

再生可能エネルギーの主力電源化 に向けた今後の論点 ～第5次エネルギー基本計画の策定を受けて～

2018年8月29日
資源エネルギー庁

1. これまでの議論と今後の検討の視点

2. 主力電源化に向けた当面の論点

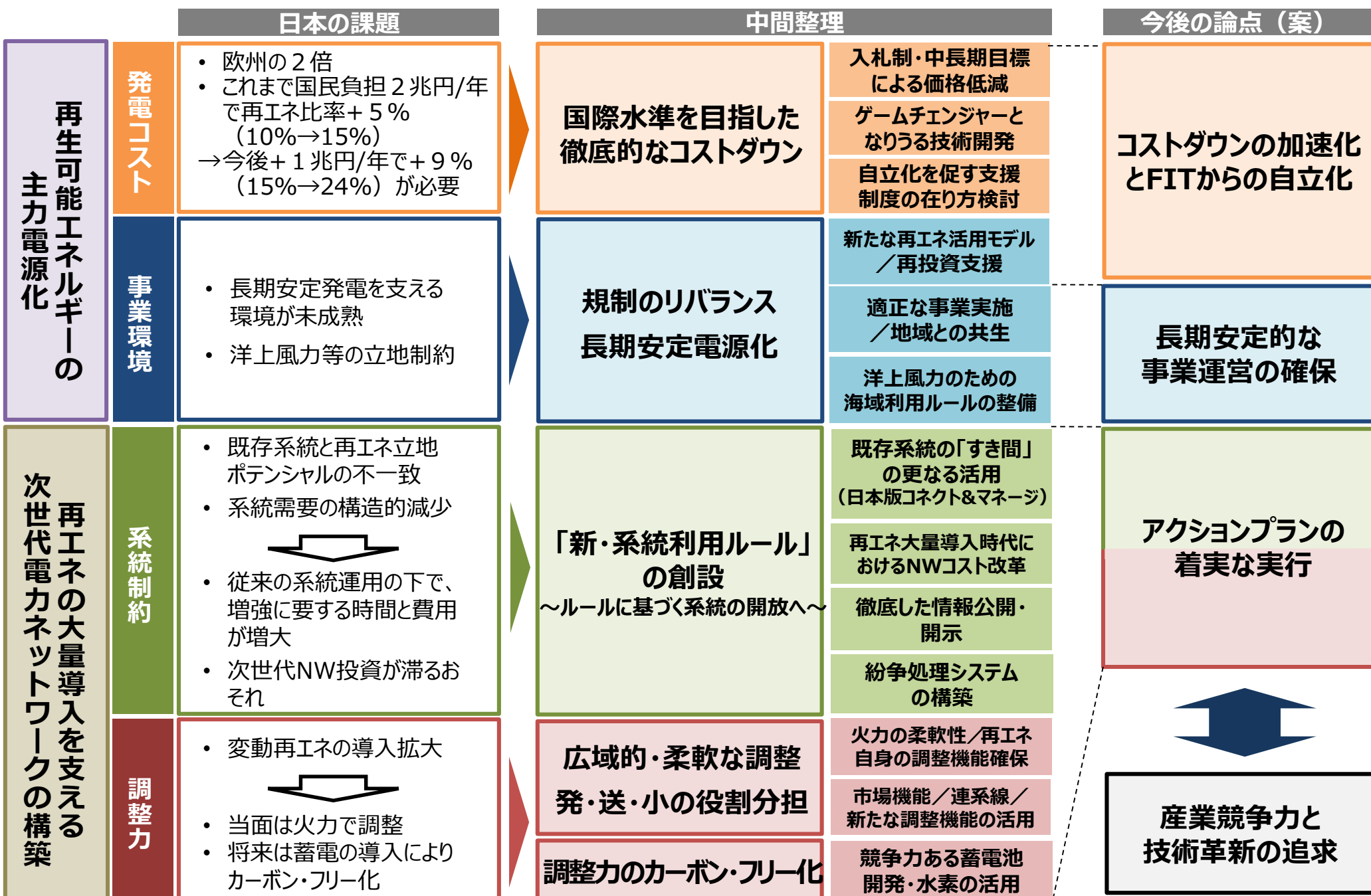
- (1) コストダウンの加速化とFITからの自立化**
- (2) 長期安定的な事業運営の確保**
- (3) 次世代電力ネットワークの構築**
- (4) 産業競争力と技術革新の追求**

今後の検討の視点（案）

- これまで本小委員会においては、再生可能エネルギーの「主力電源化」を打ち出すとともに、系統制約の克服に向けた論点について集中的に御議論いただき、**中間整理の内容を第5次エネルギー基本計画に反映。**
- 今後は、エネルギー基本計画を踏まえた2030年の絵姿、更には2050年も見据えながら、再生可能エネルギーを**社会に安定的に定着した主力電源としていくためのアクセルを踏んでいく**ことが必要。中間整理までに十分な時間を割けなかった「再エネ産業の競争力」も含め、論点を深掘りしながら、今後の政策対応について御議論いただきたい。



エネルギー基本計画を踏まえた論点の全体像（案）



1. これまでの議論と今後の検討の視点

2. 主力電源化に向けた当面の論点

(1) コストダウンの加速化とFITからの自立化

(2) 長期安定的な事業運営の確保

(3) 次世代電力ネットワークの構築

(4) 産業競争力と技術革新の追求

＜中間整理＞

- 主力電源の要素として、他の電源と比較して競争力ある水準までコストが低減することを提示。
- 入札制の活用による競争や中長期価格目標に向けたトップランナー方式での価格低減や、ゲームチェンジャーになり得る革新的な技術開発、大規模開発を進めるためのポテンシャルある土地の有効利用等に取り組む。
- ①急速なコストダウンが見込まれる電源（太陽光・風力）と、②地域との共生を図りながら緩やかに自立に向かう電源（地熱・中小水力・バイオマス）を切り分け、FIT法の抜本見直しに向けて、自立化への橋渡しとなる仕組みを構築するべく、検討を進める。
- ①自家消費を中心とした需要家側の再エネ活用モデルと、②売電を中心とした供給側の再エネ活用モデルに大きく分類・整理し、必要な事業環境整備について検討を進める。
- 住宅用太陽光発電設備のFIT買取期間の終了とその後のオプションについて、官民一体となって広報・周知を徹底する。



- 国内外のコスト動向も踏まえつつ、コストダウンの加速化に向けた取組の更なる具体化が必要ではないか。
- ①自家消費を中心とした需要家側の再エネ活用モデル、②売電を中心とした供給側の再エネ活用モデル、それぞれについて、FITからの自立化に向けた方向性を具体化していく必要があるのではないか。

総論① 認定量・導入量データ（2017年12月末時点）

- 2017年12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4,014万kW**（制度開始前の約1.9倍）。FIT認定容量は、**約9,121万kW**。
- FIT認定容量のうち、**運転開始済の割合は約44%**。FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備の**約94%**、FIT認定容量の**約78%**を太陽光が占める。

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 (4月～12月末)	制度開始後 合計	2012年7月～ 2017年12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)	44.3万kW (89,353件)	519.0万kW (1,135,359件)	547.0万kW (1,189,230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)	387.5万kW (42,836件)	3,262.9万kW (507,679件)	6,541.3万kW (684,705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)	5.6万kW (239件)	84.4万kW (502件)	685.8万kW (6,284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)	0.2万kW (20件)	1.7万kW (49件)	8.4万kW (90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)	6.4万kW (73件)	30.4万kW (358件)	113.8万kW (571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)	30.0万kW (59件)	115.1万kW (277件)	1,224.2万kW (781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)	474.1万kW (132,580件)	4,013.5万kW (1,644,224件)	9,120.5万kW (1,881,661件)

44.0%

※ 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2017年3月末までの失効分を反映済。改正FIT法による2017年4月以降の失効分については、①2,000kW以上の太陽光について、45件（約126.1万kW）、②一般木質・農作物残さバイオマスについて、188件（約556.5万kW）をそれぞれ確認済。その他の区分における失効分は、現在調査中であり、2018年9月頃を目途に確認できる見込み。

総論② 調達価格の推移

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	2030年 価格目標	
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	4 0 円	3 6 円	3 2 円	2 9 円 2 7 円 ※1	2 4 円	入札制移行 (2,000kW以上)				7円	
				2 1 円 (10kW以上2,000kW未満)		1 8 円 (10kW以上2,000kW未満)					
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	4 2 円	3 8 円	3 7 円	3 3 円 3 5 円 ※2	3 1 円 3 3 円 ※2	2 8 円 3 0 円 ※2	2 6 円 2 8 円 ※2	2 4 円 2 6 円 ※2		市場価格 (2020年以降の目標)	
				※2 出力制御対応機器設置義務あり							
風力 【20年】	2 2 円(20kW以上)					※4	21円 (20kW以上)※4	2 0 円 ※4	1 9 円 ※4	1 8 円	8～9 円
	5 5 円(20kW未満)					※3					
			3 6 円 (洋上風力 (着床式・浮体式))				3 6 円 (着床式)	※5	3 6 円(浮体式)	8～9 円	
							3 6 円 (浮体式)				
地熱 【15年】	2 6 円(15000kW以上)								※4	2 6 円	FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す
	4 0 円(15000kW未満)								※4	4 0 円	
水力 【20年】	2 4 円(1000kW以上30000kW未満)					※4	2 4 円	2 0 円(5000kW以上30000kW未満)		2 0 円	
							2 7 円 (1000kW以上5000kW未満)		※4	2 7 円	
	2 9 円(200kW以上1000kW未満)								※4	2 9 円	
	3 4 円(200kW未満)								※4	3 4 円	
バイオマス 【20年】	3 9 円 (メタン発酵ガス)									3 9 円	
	3 2 円(間伐材等由来の木質バイオマス)			4 0 円(2000kW未満)						4 0 円	
				3 2 円(2000kW以上)						3 2 円	
	2 4 円(一般木材等バイオマス)					24円 (20,000kW以上)	21円 (20,000kW以上)	入札制移行 (10,000kW以上)			
						24円 (20,000kW未満)		2 4 円 (10,000kW未満)			
	2 4 円(バイオマス液体燃料)					24円 (20,000kW以上)	21円 (20,000kW以上)	入札制移行			
						24円 (20,000kW未満)					
1 3 円(建設資材廃棄物)									1 3 円		
1 7 円(一般廃棄物・その他のバイオマス)									1 7 円		

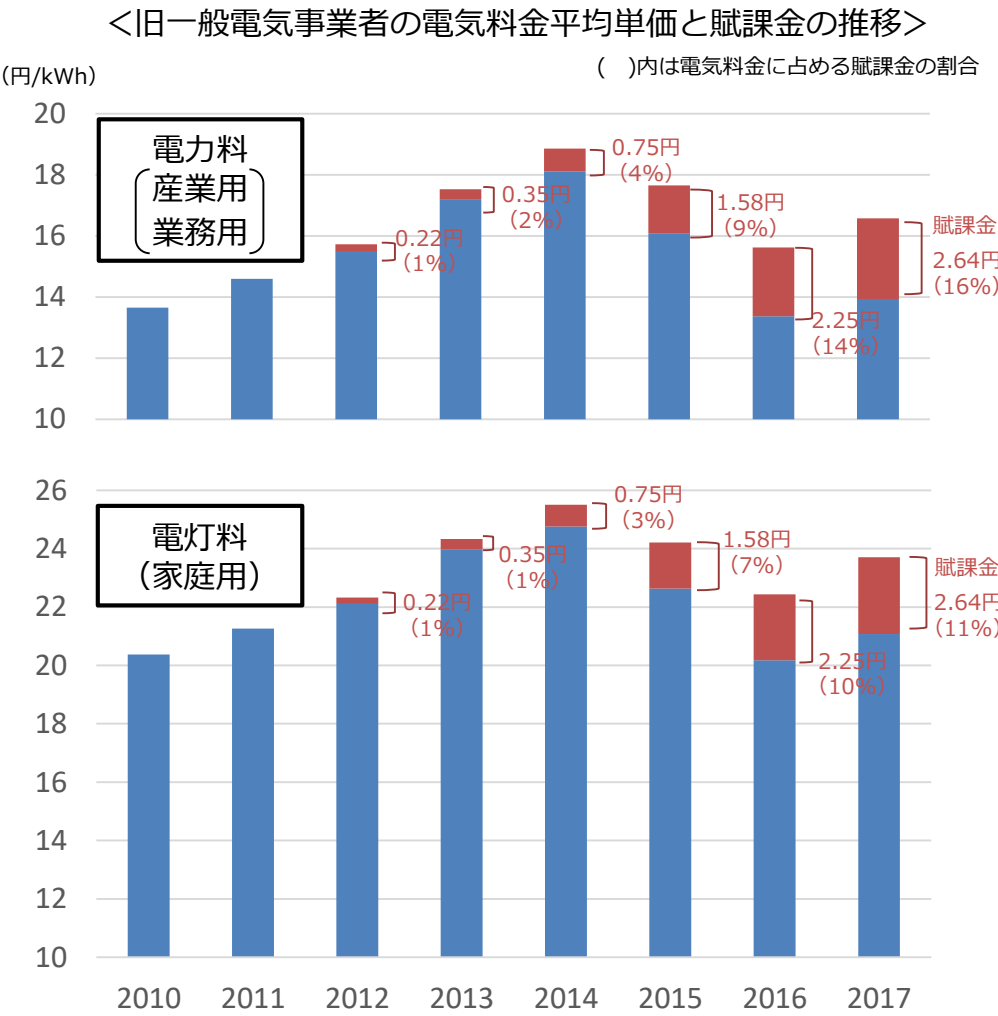
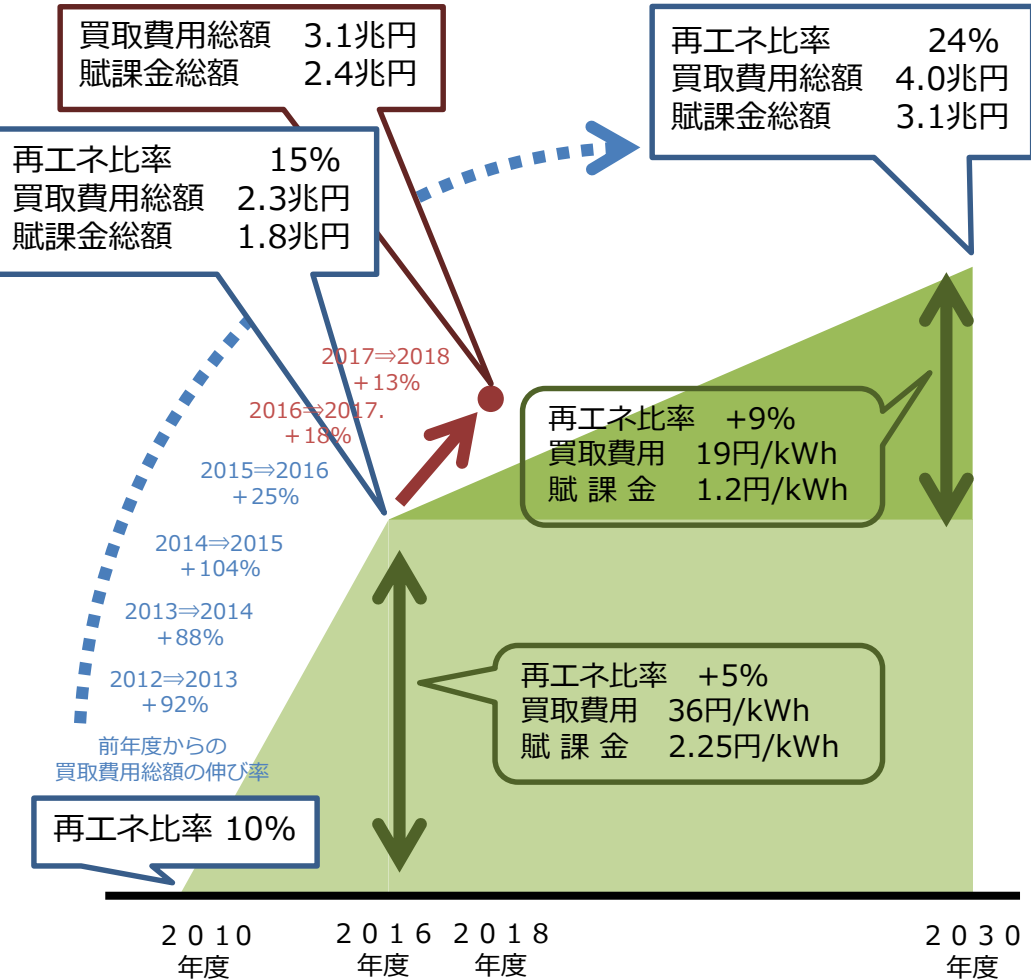
FIT制度
からの
中長期的な
自立化を
目指す

※3 小型風力は、真に開発中の案件に限って経過措置を設ける。 ※4 風力・地熱・水力のリブレースについては、別途、新規認定より低い買取価格を適用。

※5 一般海域利用ルール適用案件は、ルール開始に合わせて入札制移行。

国民負担① 国民負担の増大と電気料金への影響

- 2018年度の買取費用総額は3.1兆円、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の割合は、産業用・業務用で16%、家庭用で11%に増大している。



(注) 2016年度・2018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2016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) 2016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、②賦課金は賦課金総額を全電力量で除して算出。

(注) 電力需要実績確報（電気事業連合会）、各電力会社決算資料等をもとに資源エネルギー庁作成。
なお、旧一般電気事業者の電力料金平均単価はFIT賦課金減免を反映した数字となっている。

国民負担② 年度別FIT認定案件の稼働状況（2017年12月末時点）

- 2012年度・2013年度などにFIT認定された案件を含め、**FIT認定を受けているものの、未稼働となっている案件が多く存在**する。
- 例えば、太陽光（10kW以上）については、
 - 2012年度認定案件のうち、**未稼働案件は351万kW（24%）**（※2012年度調達価格：40円/kWh）
 - 2013年度認定案件のうち、**未稼働案件は1,310万kW（50%）**（※2013年度調達価格：36円/kWh）となっている。

（単位：万kW）

<太陽光（10kW以上）>

	既稼働	未稼働	合計
2012年度認定	1,130.0	350.9	1,480.9
2013年度認定	1,328.9	1,310.2	2,639.1
2014年度認定	506.4	742.6	1,249.1
2015年度認定	167.9	183.0	350.9
2016年度認定	122.5	671.3	793.8
2017年度認定(※1)	7.2	20.4	27.5
合計(※2)	3,262.9	3,278.4	6,541.3

<風力>

	既稼働	未稼働	合計
2012年度認定	58.3	14.3	72.5
2013年度認定	11.4	9.8	21.2
2014年度認定	13.9	89.0	102.9
2015年度認定	0.3	48.4	48.7
2016年度認定	0.5	415.1	415.6
2017年度認定(※1)	0	24.7	24.7
合計(※2)	84.4	601.3	685.8

<バイオマス（一般木材等）>

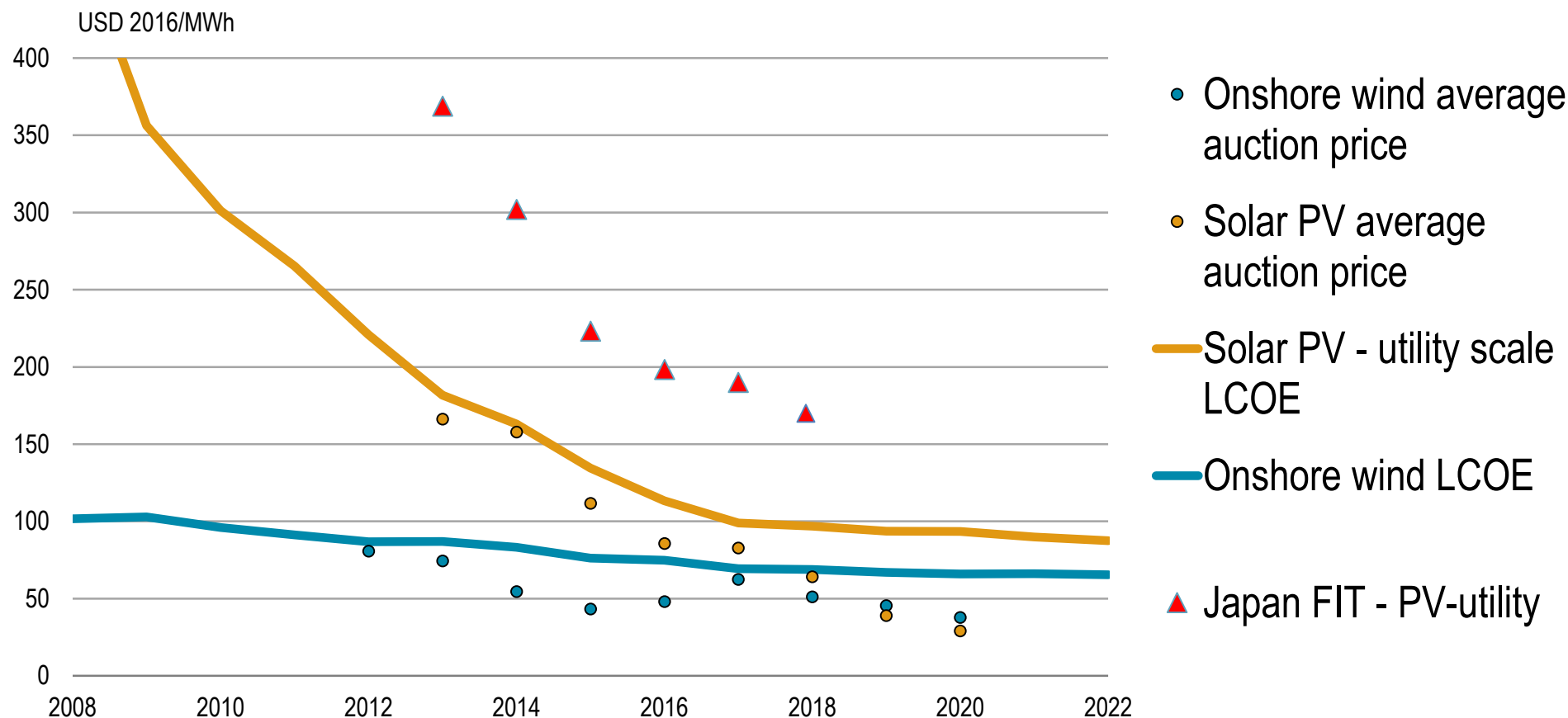
	既稼働	未稼働	合計
2012年度認定	1.5	0	1.5
2013年度認定	37.4	8.3	45.7
2014年度認定	12.5	31.0	43.5
2015年度認定	5.7	49.0	54.7
2016年度認定	0	853.4	853.4
2017年度認定(※1)	0	131.8	131.8
合計(※2)	57.0	1,073.6	1,130.6

