資料１

残された論点について
（前回までのご指摘事項について）

平成２８年１２月

資源エネルギー庁

１．全体にかかる論点について

（1）複数年度価格設定

（2）リプレース価格の設定

（3）利潤配慮期間終了後のIRR

1．複数年度の買取価格の設定ついて

第25回調達価格等算定委員会資料より

- リードタイムの長い電源については、事業化決定後も、適用される買取価格が決定していないリスクを負いながら、事業の具体化（環境アセスメントや地元調整等）を進めざるをえないことが課題。このため、改正法では、必要に応じ、事業者の予見可能性を高めるため、予め複数年度の調達価格設定を行うことが可能。
- 具体的な複数年度の年数の設定に当たっては、（風況・流量等の事前調査等を行い、大枠での出力規模・立地等が確定した後）事業化の決定を行ってから、FIT認定を取得、買取価格が決定されるまでの期間が基準となる。
- その期間には、環境アセスメントや地元調整、調達先との交渉等の発電事業者の事由によらない事象の期間を考慮する必要がある。

改正FIT法　第３条２項

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

改正FIT法　第３条３項

➢ 前項の規定により調達価格等を定めた再生可能エネルギー発電設備の区分等については、その定められた年度において、第一項の規定は適用しない。

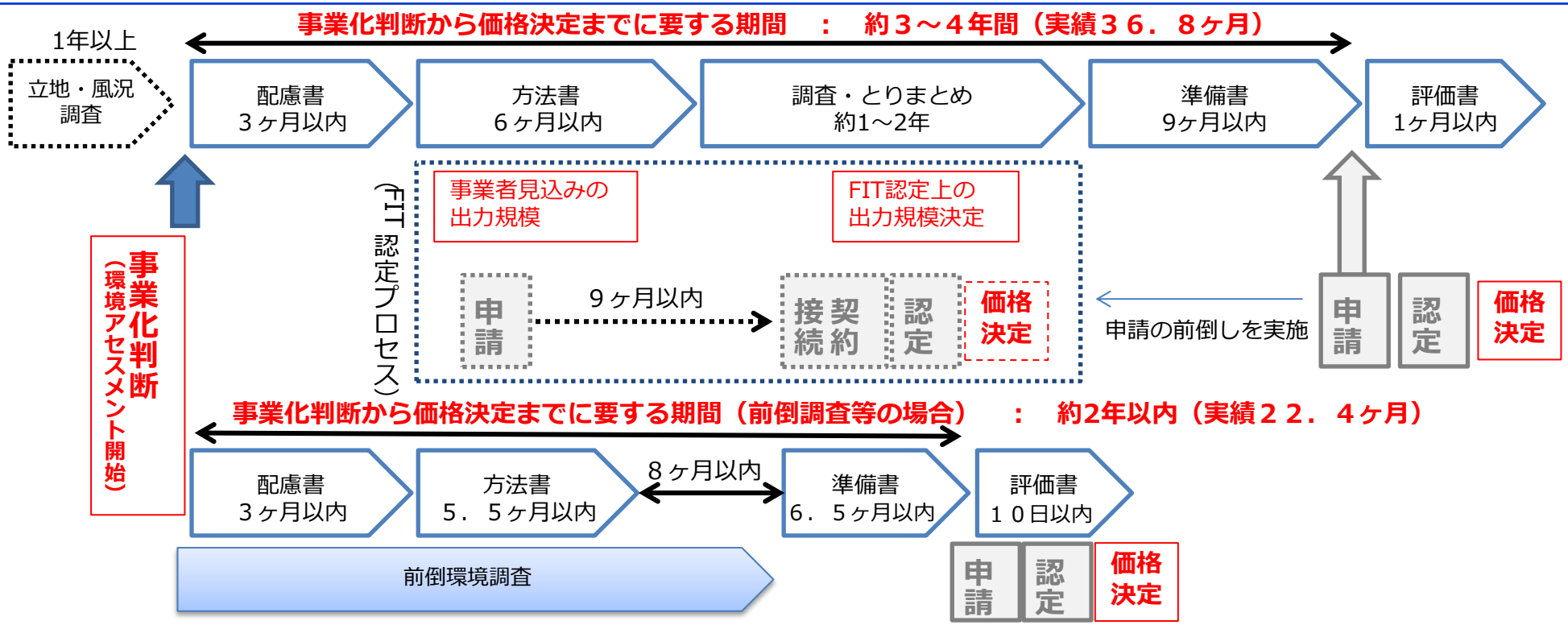
2．風力、地熱発電の複数年度価格設定について

- 現行制度においては、事業化判断（配慮書手続きの開始）から、準備書手続き終了後のFIT申請・認定まで約3年～4年かかる見込み。現在、環境アセスメント手続きの迅速化のため、期間の半減を目指した環境調査の前倒調査の実証事業等の取組を実施している。

