簡易的に 計算したLCOE	-100	100 -	1000 -	7500 -	15000 -
	-100	1000	7500	15000	-
0円/kWh~20円/kWh	0件	0件	4件	0件	0件
20円/kWh~25円/kWh	2件	0件	0件	0件	0件
25円/kWh~30円/kWh	1件	1件	0件	0件	0件
30円/kWh~35円/kWh	2件	0件	0件	0件	0件
35円/kWh~40円/kWh	4件	0件	0件	0件	0件
40円/kWh以上	9件	15件	0件	0件	0件
合計	18件	16件	4件	0件	0件

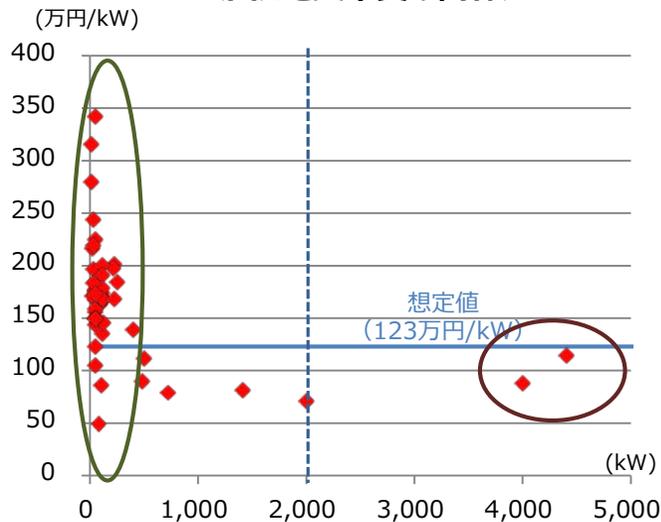


2019年度の調達価格等算定委員会で使用した定期報告データより作成。（資本費+運転維持費）/発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。割引率は3%と仮定。最新の調達価格（15,000kW未満）の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機械的・簡易的に計算した。

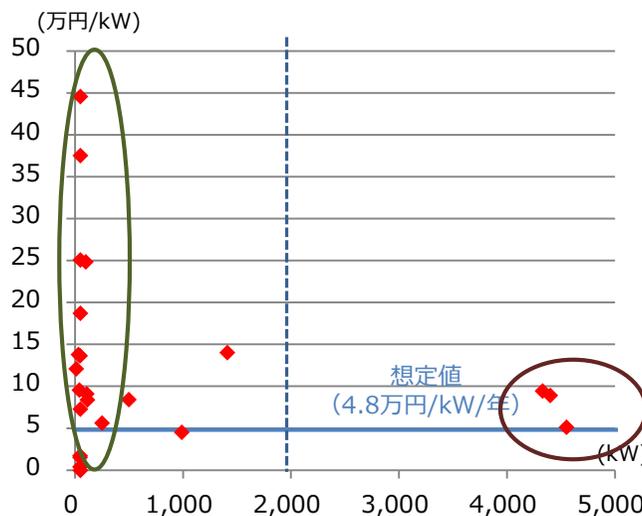
【全案件の平均値】

- 地熱発電の取扱いの方向性について、本委員会でのヒアリングにおいては、**業界団体から2,000kWが競争電源と地域活用電源の境界値となる**のではないかと指摘があった。
- また、定期報告データを用いて規模別のコスト動向を分析したところ、全体としては、**大規模になるほど安価かつ安定的な発電が可能であることが確認された**。
- さらに、全体の開発規模の状況を考えると、**大規模設備は4,000kW以上に案件が集中している一方で、小規模設備は概ね2,000kW程度が規模の上限**になっている。
- 以上を踏まえ、**少なくとも2022年度に地域活用電源となり得る可能性がある規模は2,000kW未満**とする。