※1 2017年度認定案件については、2017年4月～12月（9カ月間）の集計値であり、2018年1月～3月（3カ月間）に新規認定された案件は含まれていない。

※2 改正FIT法による2017年3月末までの失効分を反映済。改正FIT法による2017年4月以降の失効分については、①2,000kW以上の太陽光について、45件（約126.1万kW）、②一般木質・農作物残さバイオマスについて、188件（約556.5万kW）をそれぞれ確認済。上記以外の区分における失効分は、現在調査中であり、9月頃を目途に確認できる見込み。

入札制① 太陽光発電と陸上風力発電のLCOEと落札価格の関係

- 世界の太陽光発電と陸上風力発電のLCOEと入札制度における落札価格の関係を分析すると、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。



※IEA Renewables 2017をもとに資源エネルギー庁作成。

入札制② 日本における入札制の状況

- 太陽光発電（2,000kW以上）は入札制に移行し、**2017年度に第1回の入札を実施**した。2017年度入札対象外規模の調達価格（21円/kWh）に対し、**17.20円/kWh**や**17.97円/kWh**での落札があり、**一定のコスト低減効果**が見られた。
- 2018年度からは太陽光発電に加え、**一般木材等バイオマス発電（10,000kW以上）とバイオマス液体燃料（全規模）**についても入札制に移行。2018年8月2日には、第2回太陽光入札の上限価格について、調達価格等算定委員会で議論がなされ、**コスト低減を促す上限価格の設定に委員の合意が得られ、「平成30年度の供給価格上限額（太陽光発電設備第2回）に関する意見」が取りまとめられた**ところ。

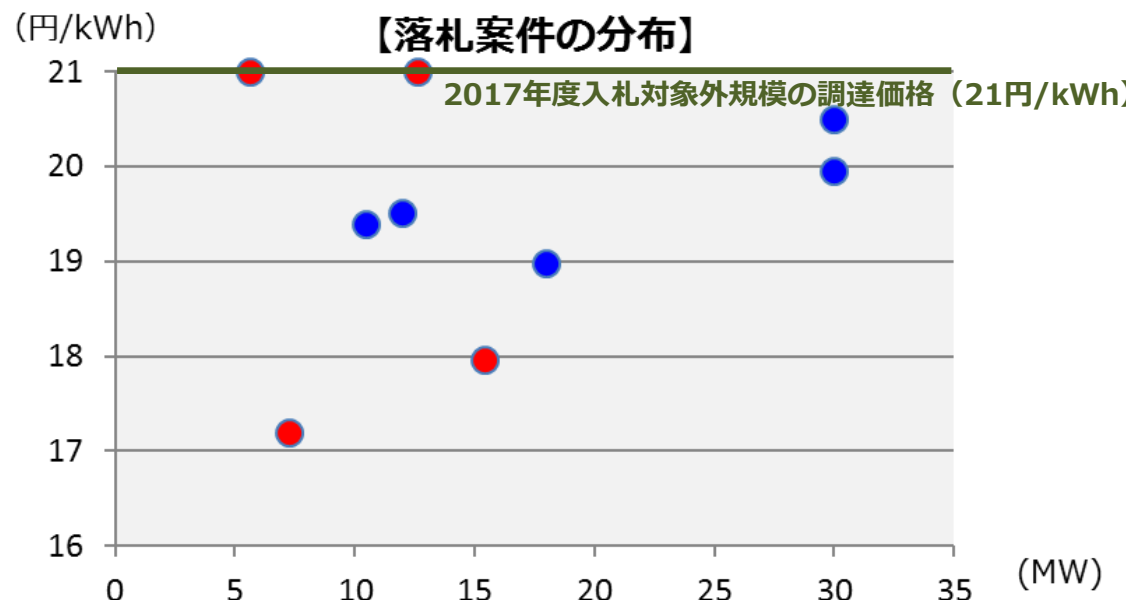
<2017年度の事業用太陽光の入札結果>

入札の結果

- 入札参加申込件数・容量 : **29件・490MW**
- 入札参加資格を得た件数・容量 : **23件・388MW**
- 実際の入札件数・容量 : **9件・141MW**

落札の結果

- 落札件数・容量 : **9件・141MW**
- 最低落札価格 : **17.20円/kWh**
- 最高落札価格 : **21.00円/kWh**



上限価格の設定方法について (案)

第37回 調達価格等算定委員会 資料1

- 入札の実施に当たっては、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入札量や上限価格の設定を行うことが重要。
- 2018年度の入札対象外規模の事業用太陽光の調達価格（18円/kWh）は、定期報告データのシステム費用上位25%水準等を想定値として採用し、設定している。一方で、今回の上限価格については、以下のような観点を考慮すると、定期報告データ及び第1回入札結果を基礎としつつ、世界の動向なども含めたその他のコストデータも参考にし、より一層の価格低減トレンドを踏まえて、効率的に事業を実施できる先進的な事業者に照準を合わせて設定する必要があるのではないか。

(1) 応札容量と募集容量の関係について

- 入札制度は、応札容量が募集容量よりも多い状況によって競争性を確保し、より低コストで事業を実施できる者から事業に取り組んでいただくことを想定した制度。想定どおりの状況の下では、緩やかな上限価格を設定しても競争性を一定程度確保でき、コスト低減を促すことが可能である。
- 他方で、試行的期間である第1回～第3回の入札量は合計1～1.5GWとすることを2016年度の委員会で決定しており、これを踏まえ、第2回の入札量は250MWとすることを2017年度の委員会で決定している中で、実際には応札容量が募集容量を下回る場合もありうるため、より効率的な事業を誘導するような水準の上限価格の設定を行わなければ、競争性が確保されず、コスト低減に資さないおそれがある。

(2) 次回以降の入札に参加する事業者の入札行動に与える影響について

- 今回の上限価格は開札後に公表するため、上限価格の設定が、次回以降の入札に参加する事業者の入札行動に影響を及ぼすという考え方もある。より効率的な水準の上限価格の設定を行うことにより、今回の入札で入札価格が上限価格を超過したため落札できずに第3回（2018年度下期）の入札に再度参加することとなる事業者を含め、事業者に対して効率化を促していくことができると考えられる。

入札制③ 欧州諸国における入札制の活用状況

- 大規模電源には入札制は広く活用されており、かなり小規模なものまで対象にしている国も存在。

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

※1) これを超える規模は支援対象外。 ※2) 5,000kW超は支援対象外。

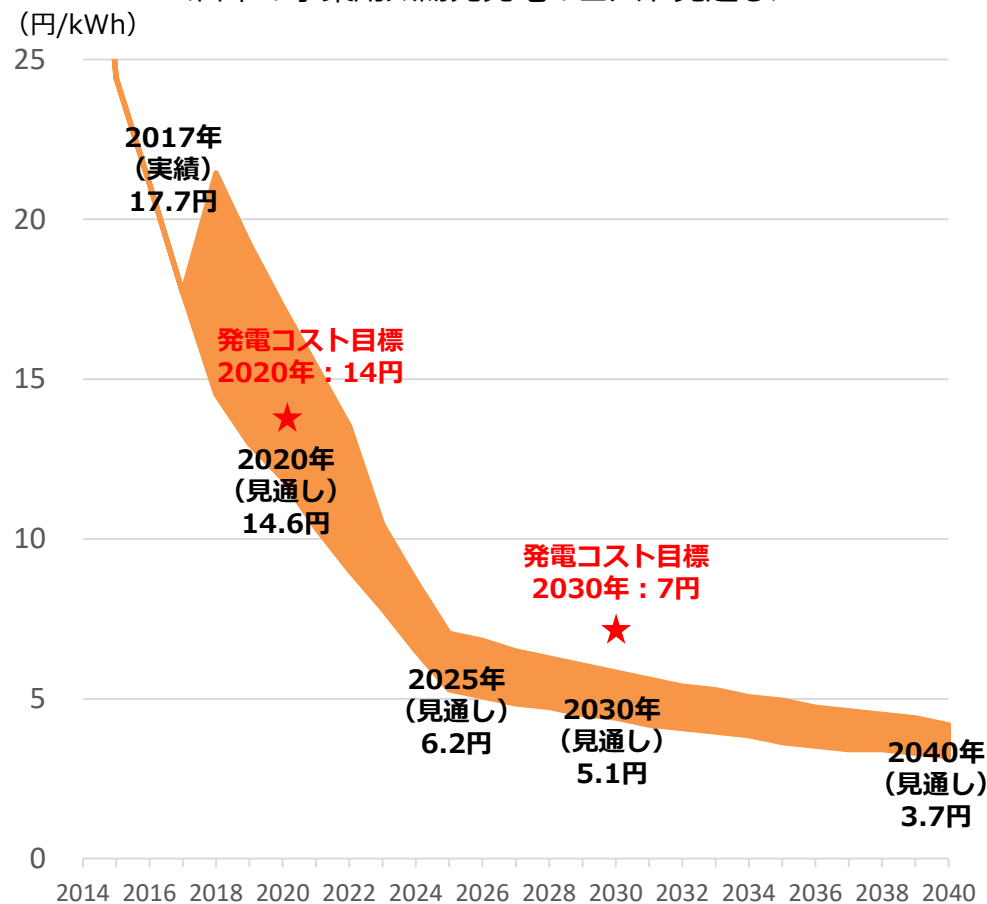
(出典) 資源エネルギー庁調査

※3) 支援対象はバイオガス発電のみで、12,000kW超は支援対象外。 ※4) 支援対象外。 ※5) 浮体式が含まれているかについては未確認。

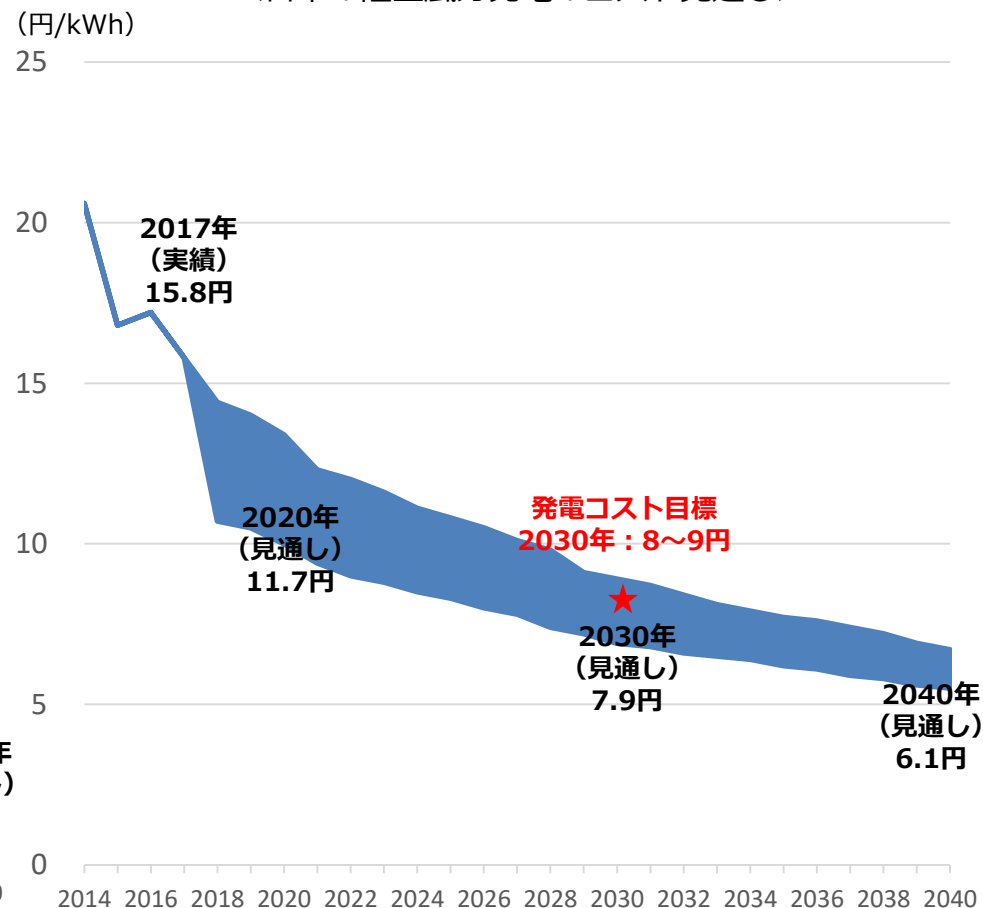
コスト動向① 日本の太陽光発電・風力発電のコスト見通し

- 民間調査機関が今年6月に公表した日本の太陽光発電・風力発電のコストについては、
 - **太陽光発電** : **2030年 5.1円/kWh程度** (発電コスト目標 = **7円/kWh**)
 - **風力発電** : **2030年 7.9円/kWh程度** (発電コスト目標 = **8~9円/kWh**)
 といった水準まで低減することが見通されている。

＜日本の事業用太陽光発電のコスト見通し＞



＜日本の陸上風力発電のコスト見通し＞

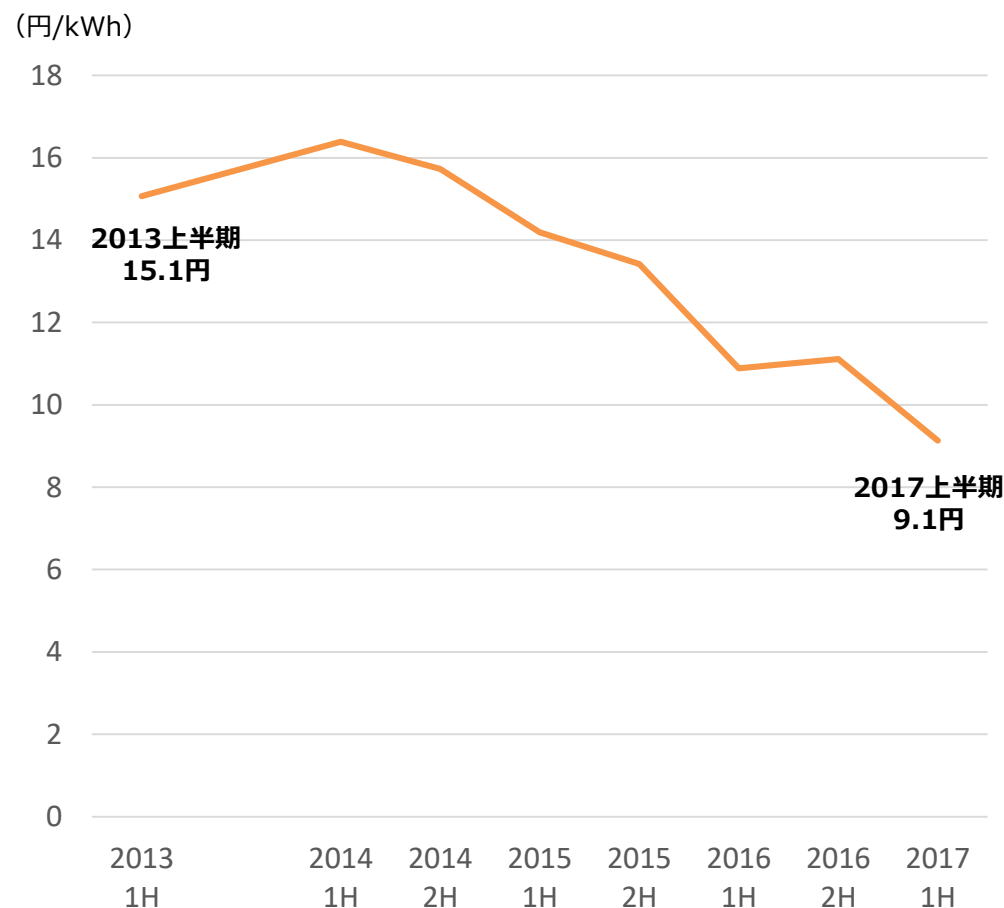


※Bloomberg NEFデータより資源エネルギー庁作成。2018年以降は見通し。資金調達コストを踏まえた割引率は太陽光：3%、風力：4%程度で計算。1\$=110円換算で計算。
 なお、Bloomberg NEFの推計は、日本の2020年度までは現行のFIT制度、2020年度以降はFIT制度からの自立化を前提としている。見通しのコストの値は、上位ケースと下位ケースの中央値。

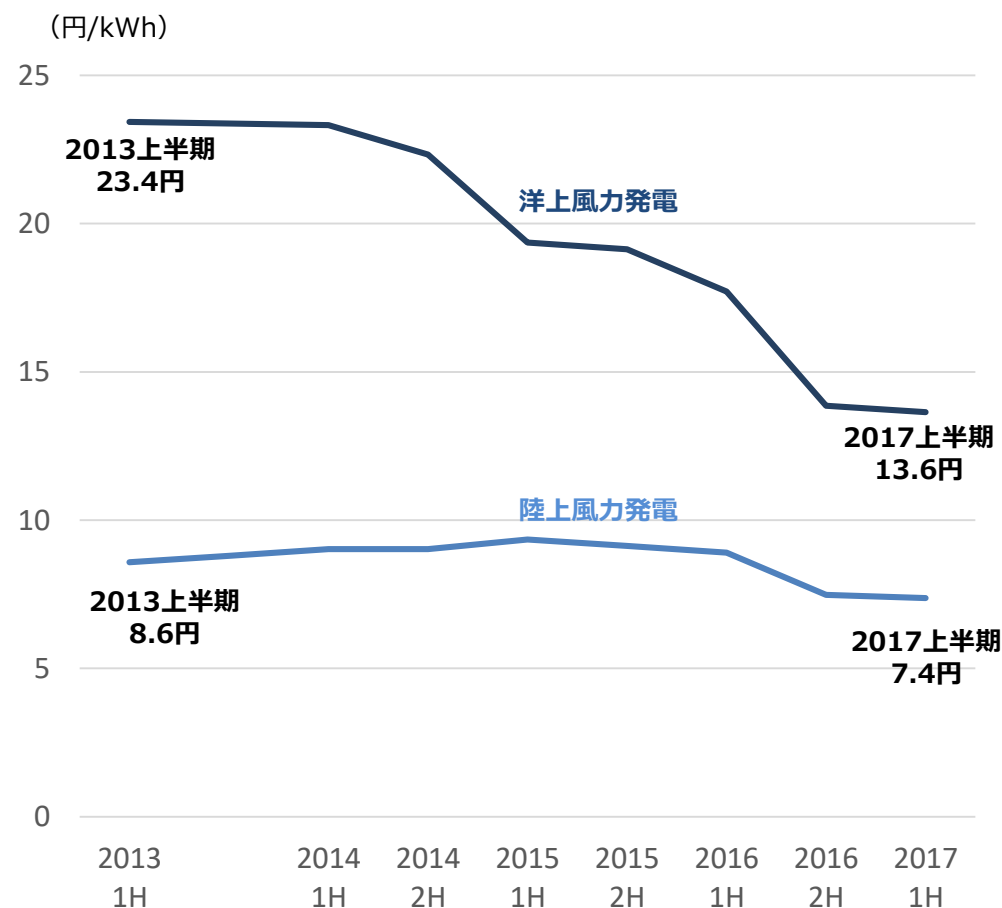
コスト動向② 世界の太陽光発電・風力発電のコスト推移

- 世界では、太陽光発電・風力発電ともに2013年以降、コストが大きく低減。特に洋上風力発電はコストが半減した。
- 最新（2017年上半期）の世界の発電コストは、太陽光発電が9.1円/kWh、洋上風力発電が13.6円/kWh、陸上風力発電が7.4円/kWh程度となっている。

＜世界の太陽光発電のコスト推移＞



＜世界の風力発電のコスト推移＞



- 2018年5月31日、中国政府は、再生可能エネルギーの導入支援に充てる再エネ基金の不足等を踏まえ、①一般太陽光発電所の建設枠の配分を凍結するとともに、②分散型太陽光発電所の建設枠を10GWに抑えることを発表した。
- このことを踏まえ、国際調査機関では以下の分析がされている。
 - 中国の太陽光発電事業者が事業を断念することにより、モジュール需要が減少すると同時に、他の事業者がモジュール価格低下を見込み、国際的な買控えが発生する。
 - 2017年末に0.37 \$ /W (4.1万円/kW程度)であった多結晶シリコンモジュールの価格が、2018年末には0.24\$/W (2.6万円/kW程度)まで低減する。