  実績（配慮書から準備書終了までの期間）：通常の手続き　36.8ヶ月

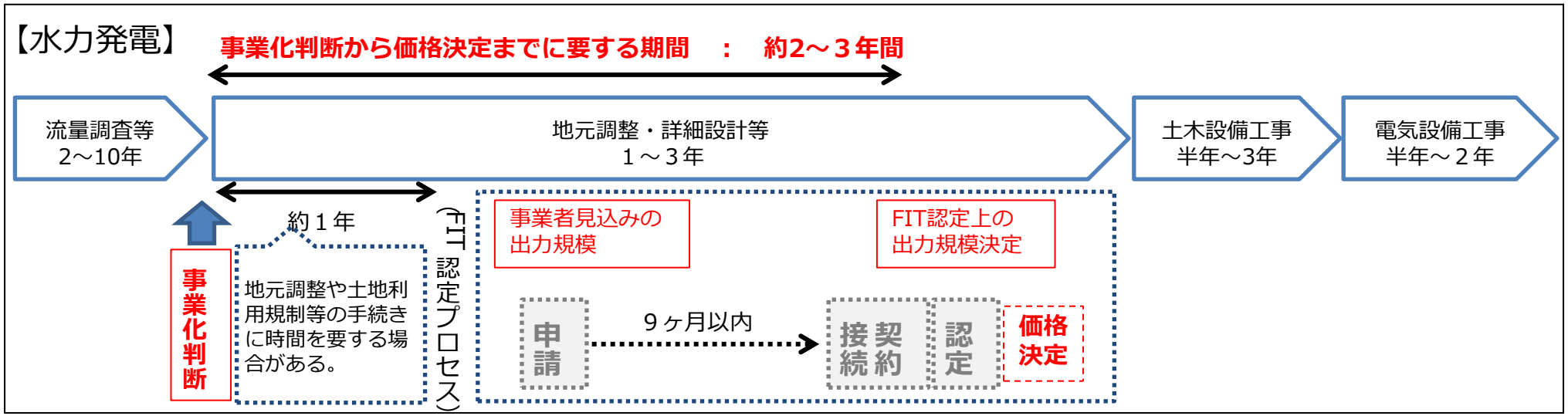
  平成27年度前倒実証手続き　22.4ヶ月

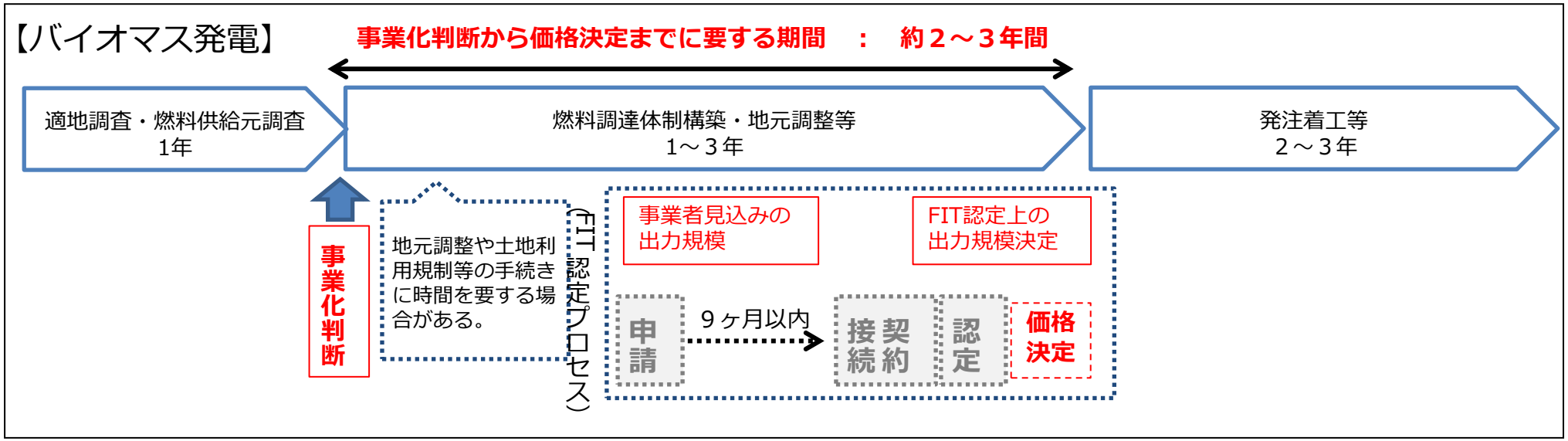
- 現在は、準備書手続終了後に認定申請を行うルールであるが、申請時期の前倒しを行い、方法書手続きを開始した段階で、認定申請が可能となる。（ FIT認定と環境アセスメント手続は相互に独立し行われるものであり、環境アセスメント等によって、認定された出力規模が変更される可能性がある。）
- これらを勘案し、環境アセスメントが、必要な風力、地熱発電については、複数年度の期間については最大３年間と設定してはどうか。



3．水力、バイオマス発電の複数年度価格設定について

■ 水力・バイオマスともに事業化判断から約２年間で価格の決定（認定の取得）に至るが、地元調整や関係法令の手続きに時間がかかる恐れがあるため複数年度の期間について、最大３年間と設定してはどうか。





１．全体にかかる論点について

（1）複数年度価格設定

（2）リプレース価格の設定

（3）利潤配慮期間終了後のIRR

１．風力発電のリプレース価格の設定について

■ 風力発電のリプレースにおいて、

①設備の更新については、基本的に全て建て替えとなるが、電源線等の系統設備は基本的に全て流用可能となる。

②事業リスクについては、風況データが整っている上、地元調整も済んでいること、環境アセスメントについても、新設案件に比較すると必要なデータも整いやすい状況にあることから、事業の確実性が高く、リスクは低いと考えられる。