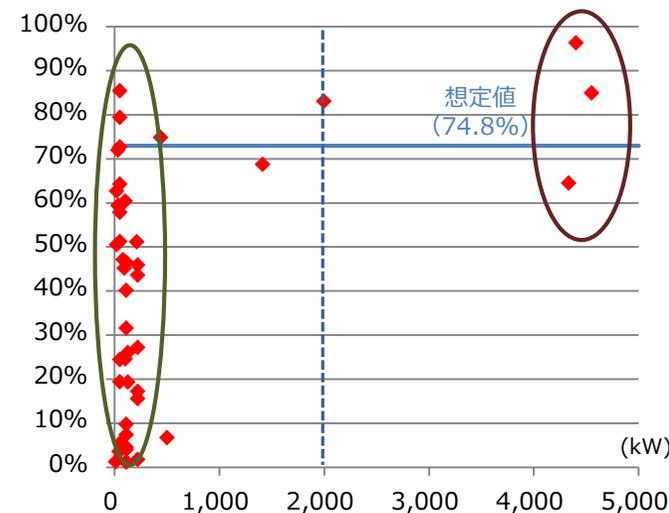
<出力と資本費の関係>



<出力と運転維持費の関係>



<出力と設備利用率の関係>



2019年6月末時点データ	100kW未満	100-500kW	500-1,000kW	1,000-2,000kW	2,000-3,000kW	3,000-4,000kW	4,000-5,000kW	5,000-15,000kW	15,000kW以上
FIT認定量	37件 1,726kW	35件 6,733kW	5件 2,870kW	2件 3,405kW	0件 0kW	0件 0kW	4件 17,724kW	1件 7,499kW	1件 46,199kW
FIT導入量	30件 1,336kW	26件 4,327kW	1件 500kW	2件 3,405kW	0件 0kW	0件 0kW	3件 13,280kW	1件 7,499kW	1件 46,199kW