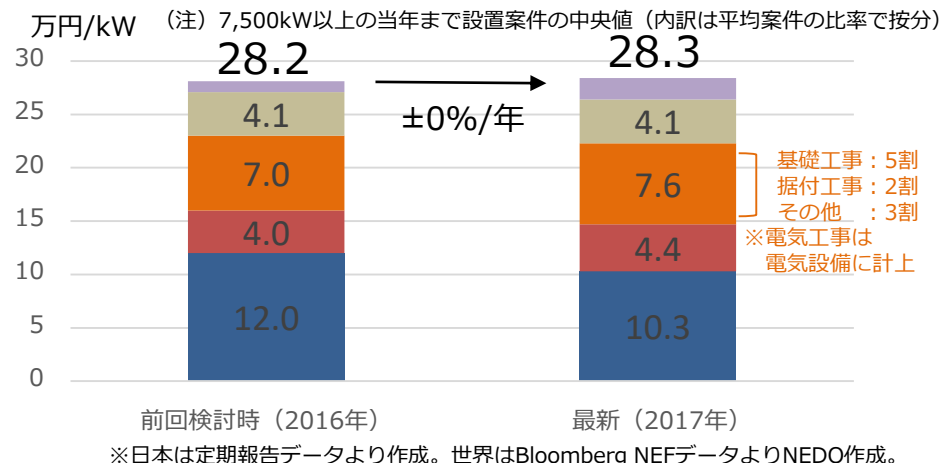
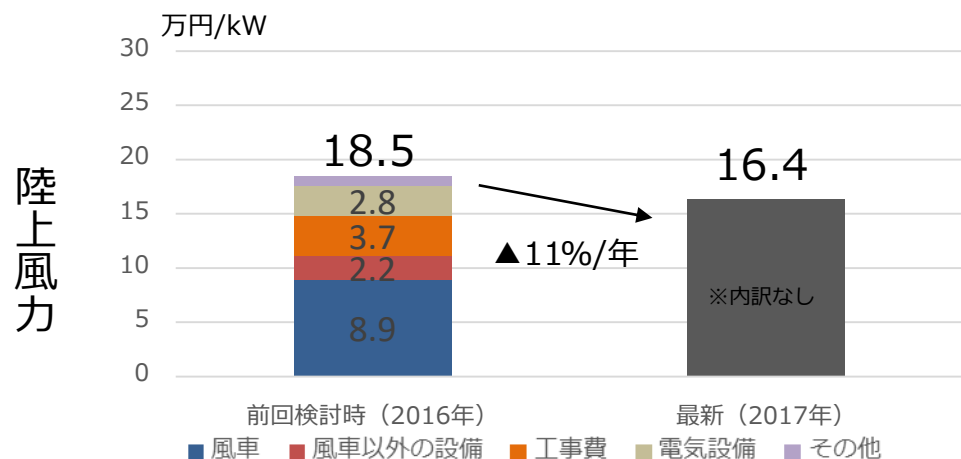
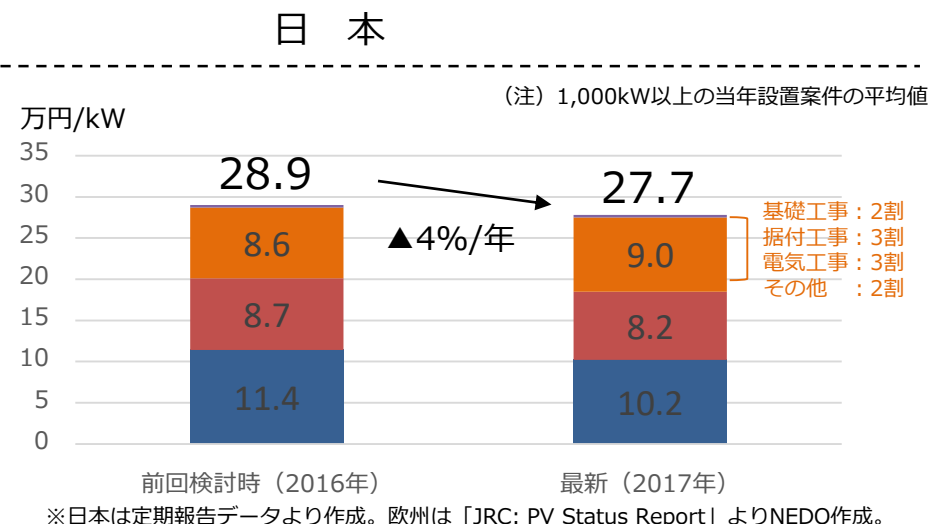
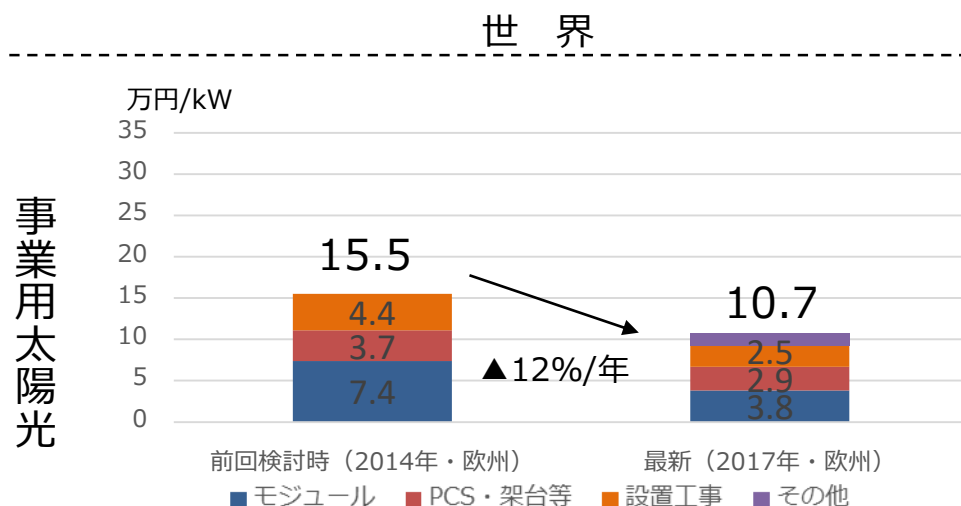
<モジュールのスポット価格の推移>

※Bloomberg NEFデータより資源エネルギー庁作成



コスト動向③ 国内外の資本費のコスト推移

- 欧州の事業用太陽光発電のシステム費用は、2014年～2017年の3年間で大きく低減。他方、日本では2016年～2017年で微減にとどまっており、**国内外の差は拡大**している。
- 世界の陸上風力発電の資本費は、2016年～2017年の1年間で大きく低減。他方、日本では2016年～2017年で増減はなく、**国内外の差は拡大**している。



コスト動向④ 日本のトッパーランナー

- 定期報告データを活用して、機械的に簡易的に国内の事業用太陽光発電・陸上風力発電のLCOEを計算すると、既に国内にも10円/kWh未満で事業が実施できている案件が存在する。
- 具体的には、10円/kWh未満で事業が実施できている案件は、以下のとおり。
 - ― 事業用太陽光発電では、定期報告が提出された153,060件のうち**119件（0.1%）**
 - ― 陸上風力発電では、定期報告が提出された50件のうち**7件（14%）**

＜事業用太陽光発電のコスト動向＞

機械的・簡易的に 計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	1 件
7円/kWh～8円/kWh	4 件
8円/kWh～9円/kWh	26 件
9円/kWh～10円/kWh	88 件
10円/kWh～11円/kWh	119 件
11円/kWh～12円/kWh	384 件
12円/kWh～13円/kWh	922 件
13円/kWh～14円/kWh	2,004 件
14円/kWh～15円/kWh	3,571 件
15円/kWh～16円/kWh	5,410 件
16円/kWh～17円/kWh	7,422 件
17円/kWh～18円/kWh	8,797 件
18円/kWh～19円/kWh	10,212 件
19円/kWh～20円/kWh	11,887 件
20円/kWh以上	102,213 件
合計	153,060件

＜陸上風力発電のコスト動向＞

機械的・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	8 件
11円/kWh～12円/kWh	6 件
12円/kWh～13円/kWh	5 件
13円/kWh～14円/kWh	3 件
14円/kWh～15円/kWh	2 件
15円/kWh～16円/kWh	5 件
16円/kWh～17円/kWh	6 件
17円/kWh～18円/kWh	2 件
18円/kWh～19円/kWh	0 件
19円/kWh～20円/kWh	1 件
20円/kWh以上	5 件
合計	50件

自立化① FITに頼らないビジネス事例（自家消費を中心とした需要家側の再エネ活用モデル）¹⁹

- FIT制度による売電を前提としない、再生可能エネルギーの自家消費型の新たなビジネスモデルが登場した。

京セラ、東京センチュリー

FIT制度による支援を受けず、企業の太陽光発電設備導入を支援する事業を2社で共同し実施予定

『新しいソーラー導入の仕組み』～自家発電サポートサービス

お客様には資産を保有頂くことなく
毎月発電量に応じてサービス代金をお支払い頂きます



**京セラソーラー
コーポレーション**
※京セラ100%子会社

- ・設置、施工
- ・維持保守、修繕



『金融×サービス×事業』の新領域へ。
東京センチュリー株式会社

- ・ファイナンス

自家発電サポートサービス契約



サービス料支払

サービス料
= 契約単価 × 当月発電量



お客様

自立化② FITに頼らないビジネス事例（売電を中心とした供給側の再エネ活用モデル①）²⁰

- 海外においては、FIT制度等による支援を受けずに発電事業を行う事例が出て来ている。
- 日本国内においても、一部の事業者がこうしたビジネスモデルの実現に向けた検討を開始している。

海外事例

Anesco （英国の再エネ開発企業）	・ 2017年9月下旬、イングランド近郊に補助金なしでPVファーム（Clayhill Solar Farm）を完成させ、近く稼働すると発表。 ・ 10MWの太陽光発電設備に6MWの蓄電池システムを併設。卸電力市場での通常の売電に加え、系統安定化サービス市場や電力容量市場など電力系統の安定運用に関連した市場への参入によって、複数の収入源を確保しようとしている。 ・ 補助金なしで太陽光発電所を建設できた要因は以下のとおり。 - 世界的にPV設備のコストは大幅に低下する中、サプライチェーンに対して更なるコストダウンを働きかけるとともに、価格面で優位な中国製品を積極的に活用。 - 着工からわずか12週間という短い工期の実現により建設コストを削減。 - 既存のPVプラント（5MW）に隣接して建設したことにより、送電線のコストを削減。 - 蓄電池併設により、容量市場や高速周波数応答サービス（Fast Frequency Response: FFR）事業に参入して収入を確保できる見通し。
------------------------	--

（出典）エネルギー経済研究所（2017年12月）<https://eneken.ieej.or.jp/data/7698.pdf>

国内事例

イーレックス	・ 2018年8月、FIT制度を活用しない大規模バイオマス発電事業の検討を表明。
--------	--

（出典）イーレックス社プレスリリースより

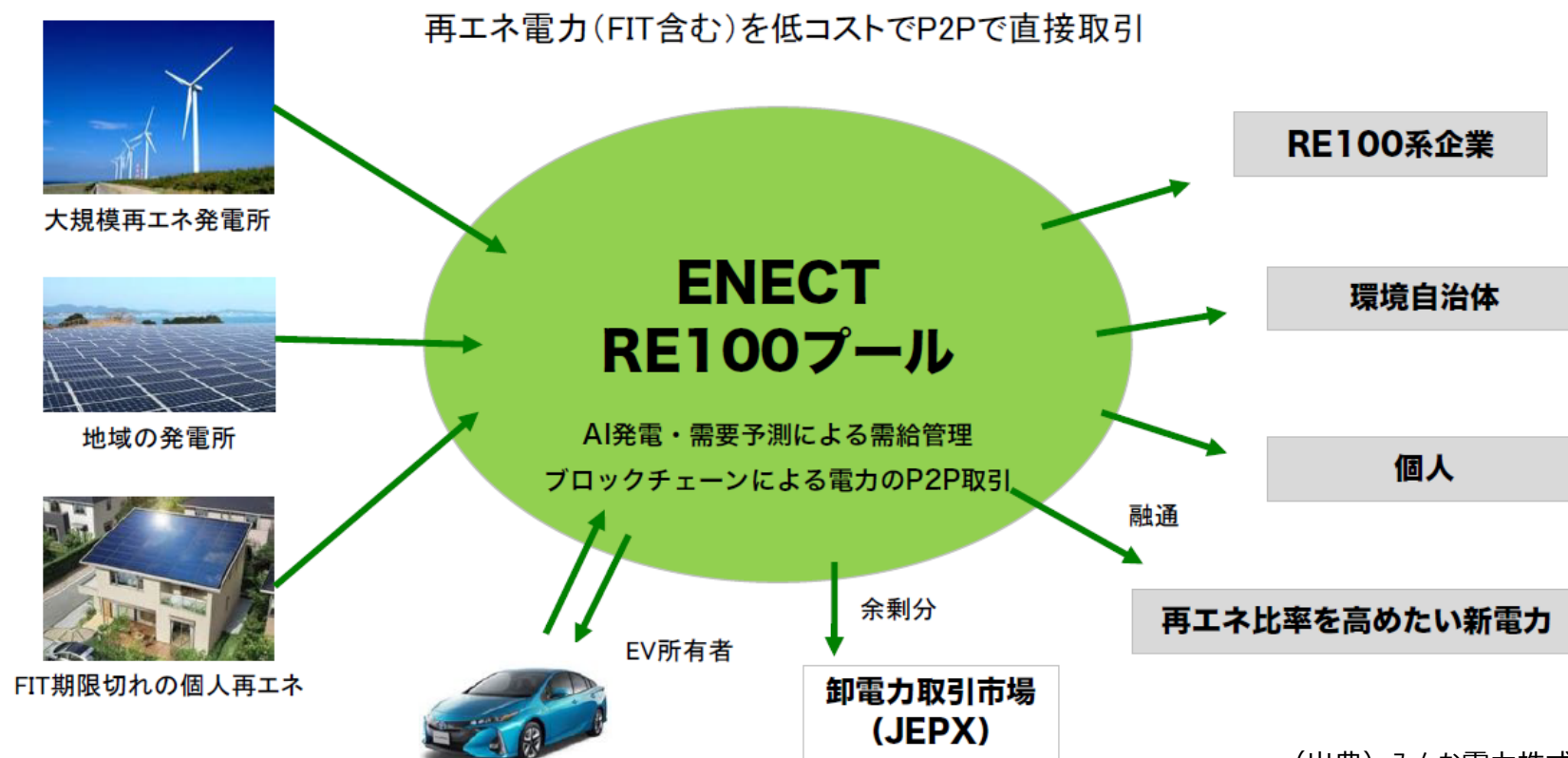
自立化② FITに頼らないビジネス事例（売電を中心とした供給側の再エネ活用モデル②）²¹

- 非FIT再エネ発電事業から直接電力を購入するVirtual PPAの実現も視野に、ブロックチェーンを活用したP2Pの電力取引プラットフォームの開発に乗り出す事業者（プラットフォームとしてのビジネスモデル）も登場。

ENECT RE100プール



再エネ発電所からの電力を調達、プール化し、ブロックチェーン・トラッキングシステムにより電源証明付きの電力をRE100系企業、自治体、個人などに販売



（出典）みんな電力株式会社より提供

- 2009年11月に開始した余剰電力買取制度の適用を受けた住宅用太陽光発電設備は、2019年11月以降順次、10年間の買取期間を終えることとなる。
- FIT制度による買取期間が終了した電源については、①自家消費をするか、②相対・自由契約で余剰電力を売電することが基本となる。
- 買取期間が終了する住宅用太陽光発電設備が現れ始めるまであと1年を前に、**既に具体的な買取メニューを発表して営業活動を展開する事業者**や、（買取メニューは公表していないものの）**買取り行うことを表明する事業者**も出て来ている。

買取メニューを公表している事業者の例

スマートテック	・ 2018年6月に、2019年11月以降の買取メニューを発表し、営業活動を展開
---------	--

買取メニューは公表していないものの、買取りに向けた検討をしている事業者の例

積水ハウス	・ 住宅オーナー等の余剰電力を購入することを公表
中部電力	・ FIT買取期間終了後も、積極的な買取りを継続することを公表
TOKAIホールディングス	・ みんな電力（株）と提携し、FIT買取期間が終了する太陽光発電設備を活用した新サービスを検討

（出典）各社プレスリリースより資源エネルギー庁作成

- ## RE100参加企業（140社）



(出典) 各社公表情報から資源エネルギー庁作成

<今後検討すべき論点（案）>

（1）コストダウンの加速化

<国民負担>

- 引き続き賦課金による国民負担の増大が進み未稼働案件も滞留する中、どのような打開策が必要か。
電気料金を押し上げる効果の拡大をどう考えるか。

<入札制>

- 諸外国の状況を踏まえると、入札制は具体的にどのように拡大していくべきか。

<コスト動向>

- 日本におけるコスト低減の見通しや諸外国のコスト動向を踏まえると、目指すべきコスト水準についてどう考えるべきか。

（2）FITからの自立化

- FITに頼らないビジネスモデルの検討が動き出しつつある中、それを早期に実現していくためにどのような対応が必要か。例えば、需要家側モデル・供給側モデルの両面から、蓄電池をどのように普及させ活用できるようにしていくか。RE100のような再生可能エネルギーに対する需要を更に喚起し、自立化へのドライバーとするために、非FIT電源の非化石価値などをどのように活用できるようにしていくか。
- 住宅用太陽光発電設備のFIT買取期間が終了し始める2019年11月に向け、対象者が積極的に再エネ電気の使い方を選ぶようになるために、どのように情報提供をしていくべきか。その際、競争上の懸念についてどう考えるか。
- 2020年度末の抜本見直し期限まであと2年半余りと迫る中、自立化への橋渡しとなるFIT制度の在り方についてどう考えていくか。

1. これまでの議論と今後の検討の視点

2. 主力電源化に向けた当面の論点

(1) コストダウンの加速化とFITからの自立化

(2) 長期安定的な事業運営の確保

(3) 次世代電力ネットワークの構築

(4) 産業競争力と技術革新の追求

＜中間整理＞

- 主力電源のもう1つの要素として、我が国のエネルギー供給の大きな役割を担う、**責任ある長期安定的な電源**となることを提示。
- 国民負担の抑制を徹底し**FIT発電事業の適正化**を図るため、太陽光発電以外の電源にも運転開始期限を設定する等の措置を講じる。
- 将来的な**太陽光パネルの廃棄に対する懸念**を払拭するべく、発電事業者による**廃棄費用の積立てを担保するための施策について検討を開始**するとともに、並行して現行FIT制度の執行強化に取り組む。



- **直近の災害により顕在化**した再生可能エネルギー発電事業への懸念等も踏まえ、再生可能エネルギーが責任ある長期安定的な電源として**社会に安定的に定着するために必要な対応を具体化**していく必要があるのではないか。

地域との共生に向けた課題① 安全面の不安（太陽光発電）

- 先に発生した西日本豪雨では、太陽光パネルの水没や、斜面からの崩落等が発生。
- 事故報告を受けたものについては、既に産業保安監督部による**立入検査**を開始。加えて、事故報告を受けていない被災地域の太陽光発電設備についても、設備の設置者や設備を管理する電気主任技術者とも連携して、**被害の実態把握・原因究明の調査**を実施中。

＜兵庫県神戸市 西日本豪雨被害＞



＜兵庫県姫路市 西日本豪雨被害＞



（出典）奥地建産株式会社より提供

地域との共生に向けた課題① 安全面の不安（風力発電）

- 2018年8月24日未明頃、台風20号の強風による影響で、兵庫県淡路市において風車の倒壊事故が発生。
- 事故発生当日、産業保安監督部の職員を現地に派遣し、現場確認を行うとともに、建築基準法に基づく設計図書の確認等を実施。設置者に対し、徹底的な原因究明を行い、1ヵ月以内に詳細な報告書を提出するよう指示。
- 加えて、他の風力発電設備設置者に対して、以下の点を8月27日に指示。
 - ・ 改めて技術基準への適合性を確認すること。
 - ・ 台風の接近の際には安全対策に万全を期すこと。
 - ・ 日常点検や定期点検の際には支持物を含む設備の健全性の確認を徹底すること。

（兵庫県淡路市）

- ・ 発電出力：600kW
- ・ タワー長：37m
- ・ 回転径：45m
- ・ 最大高さ：59.5mm
- ・ 運転開始：2002年4月



地域との共生に向けた課題② 地元との調整

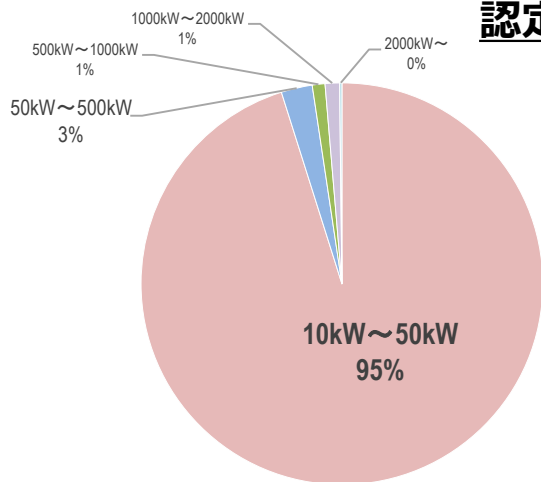
- 再生可能エネルギーの導入が進むにつれ、景観や環境への影響等をめぐり、**立地地域において調整が難航する事案**も顕在化してきた。
- 資源エネルギー庁HP「不適切案件に関する情報提供フォーム」宛てに自治体から寄せられた情報や、その他自治体から直接提供された情報のうち、大半は**法令違反、条例違反及び地元との調整に関するもの**であった。

自治体から情報提供のあった不適切案件

A市	条例違反	・ 市内において、太陽光発電設備の設置により景観が悪化することを理由に、反対運動が発生 ・ 一定規模以上の太陽光発電設備を設置するに当たり、市への届出と市長の同意を求める条例に違反しているため、事業者に対して、工事を中止し、市への届出及び市長の同意手続を行うよう指導
B市	法令違反	・ 電事法に基づく技術適合義務が遵守されていないおそれがある ・ 架台は短管パイプを用いた自立式であり、基礎は地中に短管パイプを打ち込み、クランプで固定したのみであるため、飛散のおそれがある ・ 設備の周囲は杭にロープを回したのみであり、容易に人が立ち入ることができる
C町	地元との調整	・ 小型風力発電の建設に関して、繰り返し民家との距離が近すぎるため、別の候補地を探すように指導したものの、事業者は投資家側の事情を理由に強行建設 ・ 住民は騒音問題について、直接事業者申し入れを行っている状況
D市	地元との調整	・ 太陽光発電設備の敷地内からつるが生い茂っており、道路まではみ出している状況 ・ 景観が損なわれるほか、道路の通行に支障が出るため、草刈りをするよう指導してほしい