■ そのため、風力発電のリプレースについては、

①資本費からは、接続費用を差し引いた値を採用し、

②想定するIRRとしては、現在風力発電は８％のIRRが設定されているが、事業リスクの低さを反映させ、当初の事業用太陽光に設定されていた６％程度としてはどうか。

2．地熱発電のリプレース価格の設定について

■ 地熱発電のリプレースにおいては、

①設備の更新については、（ア）地下設備をそのまま流用可能なケース、（イ）新たに掘削するケースが存在し、電源線等の系統設備は基本的に全て流用可能となる。

②事業リスクについては、（ア）地下設備をそのまま流用可能なケース、（イ）新たに掘削するケース、で違いはあるものの、地下構造が判明しているため、新規地点開発と比較すると、低減すると考えられる。

■ そのため、地熱発電のリプレースについては、

①資本費からは、接続費用に加え、（ア）地下設備をそのまま流用可能なケースでは、地下設備も差し引いた値を採用し、

②想定するIRRとしては、現在地熱発電は13%のIRRが設定されているが、事業リスクの低さを反映させ、（ア）地下設備をそのまま流用可能なケースでは当初の事業用太陽光に設定されていた６％程度とし、（イ）新たに掘削するケースでは、引き続き一定の掘削リスクが存在することから、リスクが中程度の電源に対して適用するとしていた８％程度のIRRを適用してはどうか。

■ なお、地熱・風力ともに、出力が増加する案件についても、事業リスクの低減が認められ、国民負担の軽減を図る観点からも、一律リプレース価格を適用することとしてはどうか。