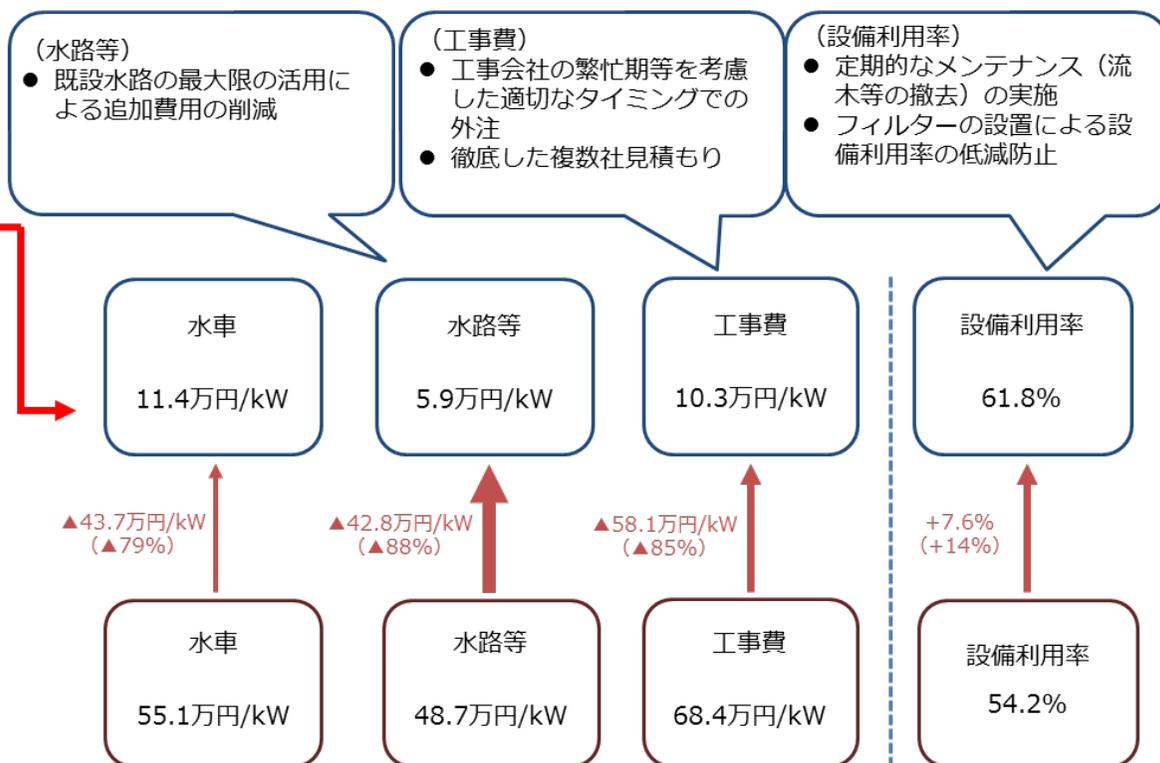
調達価格等算定委員会（第50回）
（2019年11月29日）事務局資料より抜粋

- 中小水力発電については、定期報告データの提出があった事業者（321件）のうち、**40件（全体の12%）**が10円/kWh未滿で事業を実施できている。このうち、既設導水路活用型は33件であり、7件は新設案件であった。
- 10円/kWh未滿の事業者は、**水路費及び工事費が平均的な案件の1～2割程度、水車は2割程度。設備利用率は平均的な案件より約1～2割程度高く61.8%**となっている。

＜中小水力発電のコスト動向＞

【10円/kWh未滿水準の平均値】

機械的・簡易的に計算したLCOE	新設	既設導水路活用型	全体
0円/kWh～10円/kWh	7件	33件	40件
10円/kWh～15円/kWh	5件	4件	9件
15円/kWh～20円/kWh	11件	9件	20件
20円/kWh～25円/kWh	28件	6件	34件
25円/kWh～30円/kWh	24件	7件	31件
30円/kWh～35円/kWh	30件	1件	31件
35円/kWh～40円/kWh	25件	0件	25件
40円/kWh～	128件	3件	131件
合計	258件	63件	321件

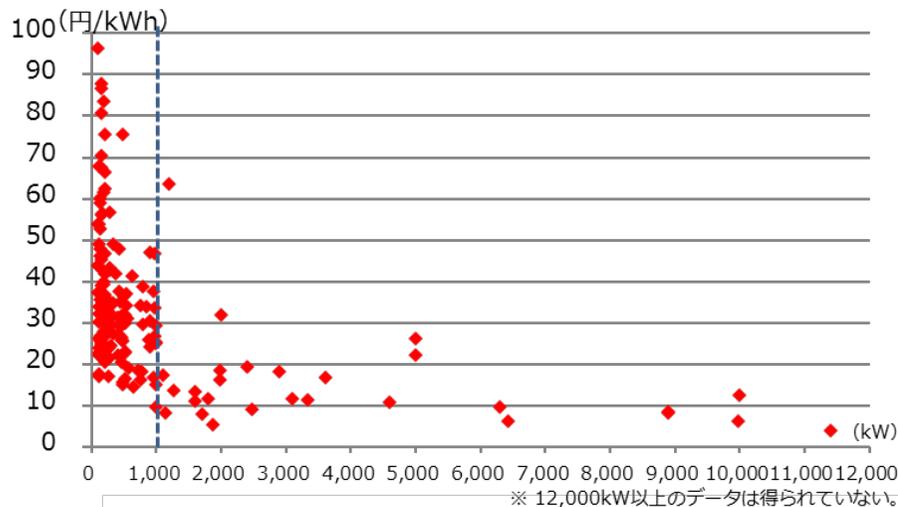


2019年度の調達価格等算定委員会で使用した定期報告データより作成。（資本費+運転維持費）/発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。割引率は3%と仮定。最新の調達価格の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機械的・簡易的に計算した。