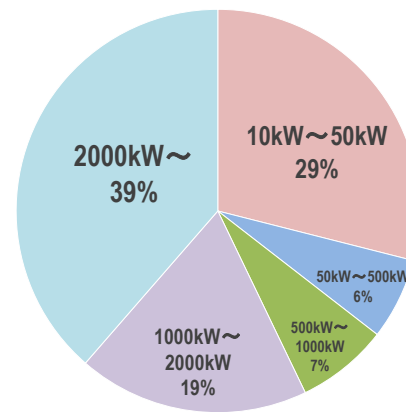
- 10～50kWの小規模PVが件数ベースでは大宗（認定65万件、導入48万件）を占め、容量ベースでも30～40%程度にのぼる。
- 2,000kW以上のメガソーラーの認定容量は約40%の一方で、導入容量では16%にとどまる。

認定件数



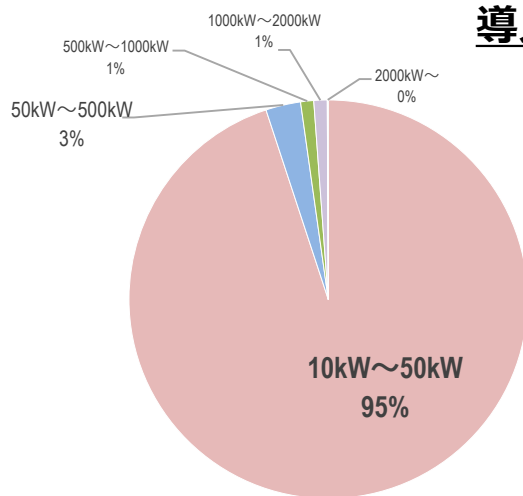
	認定件数 (件)
10～50kW	651,349
50～500kW	17,158
500～1000kW	6,998
1000～2000kW	7,950
2000kW～	1,250

認定容量



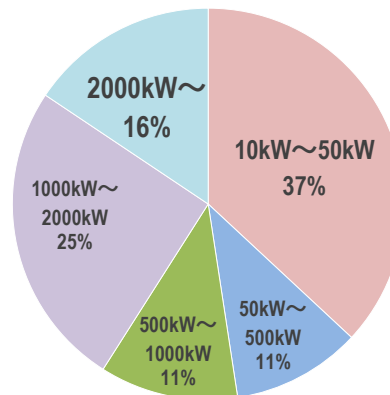
	認定容量 (万kW)
10～50kW	1,894
50～500kW	428
500～1000kW	482
1000～2000kW	1,213
2000kW～	2,525

導入件数



	導入件数 (件)
10～50kW	482,012
50～500kW	14,380
500～1000kW	5,392
1000～2000kW	5,497
2000kW～	398

導入容量



	導入容量 (万kW)
10～50kW	1,205
50～500kW	348
500～1000kW	373
1000～2000kW	827
2000kW～	509

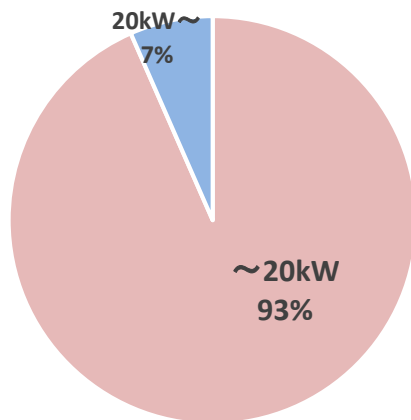
※改正FIT法による2017年3月末までの失効分を反映済。改正FIT法による2017年4月以降の失効分については、2,000kW以上の太陽光について、45件（約126.1万kW）をそれぞれ確認済。その他の区分における失効分は、現在調査中であり、2018年9月頃を目途に確認できる見込み。

(参考) 陸上風力発電の事業規模 (2017年12月末時点)

31

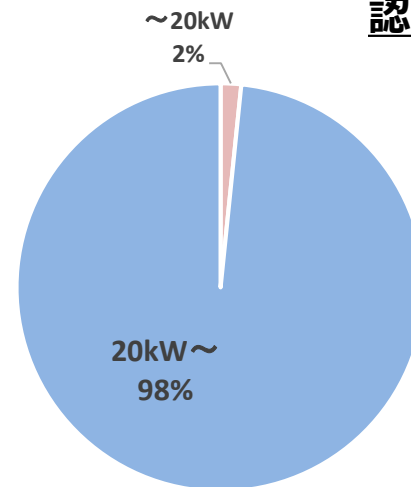
- 件数ベースでは、認定・導入ともに9割程度が20kW未満。
- 他方で、容量ベースでは、認定・導入容量ともに20kW以上が98～99%を占める。

認定件数



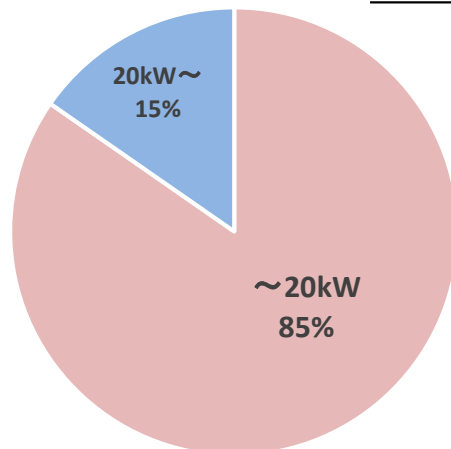
	認定件数 (件)
~20kW	5,870
20kW~	414

認定容量



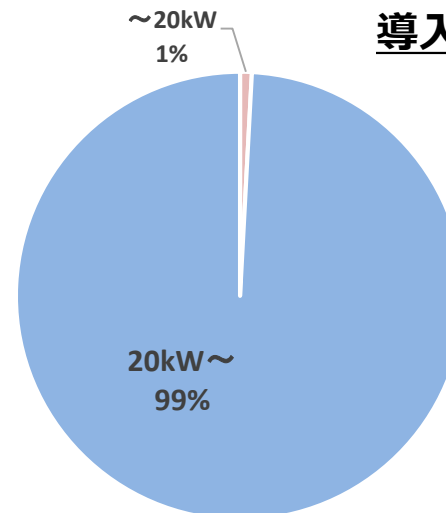
	認定容量 (万kW)
~20kW	11
20kW~	675

導入件数



	導入件数 (件)
~20kW	425
20kW~	77

導入容量



	導入容量 (万kW)
~20kW	0.7
20kW~	84

※改正FIT法による2017年3月末までの失効分を反映済。改正FIT法による2017年4月以降の失効分については現在調査中であり、2018年9月頃を目途に確認できる見込み。

<現状と課題>

① 放置・不法投棄

○自己所有地での事業用太陽光を中心に、**放置される懸念**、全般的に**不法投棄される懸念**あり。

・**廃掃法では、排出事業者（発電事業者、解体事業者等）に責任。**

⇒しかし、「**廃棄物ではない**」と主張された場合、**不法投棄された場合に対応が困難。**

○FIT法では、調達価格の中で**資本費の5%を廃棄等費用として計上し、発電事業者に積立ての努力義務あり。**

⇒しかし、**実際に積み立てを実施する事業者は少ない。**

② 有害物質

○太陽光パネルには**有害物質（鉛、セレン等）**を使用しているものもある。

○製品ごとに濃度の異なる有害物質の**情報が排出事業者から産廃処理業者に伝わっていない。**

⇒製品によっては、**望ましい最終処分方法で処理されていない。**

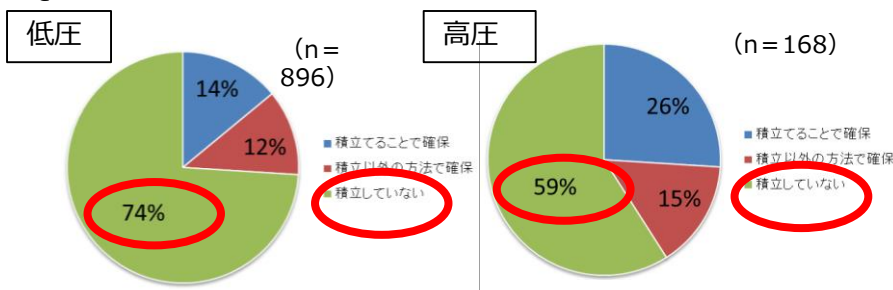
③ リサイクル

○多くは**ガラス**だが、有価取引の金属（**アルミ、銀等**）も使用。

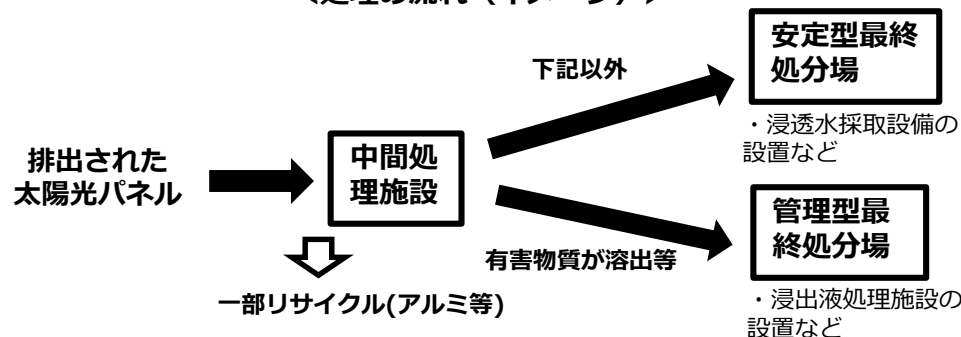
○将来（2040年頃）の排出量は、**ピーク時に最終処分量の6%**（約77.5万トン）

⇒**リサイクルして埋立量を減らすべき**との指摘。

Q.将来的な廃棄を想定して、廃棄・リサイクル費用の確保しているか



<処理の流れ（イメージ）>



<今後の施策の方向性>

- 発電事業者による廃棄等費用の**積立てを担保するために必要な施策（例えば、第三者が外部で積立てを行う仕組み）について、検討を開始。2018年度中を目途に結論。**
- 並行して、**2018年度からすぐに出来ることに着手**（現行FIT制度の執行強化）

① 廃棄等費用の**積立計画・進捗状況の報告義務化・公表制度の導入**、② 悪質な事例には、**報告徴収・指導・改善命令**を検討

※その他の懸念への対応

○ **有害物質**については、**パネルメーカーと産廃事業者の情報共有ガイドラインの実施を徹底**（現在7社が対応(※)。今後、輸入メーカーを含め対応を徹底。）（※）ガイドラインに基づき自社ウェブサイトにて情報提供を行っている旨をJPEA宛に連絡した企業数(2018年8月時点)

○ **リサイクル**については、**経済合理的に実現可能かを見極めるため、実態調査を実施**（現在需要があるのはフレームのアルミのみ。セルに含まれる銀などの回収には高コスト処理が必要。）

＜今後検討すべき論点（案）＞

- FIT制度により参入が急速に拡大した太陽光発電のプレーヤーをはじめ、設置工事・メンテナンスの不備等による安全面での不安や、景観や環境への影響等をめぐる地元との調整における課題などが顕在化。こうした「地域との共生」に向けた課題にどのように対応していくべきか。
 - 信頼ある発電事業者としての必要十分な規律はどうあるべきか。
 - 地元との円滑な調整を進めるために、どのような対応が必要か。
- 小規模な事業が多い中、責任ある長期安定的な電源として、FIT制度による買取期間が終了した後も再生可能エネルギー発電事業が適正に継続され、更には将来的な再投資が行われるような事業環境を作り上げていくために、どのような制度上・実務上の工夫が必要か。
 - 長期安定的な電源を担う主体として、どのようなプレーヤーが求められるか。

1. これまでの議論と今後の検討の視点

2. 主力電源化に向けた当面の論点

(1) コストダウンの加速化とFITからの自立化

(2) 長期安定的な事業運営の確保

(3) 次世代電力ネットワークの構築

(4) 産業競争力と技術革新の追求

＜中間整理＞

- まずは**既存システムの最大限の活用**に向けた「日本版コネクト&マネージ」や情報公開・開示等を進め、更には再生可能エネルギーの大量導入を始めとした電力ネットワークを取り巻く環境変化に対応する**NWコスト改革**に着手するなど、**系統制約の克服に向けた道筋をアクションプランとして明確化**。
- 2030年以降を見据えた将来の電力NWの絵姿とともに、これを構築するためのコストを誰がどのように負担していくのか、継続的に議論を行う。
- **再生可能エネルギー自身の調整機能**や**火力発電の柔軟性の確保**、広域調整のための**連系線の一層の活用方策**、再生可能エネルギーに起因する**インバランスを減らすための方策**等について具体的な検討を進めるとともに、VPP・蓄電池やPower-to-Gas技術等による**調整力のカーボン・フリー化**に向けて研究開発・実証等を進める。

- 
- 系統制約の克服に向けた論点については、中間整理までに集中的に御議論いただいたが、アクションプランは着実に進んでいるか。

想定潮流の合理化の効果（2018年5月末時点）

- 5月末までに系統への接続希望があった事業者のうち、想定潮流の合理化適用前の考え方では、増強工事が必要であった事業者の2/3の事業者（64事業者中、43事業者）が増強工事不要で接続可能となる見込み。
- 今後、10月頃を目途に、想定潮流の合理化による効果の取りまとめを行う予定。

- 想定潮流の合理化適用以降、5月末までに空容量がない特別高圧系統における系統アクセス対応案件は30件（当該案件で検討中の事業者は64）であり、そのうち10件（最大44事業者）が想定潮流の合理化による効果があった。そのうち9件（最大43事業者）が設備増強なしで接続可能となる見込み。
- 今後、これらの結果も含め、想定潮流の合理化による効果の取り纏めを行い、報告する予定。

第34回広域系統整備委員会
資料1－（2）抜粋

【想定潮流の合理化による効果があったケース】

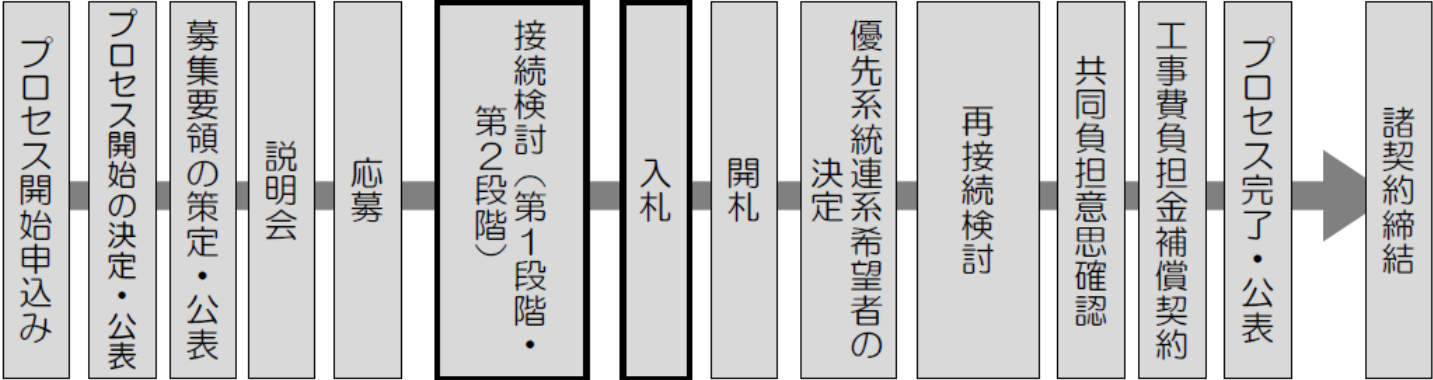
No.	運用 容量	適用前		適用後	合理化効果 空容量増分 (運用容量比)	合理化効果 による設備増強 の要否
1	222	想定潮流	222	214	+8MW (4%増)	不要
		空き容量	0	8		
2	78	想定潮流	78	77	+1MW (1%増)	不要
		空き容量	0	1		
3 4	38	想定潮流	38	36	+2MW (5%増)	不要
		空き容量	0	2		
5	171	想定潮流	171	166	+5MW (3%増)	不要
		空き容量	0	5		
6	1004	想定潮流	994	774	+220MW (22%増)	不要
		空き容量	10	230		
7	311	想定潮流	336※	290	+46MW (15%増)	不要
		空き容量	▲25	21		
8	180	想定潮流	187※	179	+8MW (4%増)	不要
		空き容量	▲7	1		
9	2136	想定潮流	2136	2067	+69MW (3%増)	不要
		空き容量	0	69		
10	219	想定潮流	243※	228※	+15MW (7%増)	必要
		空き容量	▲24	▲9		
想定潮流の合理化による効果（5月末時点の実績）					+374MW	—

同系統で複数の
アクセス案件あり

※ N－1 電制適用箇所のため、想定潮流が運用容量を超過

- 東北北部エリアにおける電源接続案件募集プロセスは、**見直し後の一般負担上限額（一律4.1万円/kW※）を適用**の上、7月23日より入札受付を開始し、本日（8月29日）が札入れの締切。今後、9月初旬に開札が行われ、優先系統連系希望者の選定作業に入る予定。
※バイオマス（専焼）、地熱案件については、見直し施行時点で本プロセスに応募されている案件に該当するため、それぞれ見直し前の一般負担の上限額である4.9万円/kW、4.7万円/kWを適用。

	見直し後スケジュール(予定)
・ 入札の受付開始	平成30年7月23日
・ 入札の受付締切	平成30年8月29日
・ 第1次保証金の振込期限	平成30年8月30日
・ 開札	平成30年9月3日～9月5日
・ 優先系統連系希望者の決定 ・ 再接続検討の開始	平成30年11月30日
・ 再接続検討結果の回答	平成31年3月下旬頃
・ 再接続検討の結果を踏まえた共同負担意思の確認 ・ 第2次保証金の振込期限 ・ 工事費負担金補償契約の締結 ・ 本プロセスの完了 ・ 本プロセスの結果公表	平成31年4月上旬頃 ～5月下旬頃



- 接続に必要な費用の抑制が喫緊の課題。今後増大するNWコストを最大限抑制するため、既存NWに係るコスト等については、安定供給の維持を前提としつつ、徹底的なコスト削減を促す仕組みを構築すべきである。
- その上で、再エネ大量導入をはじめとしたNWを取り巻く環境変化に的確に対応し、次世代NWへの転換を実現するためには、未来に向けた投資を促進する制度環境整備も同時に進めることが不可欠である。その際、未来に向けた投資を行うに当たっても、徹底的なコスト削減が図られる仕組みとすべきである。
- また、発電事業者もNWコストを意識した事業展開を行うためのインセンティブ・選択肢を確保すべきである。

<3つの基本方針>

1. 既存NW等について徹底的なコスト削減を促す仕組みを構築
2. 再エネ大量導入等を踏まえた次世代NWへの転換を実現するため、未来に向けた投資を促進する制度環境を整備
3. 発電事業者もNWコストを意識した事業展開を行うためのインセンティブ・選択肢を確保

1. 既存NW等コストの
徹底削減

2. 次世代投資の確保
(系統増強・調整力等)