（参考）IRRの設定の考え方について

- IRRは、電源毎の事業特性に応じて設定しており、事業リスクが高ければ、高いIRR、低ければ低いIRRを適用している。
- 初年度の調達価格等算定委員会においては、海外の状況や国内の金利を勘案して、標準的なIRRとして５～６％を設定し、更に利潤配慮期間の１～２％を上乗せして、７～８％をリスクが中程度の電源に対して設定するIRRとした。

調達区分	税引き前IRR
太陽光（10kW～）	6% （利潤配慮期間終了後　５％）
陸上風力(20kW～)	8%
地熱	13%
中小水力	7%
バイオマス（未利用木材）	8%
バイオマス（一般・リサイクル）	4%

１．全体にかかる論点について

（1）複数年度価格設定

（2）リプレース価格の設定

（3）利潤配慮期間終了後のIRR

1．利潤配慮期間終了後のIRRの扱いについて

【第25回調達価格等算定委員会での論点】

- 平成27年6月末に、法の規定に基づき3年間の「利潤配慮期間」が終了したが、各再生可能エネルギーの供給の量を勘案し、十分な認定・導入が進んでいる太陽光についてのみIRRを６％から５％に引き下げた。それ以外の電源については、十分に導入が進んでいないことから、IRRの水準を維持したところ。
- そのため、各再生可能エネルギーの供給の量を確認しつつ、引き続き、太陽光以外の電源の利潤の水準を維持すべきか、検討していく必要がある。
- なお、直近の導入量・認定量については、10kW以上の太陽光は大幅に導入拡大。風力については、認定量を見ると、FIT導入前の累積導入量と比較すると倍増。また、直近の環境アセスメント中でFIT認定前のものは約750万kWあると推定され、直近数年間で大きく導入が進む見込み。また、バイオマスについても、特に一般木質バイオマスは、認定量は、FIT導入前のバイオマス全体の累積導入量の約1.5倍に達している。こうした認定量が増加し、導入が見込まれる電源に対してのIRRの水準の維持をどう考えていくべきか。

【対応の方向性】

- 改正FIT法では、認定時点で買取価格が確定することとなるため、認定量の動向とエネルギーミックスの見通しとの関係を踏まえ、認定が着実に増加しているものについては、IRRの引き下げを検討する必要がある。
- 一方で、風力発電については、環境アセスメントを実施中の案件は多いものの、認定に至っている案件は限られており、また、バイオマスを含め、まだ導入に至っている案件は少ない。
- そのため、来年度はIRRを維持した上で、今後の導入量、認定量等の推移を良く注視して、引き続き検証を行っていくべきではないか。

2．再生可能エネルギーの導入状況について

- 固定価格買取制度開始後、平成28年６月時点で、新たに運転を開始した設備は約3,047万ｋW。制度開始後、認定された容量のうち、運転開始済量の割合は約35%。
- 制度開始後の導入量、認定量ともに太陽光が９割以上を占める。

＜2016年6月末時点における再生可能エネルギー発電設備の導入状況＞

設備導入量（運転を開始したもの）				認定容量	エネルギーミックス
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		平成24年7月～平成28年6月末までの認定量	2030年度の水準
	平成24年６月末までの累積導入量	平成24年7月～平成28年6月末までの導入量			
太陽光（住宅）	約470万kW	413．4万kW		486万kW	6,400万kW
太陽光（非住宅）	約90万kW	2,499．5万kW		7，503万kW	
風力	約260万kW	56.7万kW		288万kW	1,000万kW
地熱	約50万kW	1.0万kW		8万kW	140～155万kW
中小水力	約960万kW	200kW未満	1．2万kW	3万kW	1,084～1,155万kW
		200-1000kW未満	2．0万kW	7万kW	
		1000-3万kW未満	16．1万kW	69万kW	
		合計	19．3万kW	78万kW	
バイオマス	約230万kW	未利用材	21．3万kW	42万kW	602～728万kW
		一般材	17．1万kW	300万kW	
		リサイクル材	0．9万kW	3万kW	
		廃棄物・木質以外	16．0万kW	24万kW	
		メタンガス	2．1万kW	6万kW	
		合計	57．5万kW	376万kW	
合計	約2，060万kW	3,047万kW		8，739万kW	