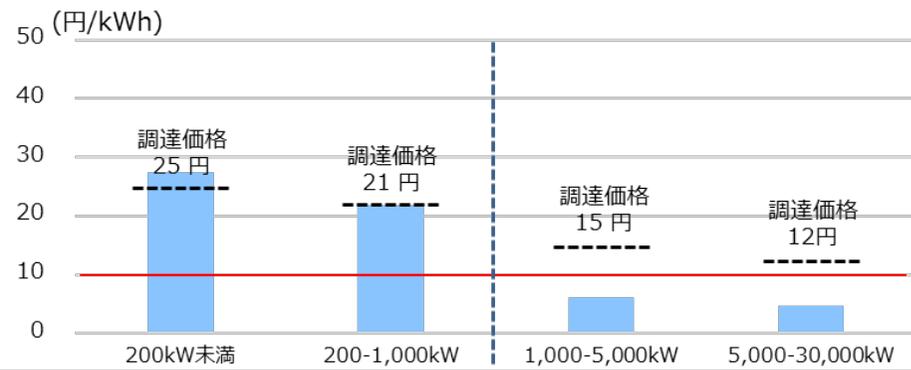
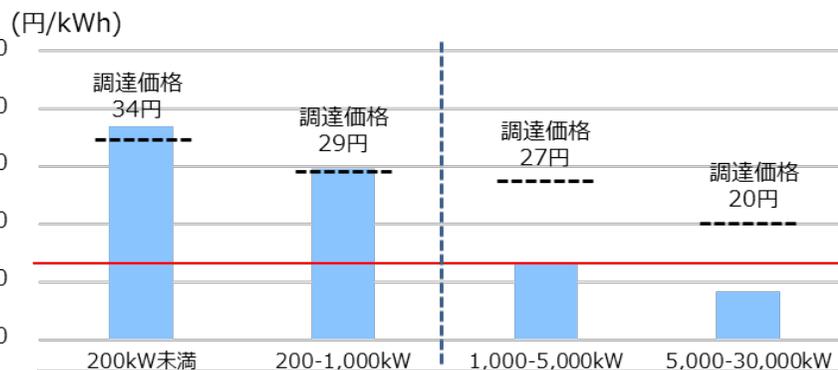
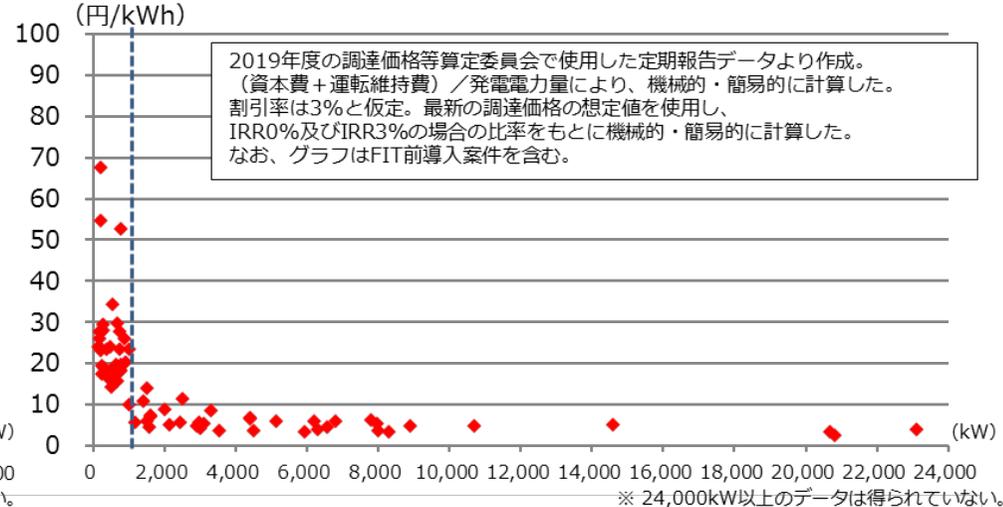
【全案件の平均値】

調達価格等算定委員会（第53回）
（2019年12月27日）事務局資料より抜粋

＜新設の出力と発電コスト（kWh）の関係＞



＜既設導水路活用型の出力と発電コスト（kWh）の関係＞



2019年6月末 時点データ	新設				既設導水路活用型			
	200kW未満	200-1,000kW	1,000-5,000kW	5,000-30,000kW	200kW未満	200-1,000kW	1,000-5,000kW	5,000-30,000kW
FIT認定量	391件 3.3万kW	112件 6.0万kW	47件 10.8万kW	65件 82.2万kW	1件 0.0万kW	21件 1.4万kW	7件 2.2万kW	15件 18.5万kW
FIT導入量	335件 2.7万kW	86件 4.6万kW	32件 7.4万kW	25件 29.0万kW	0件 0kW	17件 1.1万kW	3件 0.8万kW	0件 0kW