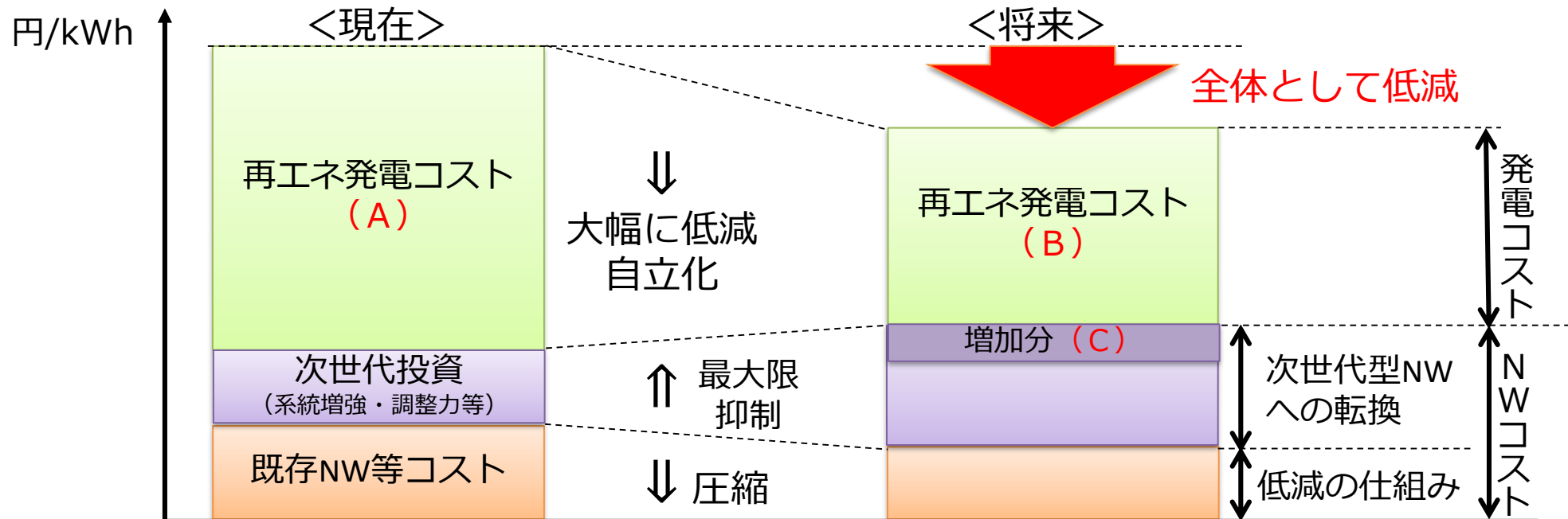
3. 発電側もNWコスト
最小化を追求する
仕組み

- 再エネ大量導入を実現する次世代NWへの転換
- 「発電+NW」の合計でみた再エネ導入コストの最小化

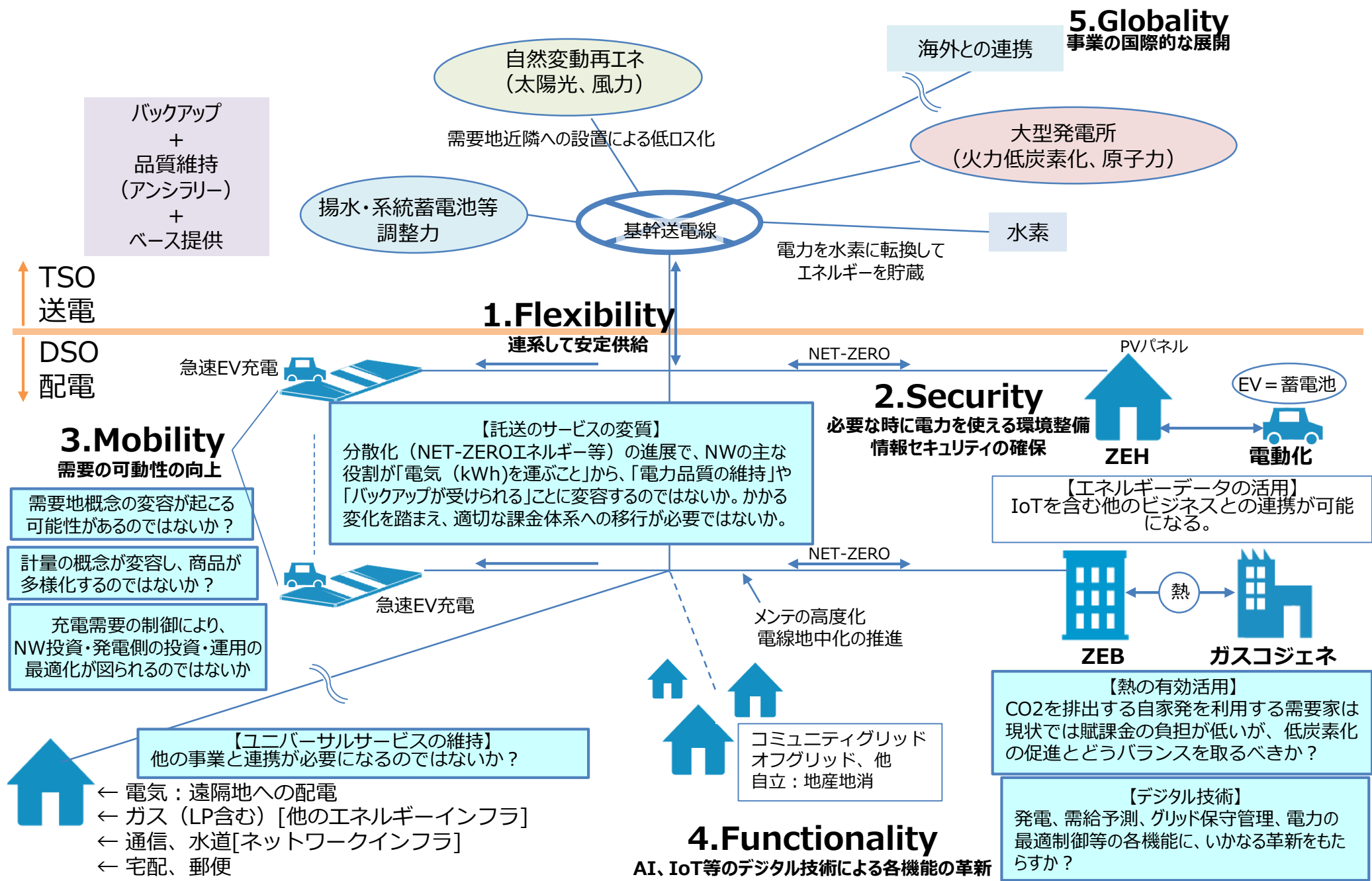
$$\text{コスト} = \text{単価} \downarrow \times \text{量} \uparrow$$

最大限抑制

再エネ導入コスト： A (現在) > B + C (将来)



※日本版コネクト&マネージ等により、必要となるNW投資量を低減させることも必要



＜今後検討すべき論点（案）＞

- 想定潮流の合理化や一般負担の上限見直しなど、一部の取組は既に実施に移され、一定の効果が生じている。今後も、まずは各機関においてアクションプランの着実な実行を進め、本小委員会でその進捗を確認していくこととしてはどうか。
- 2030年以降を見据えた次世代電力NWシステムの設計については、主力電源としての再生可能エネルギーの大量導入を促すための系統整備やその費用負担の在り方も含め、関連する他の審議会等における検討も踏まえつつ、引き続き議論していくこととしてはどうか。

1. これまでの議論と今後の検討の視点

2. 主力電源化に向けた当面の論点

(1) コストダウンの加速化とFITからの自立化

(2) 長期安定的な事業運営の確保

(3) 次世代電力ネットワークの構築

(4) 産業競争力と技術革新の追求

＜中間整理＞

- 主力電源化に向けた取組を着実に進めていくとともに、再エネメーカーや発電事業者のみならず、再生可能エネルギーを活用した新たなビジネス、系統運用技術や次世代型調整力など、様々な側面から国際競争力あるグローバル・プレーヤーが生まれてくるよう、産業政策の観点からも事業環境整備を行っていくことの重要性を提起。
- ペロブスカイト型太陽電池、着床式・浮体式洋上風力の低コスト施工法、超臨界地熱発電、スマートインバータなど、ゲームチェンジャーになり得る革新的な技術開発を進める。



- 再生可能エネルギー発電事業や周辺産業を担うプレーヤーの内外比較も踏まえつつ、競争力や技術革新の観点から産業政策としての方向性を具体化していく必要があるのではないか。

4. 包括的な取組

本小委員会においては、再生可能エネルギーを取り巻く状況が大きく変化する中、我が国において如何に自立した再生可能エネルギーを大量導入していくか、という観点から議論を重ねて来たが、成長する海外のマーケットにも目を向ける必要がある。国際的には、Vestas（再エネメーカー）やIberdrola（発電事業者）といったグローバル企業が世界の電力・再生可能エネルギー市場をリードしているが、現状、**我が国企業は高い技術力を有するにもかかわらず、世界で伍して戦える国際競争力ある主体は不足**している。再生可能エネルギーの主力電源化に向けた取組を着実に進めていくとともに、こうした取組を通じて、再エネメーカーや発電事業者のみならず、再生可能エネルギーを活用した新たなビジネス、系統運用技術や次世代型調整力など、様々な側面から**国際競争力あるグローバル・プレイヤーが生まれてくるよう、産業政策の観点からも事業環境整備を行っていくことが重要**である。

また、再生可能エネルギーの大量導入によって物理的に電力ネットワークに接続する電源が増加し、更には日本版コネクト＆マネージの本格適用によって系統運用が複雑化してくると、物理・IT両面でのシステムの相互接続性を確保すると同時に、適切なサイバーセキュリティ対策の重要性が増してくると考えられる。制度の検討と並行しながら、状況の進捗に応じた対策を着実に進めていく必要がある。

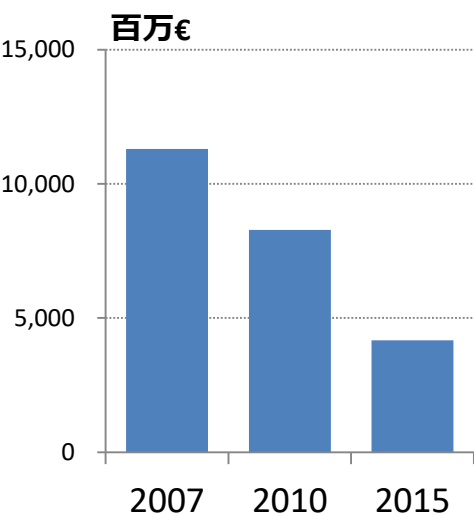
欧州における再生可能エネルギー発電事業のプレーヤー

- 欧州においては、大手電気事業者が再生可能エネルギーへの投資にシフトし、再生可能エネルギー発電事業を担う主要なプレーヤーとなっている。

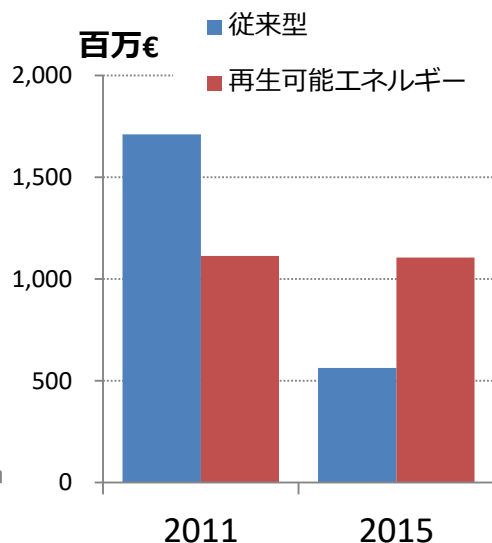
E.ON（ドイツ）

- 総投資額は2007年から減少。
- 一方、発電分野別では、再生可能エネルギーが、従来型発電所向け投資を逆転。

総投資額



発電分野別 投資額

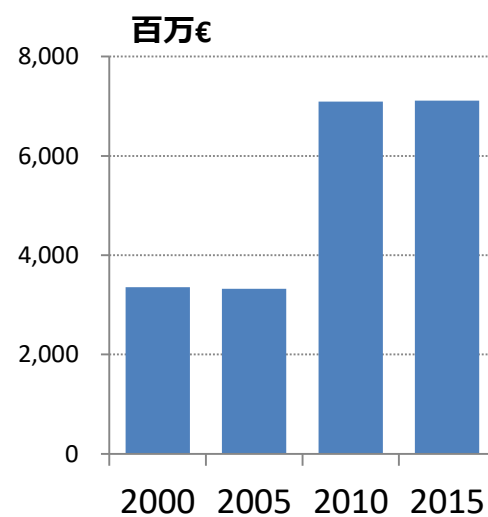


(出典) E.ON Annual Report 各年版、E.ON Capital Market Story (2016)

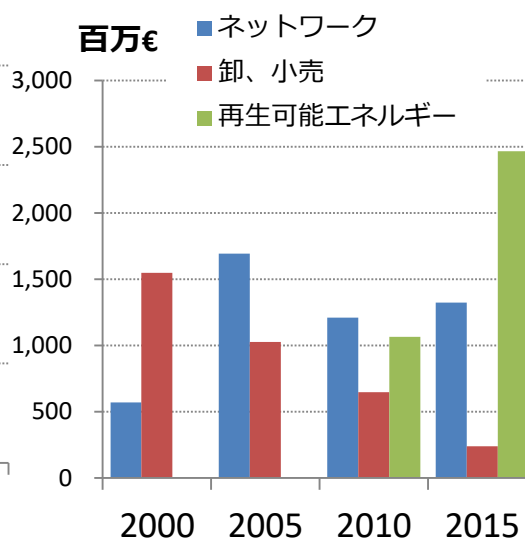
Enel（イタリア）

- 総投資額は2005年からは大幅増。
- 事業別では、卸・小売から再生可能エネルギーへ大きく転換。

総投資額

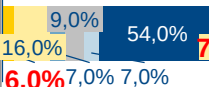
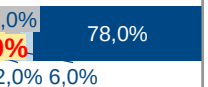
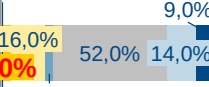
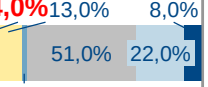
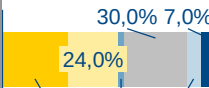
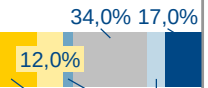
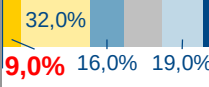
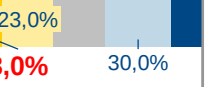
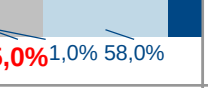
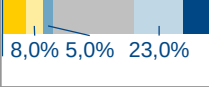
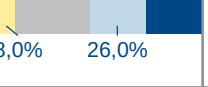


事業分野別 投資額



(出典) Enel, Annual Report 各年版、
Capital Markets Day Strategic Plan (2016-19)

欧州電力会社ベンチマーク サマリ

	売上規模/ 営業利益率(%)	売上高海外 比率(%)	電源構成		戦略
			設備容量(%)	発電電力量(%)	
 EDF	750億€ (6.0%)	47%			■ CAP2030 - 顧客密着型ソリューションの展開 - 電源競争力と低炭素化両立を目指した再エネ開発 - 国際事業の加速(欧州外利益比率:5%→15%)
 Engie	699億€ (-4.4%)	64%			■ 3-year strategic transformation plan - 事業の低炭素化 - 総合顧客ソリューションの展開 - 非コモディティ事業への注力
 Iber.	314億€ (12.5%)	54%			■ Strategic Plan 2016-2020 - 予見性の高い事業に注力しエネルギー転換を先導 - 再エネ、ネットワーク、長期契約型発電事業に注力
 Enel	757億€ (9.7%)	47.6%			■ Strategic plan 2017-2019 - デジタル化と顧客フォーカスが戦略の柱 - デジタル化投資:47億€ - デマンドレスポンス、e-home、e-mobility、mini utilityなど新たな顧客サービス展開
 RWE	456億€ (0.9%)	57%			■ 伝統的ビジネスモデルから脱却を目指し、再エネ、ネットワーク、小売事業を中心とした新会社Innogy設立 - 親会社は従来型発電、トレーディングを継続
 E.ON	1,162億€ (-4.4%)	65%			■ 伝統的ビジネスモデルから脱却を目指し、再エネ、ネットワーク、顧客ソリューションに注力 - 従来型発電事業、トレーディング、資源開発はスピンオフ

従来型

ビジネスモデル

分散型
アグリゲータ型

出所:各種二次情報よりADL整理


※RWEは再エネに水力含む

(参考) 大規模な発電事業者の設備容量・発電電力量

47

- 大規模な発電事業者（2016年度の発電電力量国内上位10社）の設備容量・発電電力量に占める水力を除く再エネの割合は各社とも2%未満となっている。

発電事業者名	売上規模 営業利益率	設備容量（2018年4月）	発電電力量（2016年度）
東京電力グループ（注） （200,378,348MWh）	5兆8,509億円 （4.9%）		
中部電力 （118,832,400MWh）	2兆8,533億円 （4.8%）		
関西電力 （94,977,888MWh）	3兆1,336億円 （7.3%）		
九州電力 （64,118,822MWh）	1兆9,604億円 （5.3%）		
東北電力 （61,800,862MWh）	2兆0,714億円 （5.2%）		
電源開発 （60,970,838MWh）	8,563億円 （12.2%）		
中国電力 （37,783,495MWh）	1兆3,150億円 （3.0%）		
北陸電力 （27,760,158MWh）	5,963億円 （2.5%）		
北海道電力 （23,195,888MWh）	7,331億円 （4.6%）		
四国電力 （20,215,528MWh）	7,318億円 （4.0%）		

（注）東電ホールディングス、東電フュエル&パワー、東電パワーグリッド、東電エナジーパートナーの4社の合計。（売上規模は東電ホールディングスのもの。）

※売上規模等は有価証券報告書、設備容量は電力調査統計、発電電力量は電気事業便覧より資源エネルギー庁作成。設備容量については、バイオマス発電設備は火力発電所として計上されている。

国内の大規模発電事業者による再エネ投資

- 再生可能エネルギーの導入拡大に向けて、国内の大規模発電事業者も、自ら再生可能エネルギー投資をしていく動きが拡大。

東京電力ホールディングス

- ・国内では、2013年から、銚子沖で洋上風力の実証試験を実施。
- ・国内外600～700万kWの開発により、再エネで1,000億円の利益を目指す。
- ・再エネ事業の競争力強化のため、今後数兆円規模の新規開発を見込む。

【参考】「再生可能エネルギー事業」の主電源化

4

- ◆ 今後有望と考えられる海外水力、国内外洋上風力を中心に開発を推進
- ◆ 洋上風力については、ユーラスエナジーなど、グループ会社との連携をベースに事業展開し、国内でバリューチェーンを確立。コスト・技術・人材において競争力向上し、海外にも進出
- ◆ 国内外600～700万kWの総開発規模により、1,000億円程度の利益水準を目指す



© Tokyo Electric Power Company Holdings, Inc. All Rights Reserved.

(出典)2018年6月29日プレスリリース「新体制 1 年の振り返りと成果」

関西電力

- ・全国でのバイオマス・陸上風力・水力の新設や、洋上風力・地熱のF/Sへの参画などを計画。
- ・再エネ開発を積極的に推進し、当面の目標として、2030年に50万kW程度の再エネ開発を目指す。
- ・加えて、海外においても、アジアでの水力開発、欧州等での洋上風力開発での参画等、再エネへの積極投資を目指す。

(1) お客様にお選びいただく ～総合エネルギー事業におけるあらゆるトップライン向上策の実践

バイオマスや風力等の様々な事業開発を加速し、再生可能エネルギーを「活かす」

- ・ 福岡県刈田町でのバイオマス発電事業など、全国でのバイオマス・陸上風力の新設検討、洋上風力の開発可能性調査への参画等、再生可能エネルギーの2030年50万kW導入に向けた取組みの加速
- ・ FIT制度を活用した水力発電所の新規開発や、発電設備の性能アップ、既設設備の能力を最大限に活用する取組みの推進

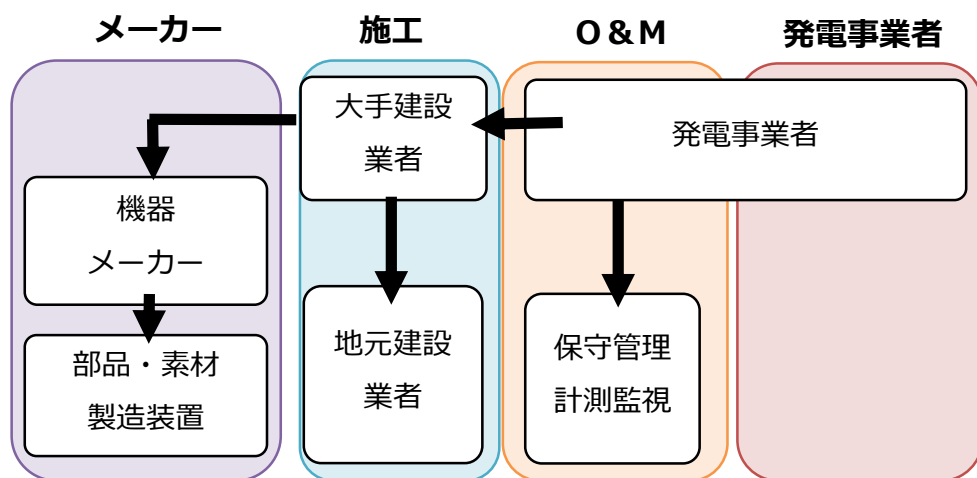


The Kansai Electric Power Co., Inc. 9

(出典)2018年5月1日「関西電力グループ中期経営計画達成に向けた重点取り組み(2018)」

再生可能エネルギーに関するプレーヤーの現状

- 再生可能エネルギーの発電事業者としては、電気事業者のみならず、商社、ゼネコン、ファンド、メーカー、小規模事業者・個人（太陽光など）、地方自治体（風力・中小水力など）、資源開発企業（地熱）等の様々な主体が事業に参入している。
- 機器については、電源ごとに様々なメーカーがその製造主体となっている。太陽光や風力などを中心に、国内マーケットにも海外企業の参入が見られる。
- 国内の発電事業者や機器メーカーの規模は、海外よりも極めて小規模な傾向にある。国内のみならず、海外でもシェアを拡大していくためには、一層の競争力強化が求められているところ。
- 欧州では、O&M専門事業者が競争を行っており、高い設備利用率とメンテナンスコストの低減を両立している。他方、日本では、太陽光や風力などを中心に、O&Mサービスを担う主体は一部で存在するものの、発電事業者が自ら行う場合も多い。
- プラントの工事を担う主体は、電源や規模に応じて違いはあるが、欧州では大手建設会社が一括して工事を行うことが一般的である一方、日本では、大手建設会社から地元・小規模の建設会社等に発注される場合が多い。