※　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。

２．太陽光発電

（１）コストデータについて

（２）入札制度について

1．太陽光発電（10kW未満）のシステム費用

- 10kW未満のシステム費用について、これまでは新築費用の平均値を、想定値として採用してきたが、コスト低減を図っていくには、よりトップランナー的なアプローチで効率化を促していくべき。
- 平成31年度(2019年度)に買取価格の家庭用電気料金水準を達成するとすれば、足下での運転維持費の低減も勘案すると、30万円/kW程度まで低減していく必要がある。そのため、その水準の実現に向けて、一定の速度で低減させていくこととしてはどうか。
- また、買取価格を決定する期間については、買取価格の低減がコスト低減に寄与する点も考慮し、予め３年間買取価格を決定し、想定値としては、①平成29年度は33.6万円/kW、②平成30年度は32.2万円/kW、③平成31年度は事業用太陽光と同様に上位25%に相当する30.8万円/kWを採用してはどうか。

【太陽光発電（１０ｋW 未満）のシステム費用水準】

	住宅用PVシステム価格	
%	H28以降（全体）	H28以降（新築のみ）
5%	25.88	25.15
10%	27.99	27.44
15%	29.37	28.81
20%	30.96	29.59
21%	31.16	29.76
22%	31.16	30.07
23%	31.41	30.37
24%	31.67	30.58
25%	31.94	30.84
26%	32.16	31.09
27%	32.37	31.16
28%	32.60	31.16
29%	32.88	31.16
30%	33.12	31.16
31%	33.38	31.21
32%	33.64	31.45
33%	33.88	31.68
34%	34.12	31.96
35%	34.37	32.21
36%	34.56	32.44
37%	34.76	32.66
38%	34.94	32.95
39%	35.11	33.13
40%	35.28	33.37
41%	35.43	33.60
42%	35.54	33.82
43%	35.65	34.03
44%	35.78	34.27
45%	35.90	34.48
50%	36.58	35.25