- 中小水力発電の取扱いの方向性について、本委員会でのヒアリングにおいては、業界団体から10,000kWが競争電源と地域活用電源の境界値となるのではないかとの指摘があった。
- 一方で、定期報告データを用いて規模別のコスト動向を分析したところ、以下の結果が得られた。
 - 新設案件では、1,000kWを超えると全体として安価での事業実施が可能となっており、5,000kWを超えると卸電力市場価格（10円程度）を下回るコスト水準となっている。
 - 既設導水路活用型案件では、1,000kWを超えると、卸電力市場価格を下回るコスト水準となっている。
- 以上を踏まえ、少なくとも2022年度に地域活用電源となり得る可能性がある規模は、新設案件・既設導水路活用型案件のいずれについても、1,000kW未満とする。

調達価格等算定委員会（第50回）
（2019年11月29日）事務局資料より抜粋

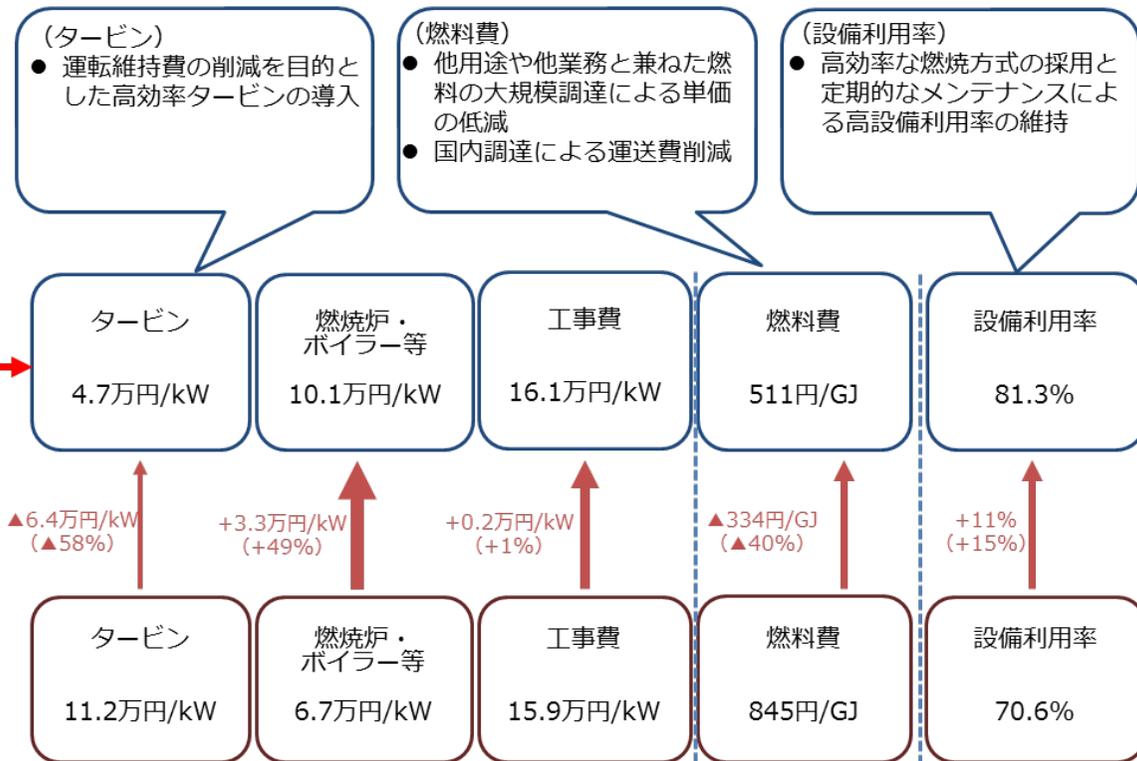
(※) 一般木材等、建設資材廃棄物、未利用材（バイオマス液体燃料は除いている。）