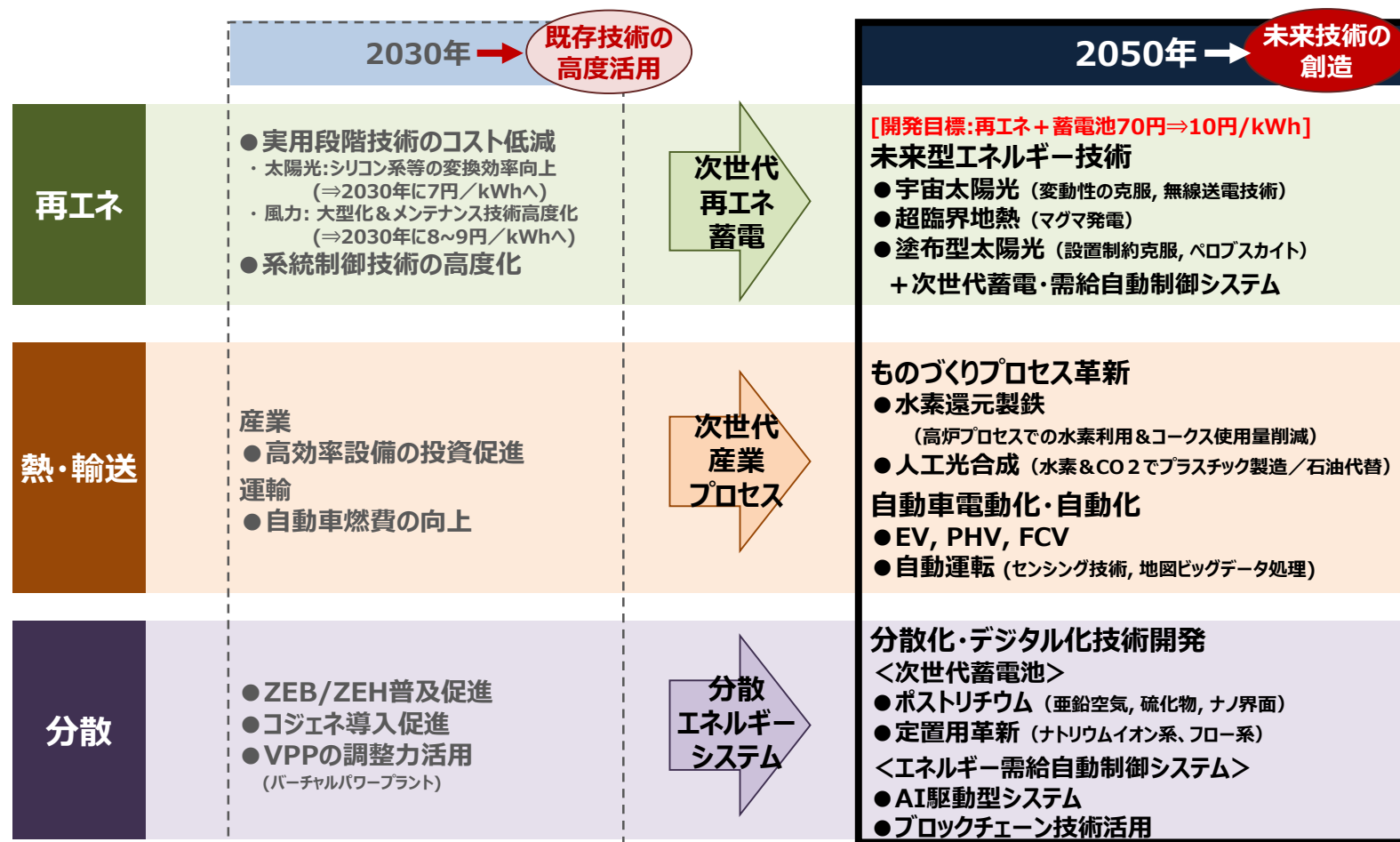
太陽光発電	国内企業	世界
発電事業者	オリックス (約710MW)	GCL New Energy (中国) (約5,000MW)
パネルメーカー	シャープ (約870MW)	Jinko Solar (中国) (9,792MW)
風力発電	国内企業	世界
発電事業者	ユーラスエナジー (2,484MW)	Longyuan Power (中国) (18,395MW)
風車メーカー	日立製作所 (10MW)	Vestas (デンマーク) (※) (8,712MW)

(※) MHI Vestas (1,197MW) は含まない。

※資源総合システム社、JWPA調査等より資源エネルギー庁作成。
発電事業者は稼働済設備の合計、機器メーカーは最新の世界出荷量。

2050年に向けた非連続イノベーションへの挑戦

- 世界では、脱炭素化に向けた技術間競争の加速と国家間・企業間の競争の本格化。
- 欧米主要国も野心的目標・戦略を策定して国連に提出。(米▲80% 加▲80% 英▲80% 仏▲75% 独▲80~95%)
- 日本においても、野心的複線シナリオ・総力戦対応で、2050年▲80%に取り組むべきではないか。



＜今後検討すべき論点（案）＞

- 欧州諸国においては大規模な電力会社が再生可能エネルギー発電事業に積極的な投資を行っているのに対し、現状、我が国の電力市場においては小規模なプレイヤーが多いが、大規模発電事業者による再生可能エネルギー投資の役割も含め、産業競争力の観点・自立化の観点からは、どのように考えるべきか。
- 単なる再生可能エネルギー発電事業だけではなく、蓄電池・EVやデマンドリスポンスなど分散型のエネルギーリソースを組み合わせるVPPや、EVからの逆潮流を制御するV2Gのような、再生可能エネルギーと複合的な技術を組み合わせたビジネスを担うプレイヤーが競争力を持つためには、どのような取組が必要か。
- 2030年の新市場を開拓するような技術革新、2050年を見据えた未来型技術の創造にどのようにチャレンジしていくか。

Appendix 1

第2節 エネルギーをめぐる情勢変化

1. 脱炭素化に向けた技術間競争の始まり

①再生可能エネルギーへの期待の高まり

ここ数年で、再生可能エネルギーの価格は、固定価格買取制度（FIT制度）などによる大量導入を背景に、海外では大きく低下している。EVも、主要国による政策支援を通じた大量導入により、車載用蓄電池の価格が低下し始めている。

これらを契機に、再生可能エネルギー・蓄電・デジタル制御技術等を組み合わせた脱炭素化エネルギーシステムへの挑戦が、幅広い産業を巻き込んで加速しつつある。大規模な電力会社やガス会社の中には、再生可能エネルギーを中心とした分散型エネルギーシステムの開発に着手する企業も出始めた。需要側でも、一部のグローバル企業が電力消費を再生可能エネルギーで100%賄うことを目指している。こうした企業による動きが世界的に高まってきており、エネルギー転換による脱炭素化を図りつつ経済成長を実現できるとの期待も生じつつある。

一方、再生可能エネルギーを大量に導入するには様々な課題があることも同時に明らかになってきている。例えば、現状において、太陽光や風力など変動する再生可能エネルギーは火力・揚水等を用いて調整が必要であり、それ単独では脱炭素化を実現することはできない。天候次第という間欠性の問題から、供給信頼度は低く、その依存度が高まるほど自然変動によって停電を防ぐための品質の安定（周波数の維持）が困難になる。また、発電効率を更に向上して設置面積を抑制する必要や、火力や原子力とは異なる発電立地となるために送電網の増強投資を通じた送配電ネットワーク全体の再設計を行う必要がある。また、分散型エネルギーシステムとして活用するためには小型の蓄電システム等の開発が重要となる。

このように、再生可能エネルギーへの期待はかつてなく高まっているものの、それ単体による電力システムは、自立化や脱炭素化に向けて、現段階では課題が多く、発電効率の向上、火力・揚水等への依存からの脱却や蓄電システムの開発、分散型ネットワークシステムの確立などの技術革新競争が今後本格化していくことが予想される。

第1節 基本的な方針

3. 一次エネルギー構造における各エネルギー源の位置付けと政策の基本的な方向

(1) 再生可能エネルギー

①位置付け

現時点では安定供給面、コスト面で様々な課題が存在するが、温室効果ガスを排出せず、国内で生産できることから、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で、長期を展望した環境負荷の低減を見据えつつ活用していく重要な低炭素の国産エネルギー源である。

②政策の方向性

再生可能エネルギーについては、2013年から導入を最大限加速してきており、引き続き積極的に推進していく。そのため、系統強化、規制の合理化、低コスト化等の研究開発などを着実に進める。再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議の司令塔機能を活用し、引き続き関係府省庁間の連携を促進し、更なる施策の具体化を進める。これにより、2030年のエネルギーミックスにおける電源構成比率の実現とともに、**確実な主力電源化への布石としての取組を早期に進める。**

これに加えて、それぞれに異なる各エネルギー源の特徴を踏まえつつ、世界最先端の浮体式洋上風力や大型蓄電池などによる新技術市場の創出など、新たなエネルギー関連の産業・雇用創出も視野に、経済性等とのバランスのとれた開発を進めていくことが必要である。

第2節 2030年に向けた政策対応

3. 再生可能エネルギーの主力電源化に向けた取組

再生可能エネルギーをめぐる状況は、大きく変貌している。世界的には、発電コストが急速に低減し、他の電源と比べてもコスト競争力のある電源となってきたおり、導入量が急増している。我が国においても、2012年7月のFIT制度の導入以降、急速に再生可能エネルギーの導入が進んだが、一方でその発電コストは国際水準と比較して依然高い状況にあり、国民負担の増大をもたらしている。エネルギーミックスにおいては、2030年度の導入水準（22～24％）を達成する場合のFIT制度における買取費用総額を3.7～4兆円程度と見込んでいるが、2018年度の買取費用総額は既に3.1兆円程度に達すると想定されており、再生可能エネルギーの主力電源化に向けて国民負担の抑制が待ったなしの課題となっている。また、再生可能エネルギーの導入拡大が進むにつれ、従来の系統運用の下で系統制約が顕在化しており、再生可能エネルギーの出力変動を調整するための調整力の確保も含め、再生可能エネルギーを電力系統へ受け入れるコストも増大している。さらに、地域との共生や発電事業終了後の設備廃棄に関する地元の懸念に加え、小規模電源を中心に将来的な再投資が滞るのではないかとといった長期安定的な発電に対する懸念も明らかとなっている。

このため、FIT制度の適切な運用と自立化を促すための制度の在り方の検討、系統制約の克服、調整力の確保、規制のリバランス、低コスト化等の研究開発、廃棄時や再投資のための対応などを着実に進める。引き続き、再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議を政府の司令塔機能として活用するとともに、関係府省庁間の連携を促進する。

他の電源と比較して競争力ある水準までのコスト低減とFIT制度からの自立化を図り、日本のエネルギー供給の一翼を担う長期安定的な主力電源として持続可能なものとなるよう、円滑な大量導入に向けた取組を引き続き積極的に推進していく。

(1) 急速なコストダウンが見込まれる太陽光・風力の主力電源化に向けた取組

太陽光・風力については、世界的に低コストで導入が拡大していることを踏まえ、我が国においても、今後、技術革新等により、一層のコスト低減を進めて他の電源と比較して遜色ない競争力のあるコスト水準となること、蓄電池等との組み合わせにより長期安定的な電源として成熟していくことが期待される。こうした課題を踏まえつつ、住宅用や小規模の太陽光は自家消費やエネルギーの地産地消を行う分散型電源として活用し、その他はコスト競争力が特に高く、市場売電を想定した大型電源として活用していくことを目指して取組を進める。

①太陽光

将来的に大型電源として活用を進めるため、FIT制度における中長期的な価格目標（事業用太陽光発電の発電コストの水準が、2030年に7円/kWhとなることを目指す等）の実現を目指し、さらなるコスト低減を進めていくことが必要である。発電コストの低減に向けて、革新的な研究開発を推進するとともに、競争を通じてコスト低下を促す入札制度の活用や、中長期的な価格目標に向けてトップランナー方式で調達価格を低下させていく等、FIT制度の適切な運用を図っていく。同時に、地域と共生する再生利用困難な荒廃農地の活用等、ポテンシャルの有効活用に取り組む。

また、自家消費やエネルギーの地産地消を行う分散型電源としての活用については、遊休地や学校、工場の屋根の活用など、地域で小規模の太陽光発電の普及が進んでおり、引き続き、こうした取組を支援していく。特に住宅用太陽光発電については、2019年以降、順次、FIT制度の買取期間を終えるところ、FIT制度からの自立に向けた市場環境を醸成するためにも、買取期間の終了とその後自家消費や小売電気事業者等に相対契約等で余剰電力を売電するといった選択肢があること等について、官民一体となって広報・周知を徹底する。また、自家消費に資する蓄電池の自立的普及に向けた価格低減を進める。

さらに、長期安定的な電源としていくため、地域との共生を図りつつ、将来大量に発生する太陽光パネルの廃棄問題について、法制度の整備も含めた検討を行い、使用済みパネルの適正な廃棄・処理が確実に実施されるよう対応するとともに、小規模な事業用太陽光発電の適切なメンテナンスを確保し、再投資を促す。

②風力

風力発電設備の導入に当たっては、地元との調整や環境アセスメントのほか、立地のための各種規制・制約への対応が必要となり、FIT制度の下でも、これらの対応の必要性が小さい太陽光発電設備の導入と比べて導入に時間がかかっている。また、再生可能エネルギーの導入拡大が進むにつれ、現在の送電網の容量が利用され、接続余地が狭くなっていくという問題も存在する。さらに、海外では発電コストが大きく低減する中で、我が国の発電コストは依然高く、FIT制度における中長期的な価格目標（浮体式洋上風力発電を除く風力発電の発電コストの水準が、2030年までに8～9円/kWhとなることを目指す等）の実現を目指して、機器費・工事費・系統接続費等の大幅なコスト低減を図っていく必要がある。

将来的に大型電源として活用するため、地域との共生を図りつつ、風力発電設備の導入をより短期間で円滑に実現できるよう、環境アセスメントの迅速化や、規模要件の見直しや参考項目の絞り込みといった論点も踏まえた必要な対策の検討、電気事業法上の安全規制の合理化等の必要に応じた取組を引き続き進める。

また、大幅なコスト低減に向けて、低コスト化に向けた技術開発やFIT制度を活用した競争や効率化の促進等に取り組む。陸上風力については、北海道や東北をはじめとする風力発電の適地を最大限効率的に活用するため、農林地と調和・共生のとれた活用を目指し、必要に応じて更なる規制・制度の合理化に向けた取組を行う。

洋上風力については、世界的にはコストの低減と導入拡大が急速に進んでいる。陸上風力の導入可能な適地が限定的な我が国において、洋上風力発電の導入拡大は不可欠である。欧州では、海域利用のルール整備とともに入札制度を導入することにより、この数年間で急速なコスト低減が進んでいる。欧州の洋上風力発電に関する取組も参考にしつつ、地域との共生を図る海域利用のルール整備や系統制約、基地港湾への対応、関連手続きの迅速化と価格入札も組み合わせた洋上風力発電の導入促進策を講じていく。また、着床式洋上風力の低コスト化に向けた実証や開発支援を行うとともに、浮体式洋上風力についても、技術の開発や実証を通じた安全性・信頼性・経済性の評価を行う。

(2) 地域との共生を図りつつ緩やかに自立化に向かう地熱・水力・バイオマスの主力電源化に向けた取組

地域に賦存する地下の蒸気・熱水を活用した地熱発電、小河川や農業用水などを活用した中小水力、地域に賦存する木質を始めとしたバイオマス、太陽熱・地中熱等の再生可能エネルギー熱等は、コスト低減に資する取組を進めることで、コスト面でもバランスのとれた分散型エネルギーとして重要な役割を果たす可能性がある。また、地域に密着したエネルギー源であることから、自治体や地域企業や住民を始め、各地域が主体となって導入が進んでいくことが期待される。

加えて、再生可能エネルギーを用いた分散型エネルギーシステムの構築は、地域に新しい産業を起こし、地域活性化につながるものであるとともに、緊急時に大規模電源などからの供給に困難が生じた場合でも、地域において一定のエネルギー供給を確保することに貢献するものである。

このため、こうした電源については、農林業などと合わせて多面的に推進することで地域との共生を図りつつ、コスト低減に向けた取組を進めることで、緩やかに自立化を実現しながら、長期安定的な電源の一翼を担う存在となっていくことが期待される。

これらについては、小規模な再生可能エネルギー源を組み合わせた分散型エネルギーシステムの構築を加速していくよう、個人や小規模事業者も参加しやすくするための支援を行っていく。また、「農林漁業の健全な発展と調和のとれた再生可能エネルギー電気の発電の促進に関する法律（農山漁村再生可能エネルギー法）」等の積極的な活用を図り、地域の活性化に資する再生可能エネルギーの導入を推し進める。

さらに、分散型エネルギーシステム内で余剰となった蓄電池の電力も含めた電力を系統に供給することを弾力的に認めるため、逆潮流に関わる運用を柔軟化し、このために必要な系統安定化のための技術革新を進める。

①地熱

地熱発電の開発には、時間とコストがかかり、地熱資源の有望地域が一部地域に偏在していることに伴う系統制約も顕在化していることや、風力発電と同様に、地元との調整や環境アセスメントのほか、立地のための各種規制・制約への対応等の課題がある。地熱発電のベースロード電源としての価値を活かしつつ、中長期的には競争力ある自立化した電源として市場売電を中心に活用を進めていくためには、こうした課題を克服していく必要がある。

このため、地熱発電設備の導入をより短期間・低コストで、かつ円滑に実現できるよう、地域の理解促進、投資リスクの軽減、掘削成功率や掘削効率の向上に資する技術開発、環境アセスメントの迅速化の取組を進め、さらには、電気事業法上の安全規制を含む規制・制度の更なる合理化に向けた取組等を必要に応じて行う。

さらに、地熱発電は、発電後の熱水利用など、エネルギーの多段階利用も期待される。例えば、地熱発電所が安定的に電気を供給するとともに、蒸気で作った温水が近隣のホテルや農業用ビニールハウスなどで活用され、地域のエネルギー供給の安定化を支える役割を担っている。こうした利点を踏まえつつ、中長期的な視点を踏まえ、地域と共生した持続可能な開発を引き続き進めるべく、立地のための調整を円滑化するとともに、地熱資源を適切に管理するための制度整備といった取組について検討する。

また、我が国企業の地熱発電設備の世界シェアは、約7割を獲得しているところ、脱炭素化技術の海外展開の観点から、地熱発電の海外展開の促進に向けた支援策のあり方について検討する。

②水力

水力発電は安定した出力を維持することが可能なクリーンな電源として重要であるが、開発リスクが高く、新規地点の開拓が難しいことに加え、系統制約などの課題が存在する。地域の治水目的などと合わせて地域との共生を図りつつ、緩やかにコスト低減を図り、自立化を実現していくために、こうした課題を克服していく必要がある。

このため、流量等の立地調査や地元理解の促進等について支援を実施し、開発リスクの低減を図っていく。未開発地点の開発に加え、IT技術も活用したダム運用高度化等によって既存ダムの発電量を増加させる取組を推進する。また、設備更新時期を迎えた水力発電設備への最新設備導入による効率化や治水機能との調和を図りながら既存ダムを有効活用すること等により、コスト低減を図りつつ、積極的な導入の拡大を目指す。

さらに、既に許可を受けた農業用水等を利用した発電について、2013年の河川法改正による水利権手続の簡素化・円滑化により、引き続き、地域との共生を図りつつ、積極的な導入の拡大を目指す。

③木質バイオマス等

バイオマス発電は、燃料費が大半を占める発電コストの低減や燃料の安定調達と持続可能性の確保などといった課題が存在する。こうした課題を克服し、地域での農林業等と合わせた多面的な推進を目指していくことが期待される。

このため、大きな可能性を有する未利用材の安定的・効率的な供給による木質バイオマス発電及び熱利用等について、循環型経済の実現にも資する森林資源の有効活用・林業の活性化のための森林・林業施策や農山漁村再生可能エネルギー法等を通じて積極的に推進し、農林漁業の健全な発展と調和のとれた再生可能エネルギーの導入を推し進めていく。さらに、家畜排せつ物、下水汚泥、食品廃棄物などのバイオマスの利用や、耕作放棄地等を活用した燃料作物バイオマスの導入を進める。

大規模なバイオマス発電を中心に、競争を通じてコスト低減が見込まれるものについては、安定的かつ持続可能な燃料調達を前提に、FIT制度に基づく入札制を通じて、コスト効率的な導入を促す。

(3) FIT制度の在り方

2012年7月のFIT制度開始以降、2017年3月末までに、大規模水力を除く発電を開始した再生可能エネルギー発電設備は制度開始前と比較して設備導入量が2.7倍に増加するなど着実に導入が進んでいる。FIT制度は、再生可能エネルギーに対する投資の回収に予見可能性を与えることで投資の加速度的促進を図るものであることから、引き続き、安定的かつ適切な運用により制度リスクを低減し、事業者が本来あるべき競争に集中しやすい制度運用を目指すことが不可欠である。また、小規模な取組も含め、地域活性化を視野に入れて制度の検討を行うことも重要である。

他方、国民負担の観点から、法律の規定に従い、入札制の活用、国際的な価格動向も踏まえた中長期的な価格目標の設定及び当該目標の検討とコスト低減実績を踏まえた調達価格の設定を行うことに加え、認定基準やその確認方法の見直し、運転開始期限の設定等による未稼働案件の防止など、常に適切に配慮を行うことが欠かせない。さらに、FIT制度等の再生可能エネルギー源の利用の促進に関する制度について、コスト負担増や系統制約の克服、卸電力取引市場や電力システム改革に伴い整備される市場との連動等の課題を含め諸外国の状況等も参考に、再生可能エネルギー源の最大の利用の促進と国民負担の抑制を、最適な形で両立させるような施策の組合せを構築することを軸として、法律に基づき、エネルギー基本計画改定に伴い総合的に検討し、その結果に基づいて必要な措置を講じるとともに、2020年度末までの間に抜本的な見直しを行う。

(4) 系統制約の克服、調整力の確保

我が国の系統は、これまで主として大規模電源と需要地を結ぶ形で形成されてきており、再生可能エネルギー電源の立地ポテンシャルとは必ずしも一致しておらず、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、系統制約が顕在化しつつある。このため、今後、再生可能エネルギーの主力電源化を進める上で、この系統制約を解消していくことが重要となる。

再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制を両立するためには、まずは既存系統の最大限に活用することが有効であることから、欧州の事例も参考にしながら、「日本版コネクト&マネージ」の具体化を早期に実現する。

その上で、2030年以降も見据えれば、なお一定の系統増強が必要になると見込まれる。人口減少等に伴う需要減少や高経年化対策等の構造的課題に加え、再生可能エネルギーの大量導入や分散型の拡大を始めとした環境変化を踏まえた次世代型の送配電ネットワークに転換するため、ネットワークコスト改革を通じて、系統増強等に係るコストを可能な限り引き下げるとともに、必要な投資が行われるための予見性確保等の環境整備を進めていく。