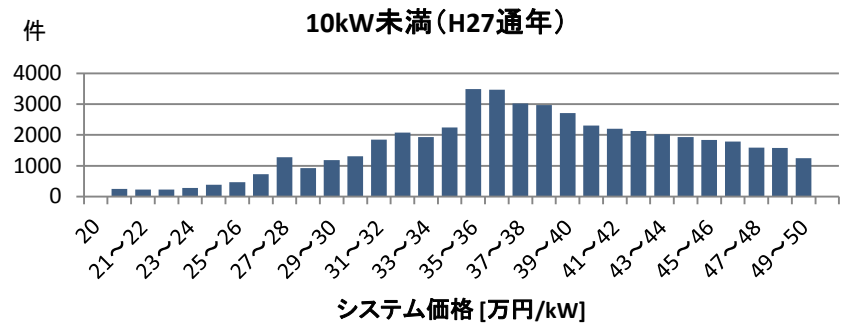
平成31年度
（2019年度）
←上位25%値

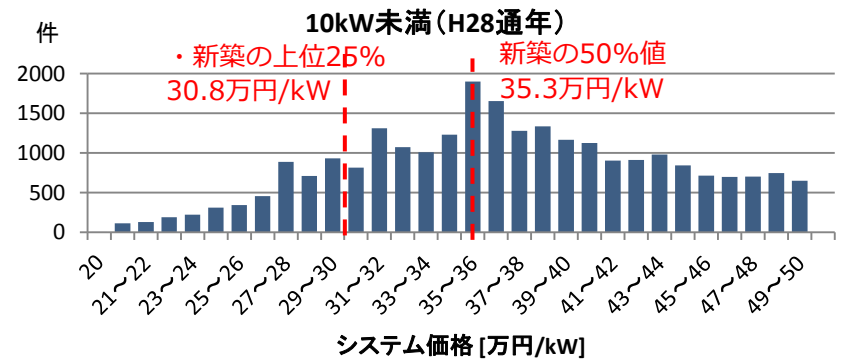
←平成30年度
（2018年度）

←平成29年度
（2017年度）

←平成28年（2016年）の中央値

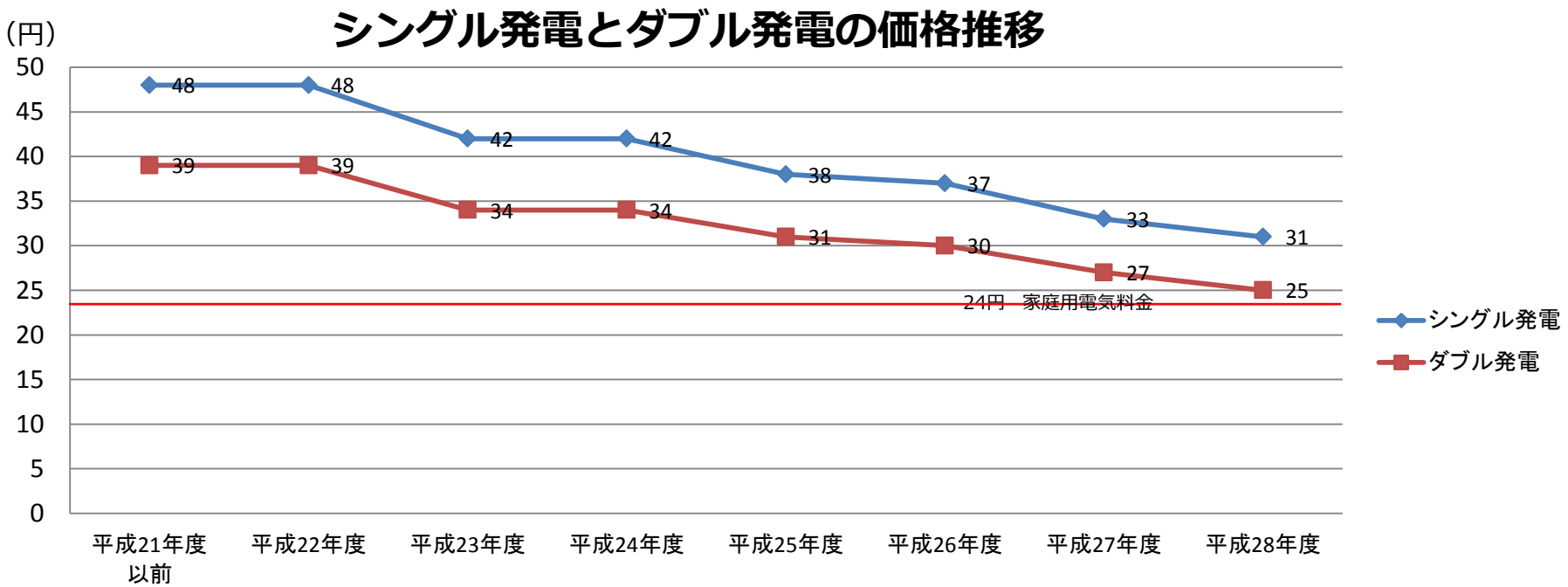
【太陽光発電（１０ｋW 未満）のシステム費用の分布】





2．太陽光発電（10kW未満）のW発電価格について

- ダブル発電（エネファーム等の自家発電設備との併設）の場合、自家消費の一部を自家発電が賄うため、太陽光発電の売電量を押し上げる効果がある。シングル発電価格と同じ価格を適用すると、押し上げ効果により、超過利潤が発生するため、シングル発電より低いダブル発電価格を適用している。
- 他方、毎年のコスト低減・シングル発電価格の低下に伴い、ダブル発電と、家庭用電気料金の価格差は、縮小しつつある。（平成28年度のダブル発電価格：25円、家庭用電気料金24円）
- ダブル発電価格が家庭用電気料金と同額以下となると、押し上げ効果による超過利潤は発生しなくなる。そのため、価格差の縮小を踏まえ、来年度、再来年度は、ダブル発電価格は据え置くこととし、シングル発電価格が、家庭用電気料金と同額になった段階で、ダブル発電価格の区分を撤廃し、シングル発電と同じ価格を適用することとしてはどうか。