- 木質等バイオマス発電については、定期報告データの提出があった事業者（54件）のうち、**3件（全体の5.6%）**が15円/kWh未満で事業実施できている。
- 15円/kWh未満の事業者は、タービン及び燃料費が**平均的な案件の半額程度**。設備利用率は**平均的な案件より1.5割程度高く、81.3%程度**となっている。

＜木質バイオマス発電のコスト動向＞

【15円/kWh未満の水準の平均値】

機能的・簡易的に計算したLCOE	件数
0円/kWh～15円/kWh	3件
15円/kWh～20円/kWh	6件
20円/kWh～25円/kWh	20件
25円/kWh～30円/kWh	17件
30円/kWh～	8件
合計	54件



2019年度の調達価格等算定委員会で使用した定期報告データより作成。（資本費+運転維持費）/発電電力量により、機能的・簡易的に計算した。割引率は3%と仮定。最新の調達価格（一般木材等）の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機能的・簡易的に計算した。

【全案件の平均値】

- バイオマス発電のコスト動向については、次の特徴が認められる。
 - バイオマス発電については、稼働期間全体にわたって燃料を要することから、一般的に、**コスト全体に占める燃料費の割合が大きく、高コスト構造**にある。
 - 一方で、**10,000kW以上の大規模設備は**、一般木材等・一般廃棄物その他バイオマスなどの複数の区分において**発電効率が高く、相対的に低コストでの事業実施が可能**である。そのため、十分な競争状況が整っている一般木材等については、**10,000kW以上が2018年度より入札制に移行**している。
- 以上を踏まえると、バイオマス発電について、**少なくとも2022年度に地域活用電源となり得る可能性がある規模は10,000kW未満**とする。

2019年6月末 時点データ	メタン発酵 バイオガス	未利用材		一般木材等・液体燃料		建設資材廃棄物	一般廃棄物 その他バイオマス
		2,000kW未満	2,000kW以上	10,000kW未満	10,000kW以上		
FIT認定量	213件 8.1万kW	64件 5.9万kW	48件 43.6万kW	45件 15.9万kW	147件 739.4万kW	5件 8.6万kW	113件 38.3万kW
FIT導入量	175件 6.0万kW	28件 2.0万kW	39件 35.7万kW	18件 5.8万kW	32件 104.3万kW	4件 3.6万kW	93件 27.4万kW

※ 出力はバイオマス比率考慮後出力

- バイオマス発電燃料の持続可能性については、一昨年度の本委員会からの要請をふまえ、2019年4月にバイオマス持続可能性WGを設置。
- FIT制度下におけるバイオマス燃料の持続可能性について、「環境」・「社会・労働」・「ガバナンス」・「食料競合」等の観点について、「確認手段（対象、主体、時期）」の視点も加え、専門的・技術的に検討。2019年11月、「FIT制度下における持続可能性評価基準」、「個別認証への適用」等について中間整理。
- その後、昨年度の本委員会からの要請等をふまえ、**今年度**、同WGにて、「**食料競合**」・「**ライフサイクルGHG**」、「**第三者認証スキームの追加**」について、その内容を**専門的・技術的に検討**しているところ。

2020/08/04バイオマス持続可能性ワーキンググループ（第6回）資料1（部分抜粋）

検討内容

<食料競合>

- ・ **食料競合の回避**

⇒食料競合の懸念の無いバイオマス燃料の判断基準、確認方法

<環境、ライフサイクルGHG>

- ・ **地球環境への影響**

⇒ 温室効果ガス（GHG）の算出、排出削減基準の検討など

<新第三者認証スキームの追加>

- ・ **現行の持続可能性基準への適合**

⇒ 昨年を検討を踏まえ、追加の要請があった第三者認証スキーム（ISPO等）