また、自然変動電源（太陽光・風力）の導入量の増加に伴い、必要となる調整力が増大すると見込まれる。この調整力を確実に確保するため、当面は火力発電の柔軟な活用や再生可能エネルギー自身の調整機能の活用、連系線を活用したエリア間の融通の活性化等によって対応する。また、バーチャルパワープラント（VPP）やEVからの逆潮流を制御するVehicle-to-Grid（V2G）、蓄電池、そして長期的には水素といった次世代の調整力を活用し、調整力の脱炭素化を進めていく。

①既存系統の最大限の活用

我が国のこれまでの制度では、新規に電源を系統に接続する際、系統の空き容量の範囲内で先着順に受入れを行い、空き容量がなくなった場合には系統を増強した上で追加的な受入れを行うこととなっている。一方、欧州においては、既存系統の容量を最大限活用し、一定の条件付での接続を認める制度を導入している国もある。系統の増強には多額の費用と時間が伴うものであることから、まずは、既存系統を最大限活用していくことが重要である。このため、系統の空き容量を柔軟に活用する「日本版コネクト&マネージ」を具体化し、早期に実現する。具体的には、過去の実績をもとに、将来の電気の流れをより精緻に想定し、空き容量を算出する方法である想定潮流の合理化に加え、事故時の瞬時停止装置を用いた緊急時用の送電枠の活用や、系統混雑時における制御など「一定の制約条件の下で系統への接続」といった方策、さらには系統情報等に係る情報開示・公開の在り方等について、議論を加速化し、その結果に基づいて必要な措置を講ずる。

②ネットワークコスト改革等による系統増強への対応

再生可能エネルギーの大量導入を始めとした環境変化を踏まえた次世代型の送配電ネットワークに転換するためには、国民負担を抑制しつつ、系統増強等の必要な投資が行われるための予見性確保等の環境整備が必要となる。ネットワークコスト改革にあたっては、再生可能エネルギーに係る発電コストを大幅に低減させるとともに、既存ネットワークコストの徹底削減を図ることで、次世代ネットワーク投資の原資を確保し、コストを全体として低減させることを基本方針とする。

国民負担抑制の観点から、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い増大するネットワークコストを最大限抑制するため、既存ネットワーク等のコストを徹底して削減することが必要である。具体的には、仕様等の標準化や調達に関する国への情報開示の促進、コスト削減に向けた一般送配電事業者による自主的ロードマップの提出と取組状況の確認等によって、一般送配電事業者の調達改革を通じた徹底的なコスト削減を促進する。この際、これらの取組みも前提としつつ、不断の効率化を促す託送料金制度についても検討を行う。また、次世代投資を促進するための費用負担の在り方について、投資にインセンティブが働くような託送料金制度や財政的な支援などの検討も含め、未来に向けた投資を促進する制度等環境整備も同時に進めていく。さらに、発電設備設置者もネットワークコストを意識した事業展開を行うためのインセンティブ・選択肢を確保する。具体的には、既に導入済みの系統増強における一部特定負担方式に加え、発電側基本料金等を導入するとともに、一般負担上限の見直しを行う等、系統を効率的に活用するための仕組みを導入する。

③調整力の確保とその脱炭素化に向けた取組

自然変動電源（太陽光・風力）の導入が拡大する中、出力変動を調整し、需給バランスを一致させる上で、調整力を効率的かつ効果的に確保することが重要となる。このため、当面は火力発電や揚水の柔軟な活用等による調整力の確保が不可欠であるところ、調整力を効率的に調達するための需給調整市場等を整備するとともに、負担の在り方についても検討していく。加えて、風力発電等の再生可能エネルギー自身の調整機能を更に活用するため、新規に連系する風力発電等が具備すべき調整機能を特定し、具体的水準を定める。さらに、連系線を活用した広域運用の活性化を図るための方策についても検討を進める。これらの取組等を通じて、当面の調整力を確実に確保していく。また、定置用蓄電池やコージェネレーション、EVなどの需要家側に設置される分散型エネルギーリソースを活用するVPPやEVに蓄電された電気を逆潮流させ制御するV2G技術、系統安定化用途の蓄電池、更に長期的には電力を水素として貯蔵・利用するPower-to-Gas（P2G）技術等といった次世代の調整力を活用し、調整力の脱炭素化を進めていくことが重要である。VPPとV2Gについては、2020年を目途に整備予定の需給調整市場等でのビジネス展開を目指し、必要な技術要件の整理や技術実証等を並行して進める。蓄電池については、導入を促進するべく、低コスト化に向けた取組や技術開発等を進める。また、P2G技術については、水素製造原価となる再生可能エネルギーの調達コストの低減が前提となるが、水素ビジネスの発展とともに実装に向けた取組を進める。

Appendix 2

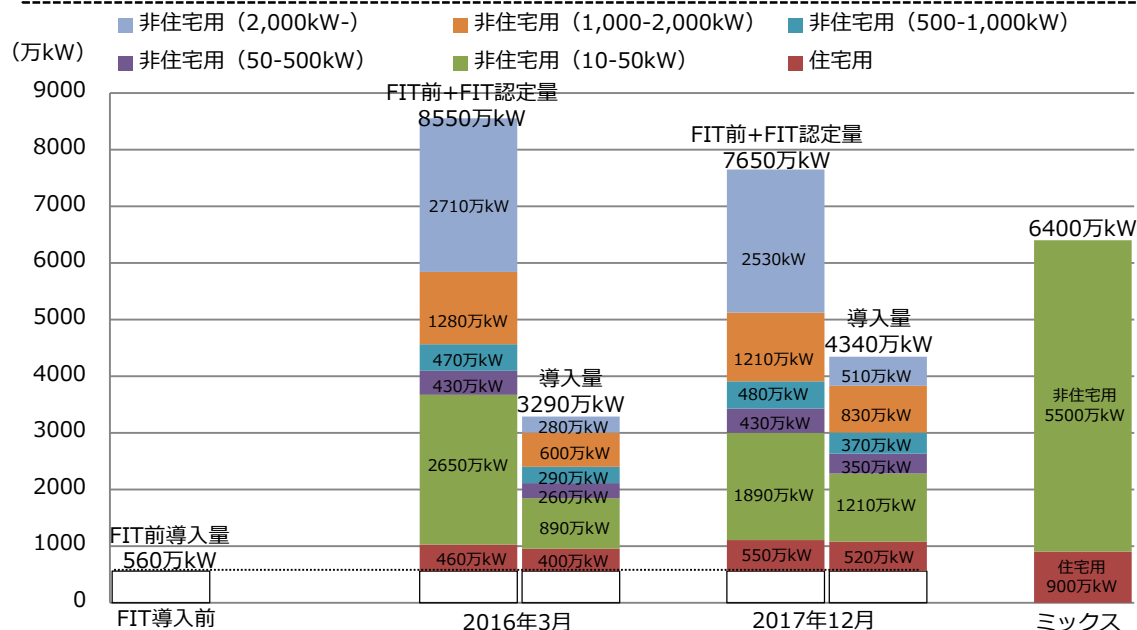
太陽光発電の現状と課題

- 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7,650万kW、導入量は4,340万kW**。10kW～50kWの案件が多く、事業用太陽光の全件数に占める割合は、FIT認定量・導入量ベースともに**95%**となっている。
- 中間整理においては、①自家消費や蓄電池を活用した**需要地近接の地産地消電源として活用する小規模電源**と、②**コスト競争力が特に高い大型電源として市場売電される大規模電源**という、2030年以降を見据えた将来像が示されたところ。

【中間整理で提起された主な課題】

- 海外と比べて**高いコスト**（機器・工事費）をどう是正するか
- 小規模太陽光発電設備について、**適切なメンテナンス・再投資**をどう確保するか（※）
- **FIT買取終了設備**を如何に活用するか
- 将来発生する**パネル廃棄**にどう対応するか

（※）2018年6月には、「太陽光発電事業の評価ガイド策定委員会」（事務局：太陽光発電協会）が「太陽光発電事業の評価ガイド」を策定した。



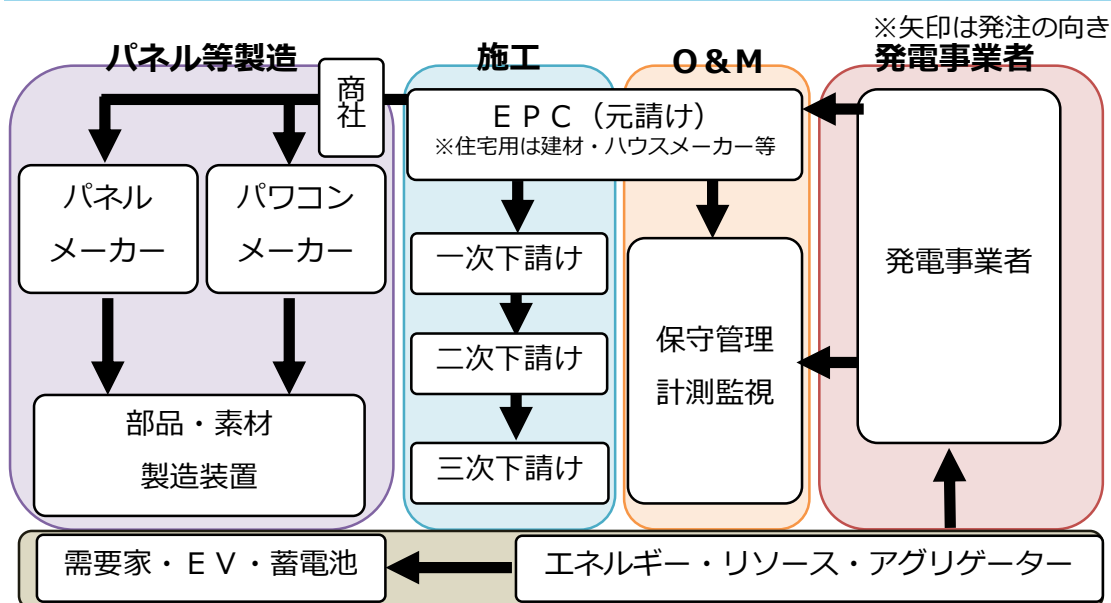
事業用太陽光（10kW-）（2017年12月時点）	
FIT開始後導入量	FIT認定量
3,262.9万kW (50.8万件)	6,541.3万kW (68.5万件)
うち10-50kW 1,205.0万kW【37%】 (48.2万件) 【95%】	うち10-50kW 1,894.0万kW【29%】 (65.1万件) 【95%】

太陽光発電を長期安定的な電源としていくために10-50kW程度の小規模太陽光については、事業の集約化を図りつつ、再投資を促す必要あり

※改正FIT法による2017年3月末までの失効分を反映済。改正FIT法による2017年4月以降の失効分については、2,000kW以上の45件（約126.1万kW）を確認している。その他の失効分は、現在調査中であり、2018年9月頃を目途に確認できる見込み。

太陽光発電のプレーヤーの現状

- 太陽光発電の発電事業者としては、電気事業者のみならず、商社、ゼネコン、ファンド、メーカー等の**多種多様な業種の事業者が参入**している。パネルの製造は、**住宅用では国内メーカーが優勢**であるが、**非住宅用では海外メーカーの参入**が見られる。施工については、元請けのEPC事業者から多層の下請構造が存在している。
- 小規模な設備については、**発電事業者は個人事業主も含め、業種によって類型化し切れないほどの様々なプレーヤーが存在**する。また、**O&Mが十分にされていない**という指摘がある。
- 自家消費や蓄電池を活用した**需要地近接の地産地消電源**として活用する小規模電源としての将来像の実現に向けては、地域の需要家やEV・蓄電池等を取りまとめ電力の需給バランス調整をビジネスとして実施する**エネルギー・リソース・アグリゲーター**が一定の役割を果たすことを求められる。
- 国内外の事業者を比較すると、世界には、**国内最大発電事業者の7倍程度の規模の発電事業者**や、**国内最大パネルメーカーの10倍以上の規模のパネルメーカー**が存在する。



＜太陽光発電事業者規模の内外比較＞

※稼働済設備

	国内企業	世界
1位	オリックス (約710MW)	GCL New Energy (中国) (約5,000MW)

＜太陽光パネルメーカー規模の内外比較＞

※2017年
世界出荷量

	国内企業	世界
1位	シャープ (約870MW)	Jinko Solar (中国) (9,792MW)
2位	京セラ (約760MW)	Trina Solar (中国) (9,000MW)
3位	ソーラーフロンティア (約660MW)	JA Solar (中国) (7,271MW)

※中国以外の国ではCanadian Solar (カナダ) (6,893MW) など

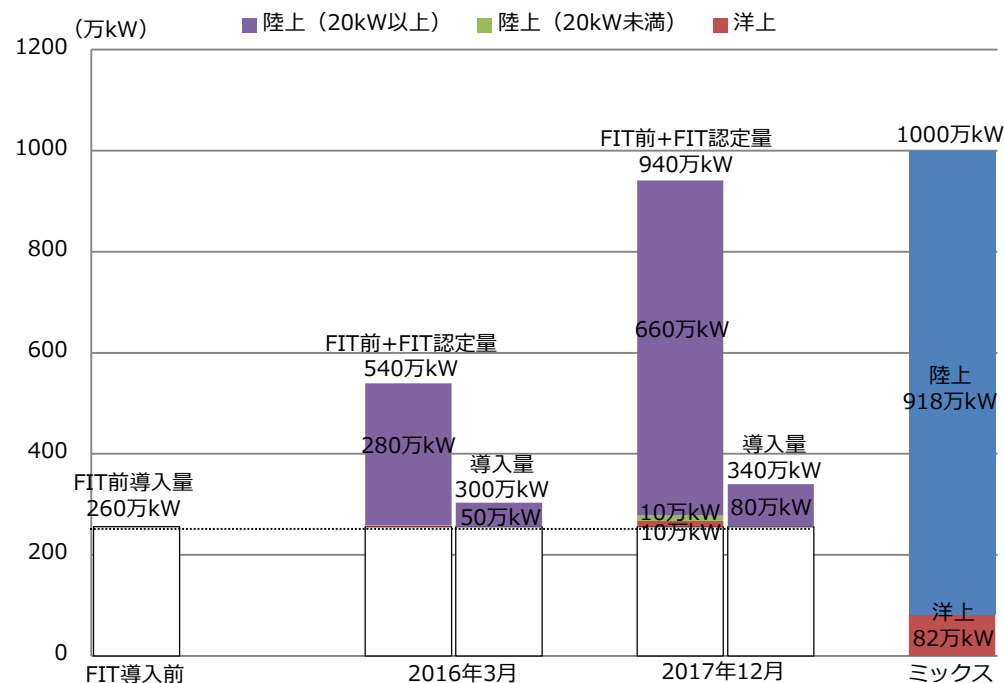
※資源総合システム社調査をもとに資源エネルギー庁作成。

風力発電の現状と課題

- 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940万kW、導入量は340万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。
- 中間整理においては、**コスト競争力が特に高い大型電源として市場売電される電源**という、2030年以降を見据えた将来像が示されたところ。

【中間整理で提起された主な課題】

- 海外と比べて**高いコスト**（機器・工事費）をどう是正するか
- **海域の長期占有・利害調整の円滑化**や、**環境アセスメントの迅速化**等、制度面での事業環境をどのように整備するか
- 需要地から離れた適地（高い系統接続費用）での**系統接続**をどのように行っていくか



※改正FIT法による2017年3月末までの失効分を反映済。改正FIT法による2017年4月以降の失効分は、現在調査中であり、2018年9月頃を目途に確認できる見込み。

＜洋上風力（着床式・浮体式）発電の導入量（日本）＞

これまでの導入実績	
港湾区域内等	1基（0.2万kW）
一般海域	5基（1.8万kW）
FIT認定案件	
港湾区域内等	2件（10.3万kW）
一般海域	5件（2.4万kW）

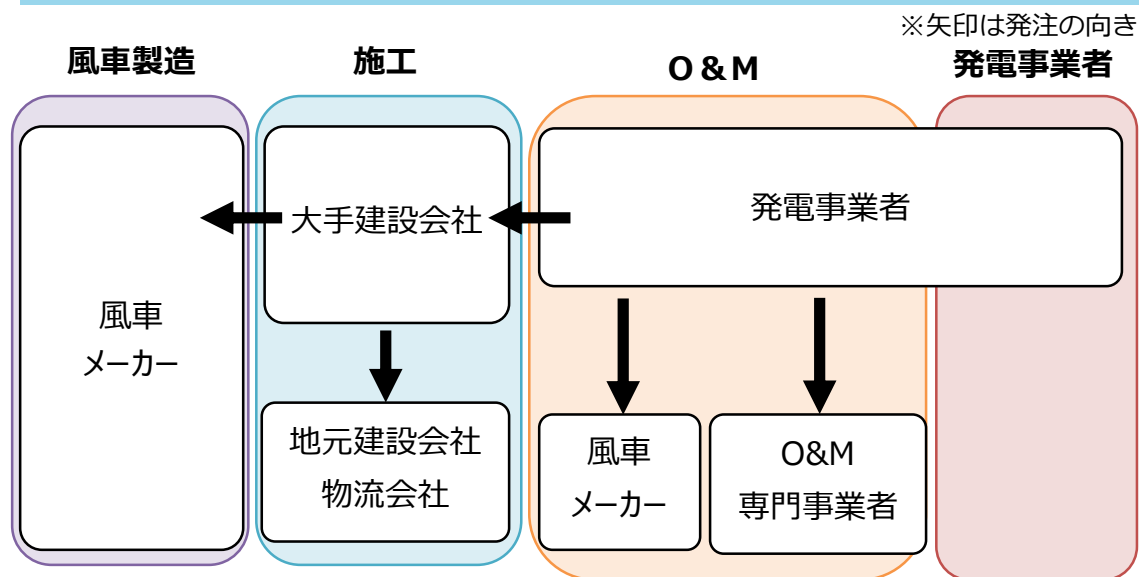
環境アセス手続中	
港湾区域内等	57万kW
一般海域	376万kW

＜洋上風力（着床式）発電の導入札価格（欧州）＞

入札時期	国	事業者	規模	価格
2017.4	ドイツ	DONG	110MW	60.0 EUR/MWh (7.2円/kWh)
	ドイツ	DONG	240MW+240MW	市場価格 (補助金ゼロ)
	ドイツ	EnBW	900MW	市場価格 (補助金ゼロ)
2017.9	イギリス	Innogy, Statkraft	860MW	74.75 £/MWh (11.2円/kWh)
	イギリス	DONG	1,386MW	57.5 £/MWh (8.6円/kWh)
	イギリス	EDPR, Engie	950MW	57.5 £/MWh (8.6円/kWh)

風力発電のプレイヤーの現状

- 風力発電の発電事業者としては、電気事業者以外にも、陸上風力については地方自治体、洋上風力（着床式・浮体式）については造船会社などが存在。施工を行う大手建設会社が自ら発電事業者となる場合もある。また、特に洋上風力（着床式）では、国内外の大規模な電気事業者が参入の意向を示している。
- 世界・国内の風車メーカーシェアについては、いずれも外国企業が大半を占める。国内企業では、海外企業との合併企業を設立するなどして、海外展開も見据えつつ、風車の製造に注力するメーカーが存在する。
- 国内外の事業者を比較すると、世界には、国内最大発電事業者の10倍近い規模の発電事業者や、国内最大風車メーカーの数百倍の規模の風車メーカーが存在する。
- 設備利用率を高めて安定的に収益を確保するためには、O&Mが重要。発電事業者が自ら実施する場合も多いが、風車メーカーやO&M専門の事業者（サードパーティ）が実施することもある。



＜風力発電事業者規模の内外比較＞

	国内企業	世界
1 位	ユーラスエナジー (2,484MW)	Longyuan Power (中国) (18,395MW)
2 位	電源開発 (492MW)	Iberdrola (スペイン) (15,983MW)
3 位	日本風力開発 (340MW)	State Power Investment (中国) (13,678MW)

＜風車メーカー規模の内外比較＞

	国内企業	世界
1 位	日立製作所 (10MW)	Vestas (デンマーク) (※) (8,712MW)

(※) MHI Vestas (1,197MW) は含まない。

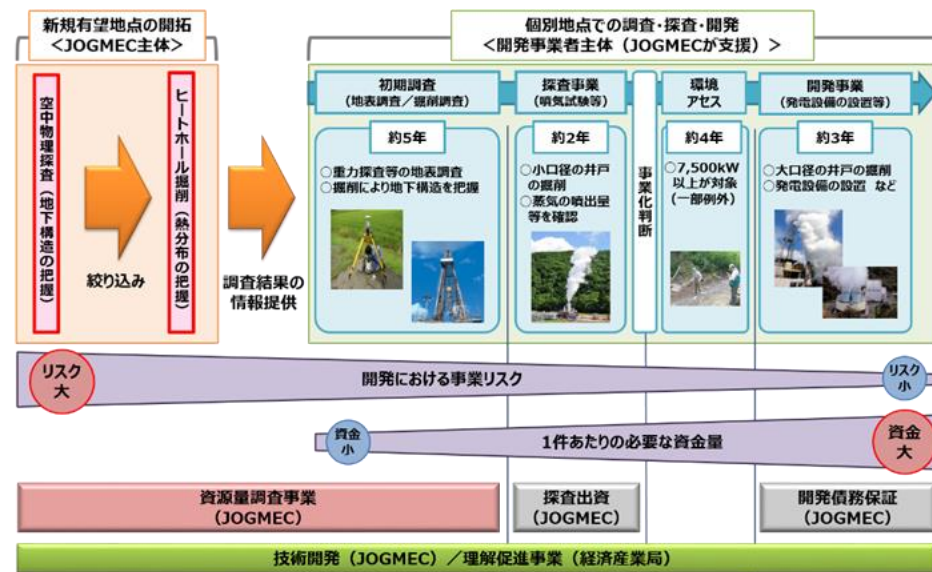
※JWPA調査等をもとに資源エネルギー庁作成。

地熱発電の現状と課題

- 地熱発電については、エネルギーミックス（140～155万kW）の水準に対して、**現時点のFIT前導入量+FIT認定量は60万kW、導入量は53万kW**。
- 中間整理においては、**地域に密着しつつ、中規模のベースロード電源として市場売電される電源**という、2030年以降を見据えた将来像が示されたところ。

【中間整理で提起された主な課題】

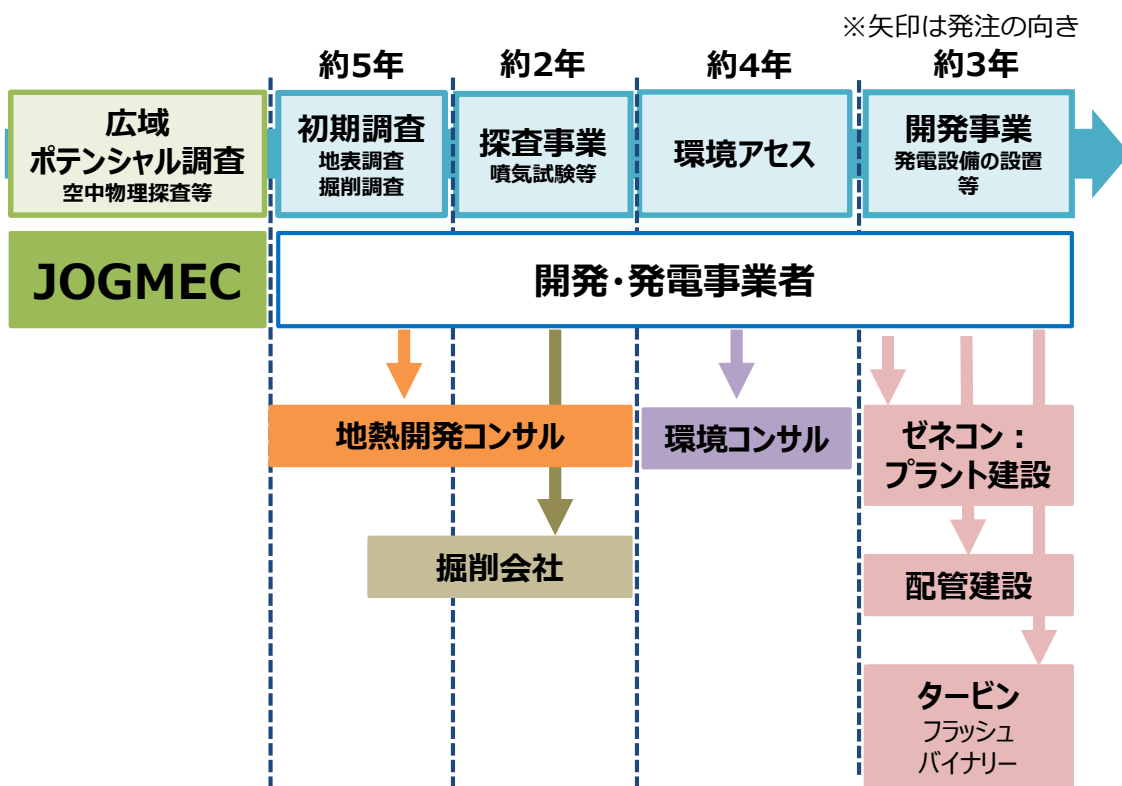
- **開発リスク・開発コストが高い中、新規地点の開拓**をどのように進めていくか
- 需要地から離れた適地（高い系統接続費用）での**系統接続**をどのように行っていくか
- **コスト低下に向けた道筋**をどのように明確化するか



※改正FIT法による2017年3月末までの失効分を反映済。改正FIT法による2017年4月以降の失効分は、現在調査中であり、2018年9月頃を目途に確認できる見込み。

地熱発電のプレイヤーの現状

- 開発リードタイムが長く、それぞれのフェーズで様々なプレイヤーが存在する。国内においては、地熱資源量の多い地域の**電気事業者**が、電力自由化以前より多くの地熱発電所を保有。近年は、**資源開発企業やゼネコン**も大規模地熱発電所の開発を行っている。開発に当たっては、**地熱開発コンサル等**の役割も重要となる。発電方式は、熱水・蒸気の温度に応じて**フラッシュ方式**（200℃程度）と**バイナリー方式**（70～150℃程度。比較的小規模発電所が多い）に大別。
- 国内外のプレイヤーを比較すると、発電事業者については、**海外では日本の5倍程度の規模の地熱発電設備を有する事業者**が存在する。設備メーカーについては、**フラッシュ式のタービンでは、世界市場でも日本企業がシェアの大半**を占めている。



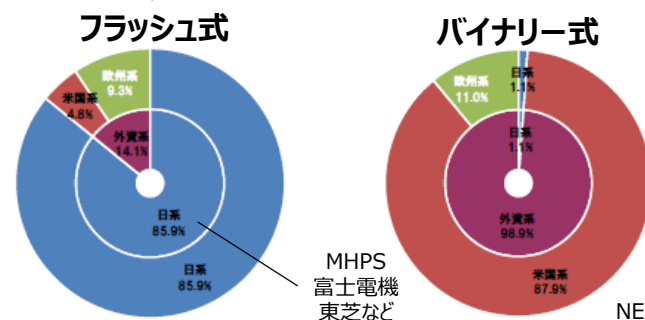
＜地熱発電事業者規模の内外比較＞

	国内企業（※）	世界
1位	九州電力（※九電みらいエナジー含む） （214MW）	Chevron（アメリカ） （約1,300MW）
2位	東北電力（※東北自然エネルギー含む） （212MW）	Calpine（アメリカ） （約1,300MW）
3位	北海道電力 （25MW）	EDC（フィリピン） （約1,200MW）

（※）海外で実施している案件は含まれていない。

火力電子力発電技術協会「地熱発電の現状と動向」
Geothermal Power Generation in the World 2010-2014 Update Report等より作成。

＜世界の地熱メーカーのシェア＞



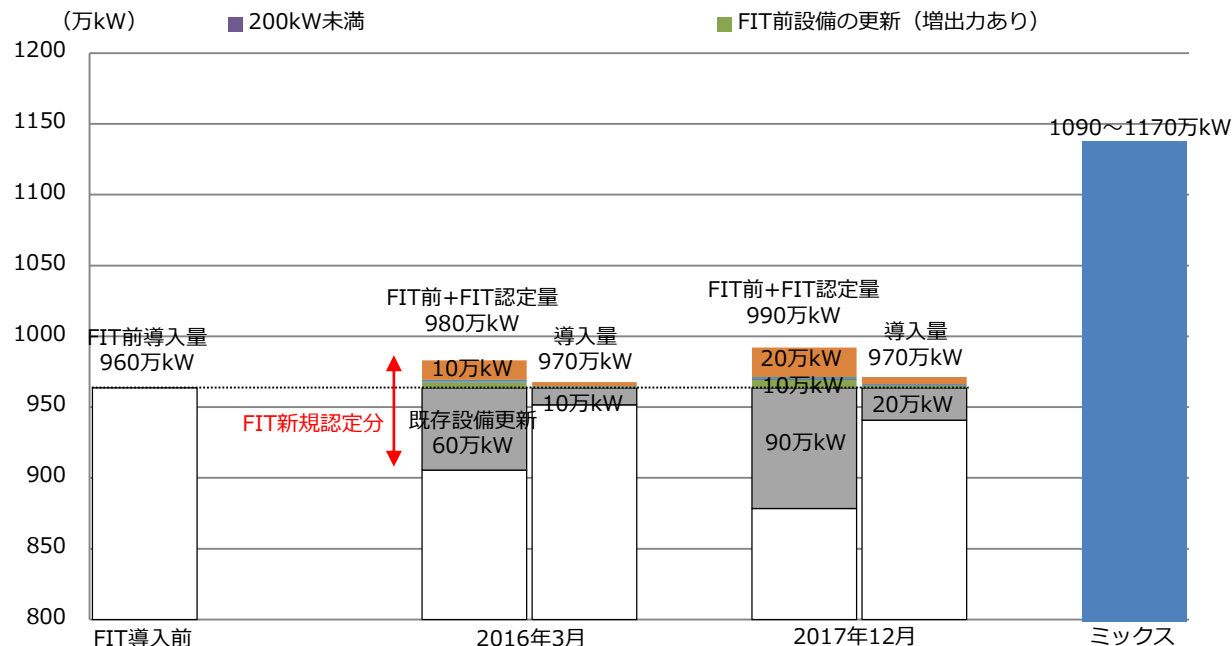
中小水力発電の現状と課題

- 中小水力発電については、エネルギーミックス（1,090～1,170万kW）の水準に対して、**現時点のFIT前導入量＋FIT認定量は990万kW、導入量は970万kW**。
- 中間整理においては、**地元の治水目的などと合わせた地域密着での事業実施、既設導水路を活用した再投資（リプレース）などを通じて、緩やかにFIT制度からの自立化を図り、地域資源等と合わせた多面的な推進を目指していく**という2030年以降を見据えた将来像が示されたところ。

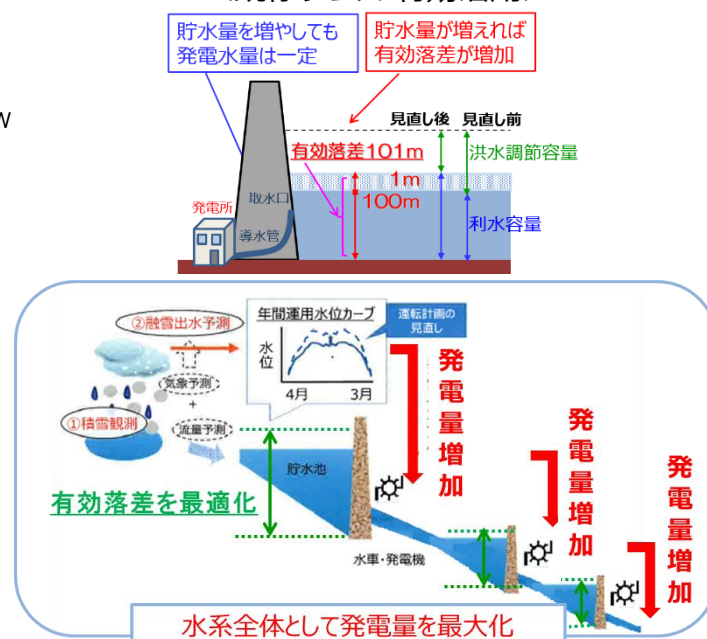
【中間整理で提起された主な課題】

- **開発リスク・開発コストが高い中、新規地点の開拓**をどのように進めていくか
- 需要地から離れた適地（高い系統接続費用）での**系統接続**をどのように行っていくか
- **コスト低下に向けた道筋**をどのように明確化するか
- **既存ダムが担う治水機能**との調和をどのように図っていくか

■ 1000kW以上30000kW未満
■ 200kW以上1000kW未満
■ 200kW未満
■ FIT前設備の更新（増出力あり）



＜既存ダムの有効活用＞

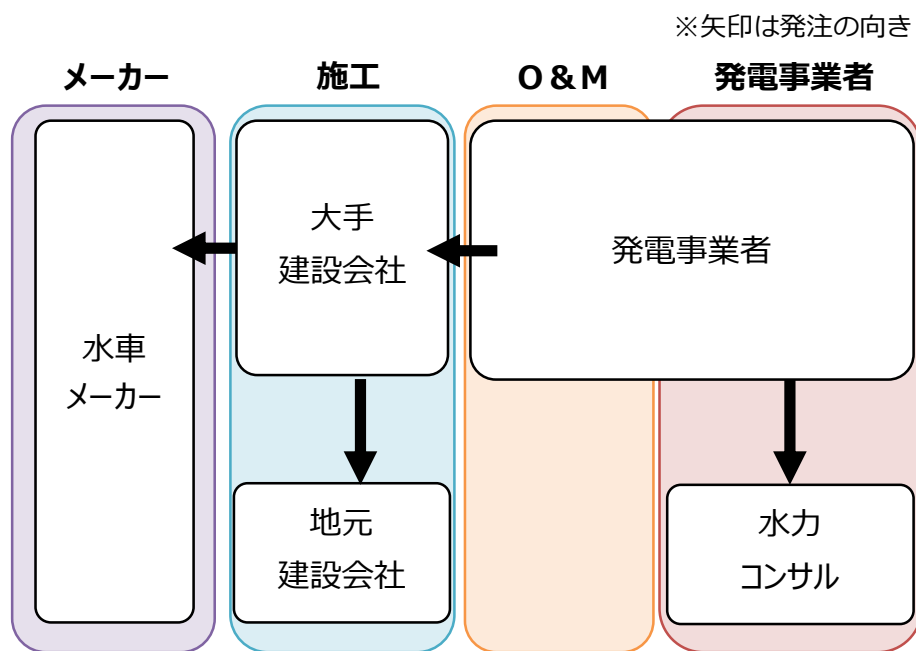


既存ダムの運用見直しイメージ

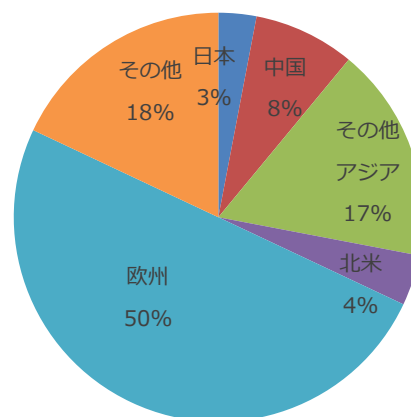
※改正FIT法による2017年3月末までの失効分を反映済。改正FIT法による2017年4月以降の失効分は、現在調査中であり、2018年9月頃を目途に確認できる見込み。新規認定案件の75%は既存設備の更新（増出力なし）、5%は既存設備の更新（増出力あり）と仮定している。

中小水力発電のプレイヤーの現状

- 中小水力発電の発電事業者としては、**都道府県や市町村**が多いことが特徴となっている。（例：1,000kW未満の事業者においては、件数の4割程度を占める。）また、農業用水路等の落差を活用して、**農業関係の事業者**が発電事業を実施するケースも存在する。
- 国内の中小規模水車メーカーシェアは、**国内企業が大半**を占めており、**オーダーメイド式**で発注を行うことが一般的となっている。
- 世界の中小水力発電所の水車メーカーシェアでは、**日本企業が全体の3%程度にとどまる一方、欧州企業がシェアの大半を占める**。欧州水車メーカーでは、無人化により低コスト化を実現するとともに、24時間稼働により納期短縮を実現している事例もある。
- O&Mは**発電事業者**、プラントの施行は**大手建設会社**が担うことが多い。



＜中小水力発電用水車（1,000kW以下）の水車メーカーシェア（世界、2013年度）＞



	世界のシェア上位企業
1位	A社（ドイツ） （世界のシェア8%）
2位	B社（イギリス） （世界のシェア6%）
3位	C社（チェコ） （世界のシェア4%）
4位	D社（チェコ） （世界のシェア4%）
5位	E社（オーストリア） （世界のシェア4%）

⇒（ヨーロッパの例）
 ヨーロッパ最先端の設備を整備
 = 無人化によるコスト低減・24時間稼働による納期短縮を実現
 創業25年で世界37ヶ国で総台数475台・総出力430MW以上の水車納入を達成

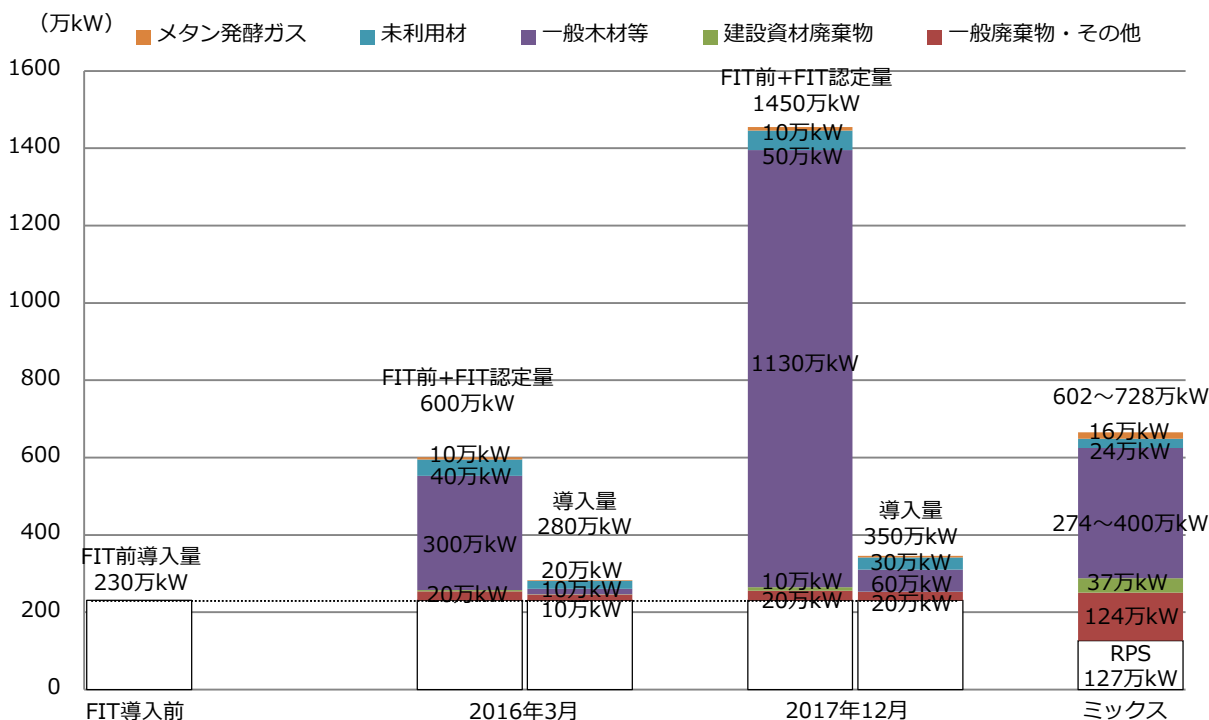
出典：「2014電力・エネルギーシステム新市場 小型水力発電」（株）富士経済

バイオマス発電の現状と課題

- バイオマス発電については、エネルギーミックス（602～728万kW）の水準に対して、**現時点のFIT前導入量＋FIT認定量は1,450万kW、導入量は350万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**。
- 中間整理においては、**地域の農林資源及び廃棄物資源等と合わせて多面的に推進していく**という2030年以降を見据えた将来像が示されたところ。

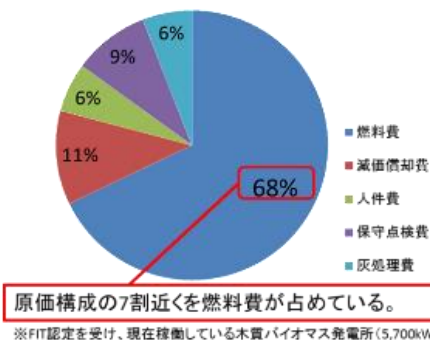
【中間整理で提起された主な課題】

- **燃料費が7割を占める中、コスト低下に向けた道筋をどのように明確化するか**
- **輸入材利用を中心に認定量が急増している状況にどう対処するか**
- **燃料の安定調達と持続可能性の確保をどのように図るか**



※改正FIT法による2017年3月末までの失効分を反映済。改正FIT法による2017年4月以降の失効分については、一般木材等は188件（約556.5万kW）を確認している。その他の失効分は、現在調査中であり、2018年9月頃を目途に確認できる見込み。

【木質バイオマス発電所の原価構成の例】



	木質バイオマス		農産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なく、現地燃料調達者等との安定調達契約書等を確認		
持続可能性 (合法性)	○ 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る

バイオマス発電のプレーヤーの現状

- バイオマス発電の発電事業者としては、電気事業者、商社、製材・製紙事業者、林業事業者など、その燃料に応じて様々な業種の事業者が参入している。一部の事業者は石炭との混焼で事業を実施している。また、燃料供給事業者についても、燃料に応じて様々なプレーヤーが存在する。
- プラントは**ボイラ・タービン・発電機**に大別され、それぞれ別のメーカーが製造しているが、いずれも国内市場においては国内メーカーがシェアの多くを占めている。
- 海外では、極めて大規模に事業を実施している事例や、熱電併給の取組が進んでいる。

※矢印は発注の向き

発電事業者

発電事業者

電気・ガス事業者
商社
製材・製紙事業者
林業事業者
等

プラントメーカー

施工

E P C

ボイラメーカー

タービンメーカー

発電機メーカー

燃料供給事業者

チップ／ペレット製造事業者

国産材：森林組合・林業事業者
輸入材：総合商社・海外ペレット業者
製材端材：製材会社

◆イギリス・ドラックス事例

バイオマス専焼（石炭専焼からの転換）

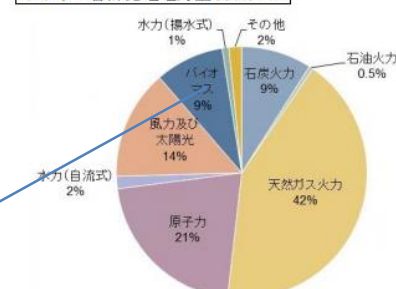
発電容量：1980MW

年間発電量：12.7TWh

ドラックス社単独でバイオマス
発電量の約42%を占める

＜イギリスの電源構成比率＞

2016年：合計発電電力量 337.6TWh



（出所）UK DBEIS「Digest of UK Energy Statistics」をもとに三菱UFJリサーチ&コンサルティング作成

◆ドイツ・熱電併給の取り組み

FITの優遇や、インフラ（熱導管）補助により進展

＜バイオマスボイラーによるエネルギーセンター＞



＜熱供給網の敷設工事＞