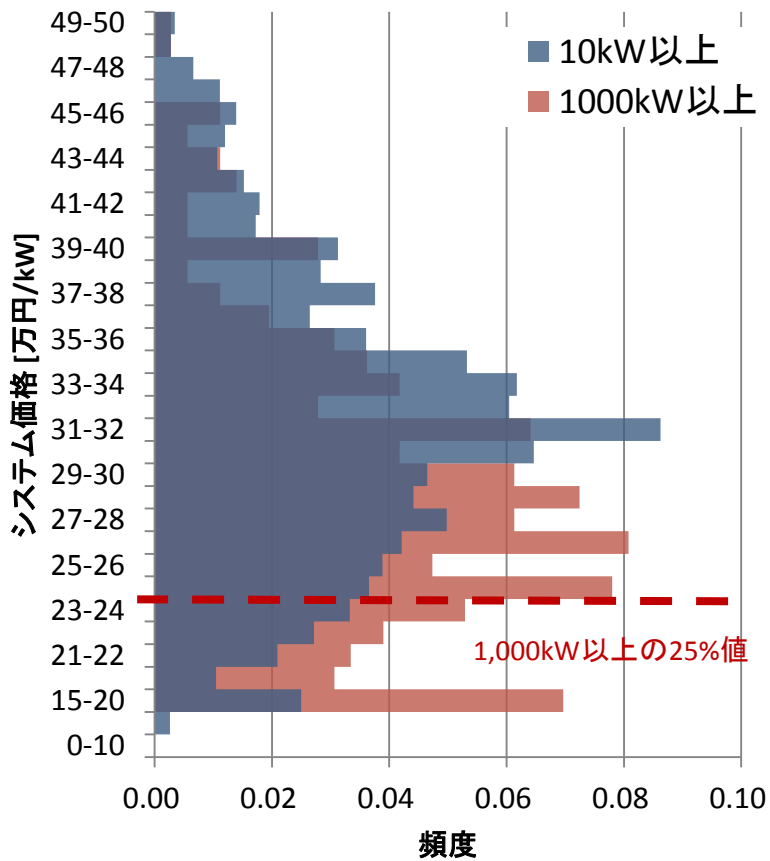
※平成24年6月30日までは、余剰電力買取制度における価格

3．太陽光発電（10kW以上）のシステム費用

- 新たに収集された平成28年1-3月期から平成28年7-9月期のコストデータから、昨年度と同様に1,000kW以上の上位25%の値を見ると、24.4万円/kW、うち1,000-2,000kW未満の上位25%の値は24.2万円/kWとなり、これは10kW以上全体の上位13%に相当する。
- 効率化を促していく観点から、昨年度と同様に1,000kW以上の上位25%の値（24.4万円/kW）を想定値として採用することとしてはどうか。

%	10kW以上	1,000-2,000kW未満	1,000kW以上
1%	17.49	16.22	16.28
2%	19.00	16.78	16.87
3%	20.38	17.36	17.43
4%	21.15	18.02	18.14
5%	21.63	18.85	19.27
6%	22.04	19.57	19.74
7%	22.44	19.86	20.12
8%	22.73	20.29	20.54
9%	23.14	20.58	20.69
10%	23.43	20.73	21.05
11%	23.75	21.12	21.31
12%	24.02	21.43	21.80
13%	24.29	21.80	21.89
14%	24.59	21.94	22.14
15%	24.85	22.17	22.45
16%	25.15	22.46	22.82
17%	25.39	22.82	22.93
18%	25.69	22.92	23.20
19%	25.92	23.13	23.41
20%	26.10	23.40	23.65
21%	26.35	23.56	23.72
22%	26.61	23.67	23.90
23%	26.87	23.81	24.18
24%	27.09	24.06	24.28
25%	27.27	24.20	**24.35**
30%	28.27	24.76	24.97
35%	29.44	25.77	25.98
40%	30.39	26.58	26.81
45%	31.14	26.99	27.27
50%	31.66	27.74	28.17

＜平成28年＞



4．太陽光発電（10kW以上）の設備利用率

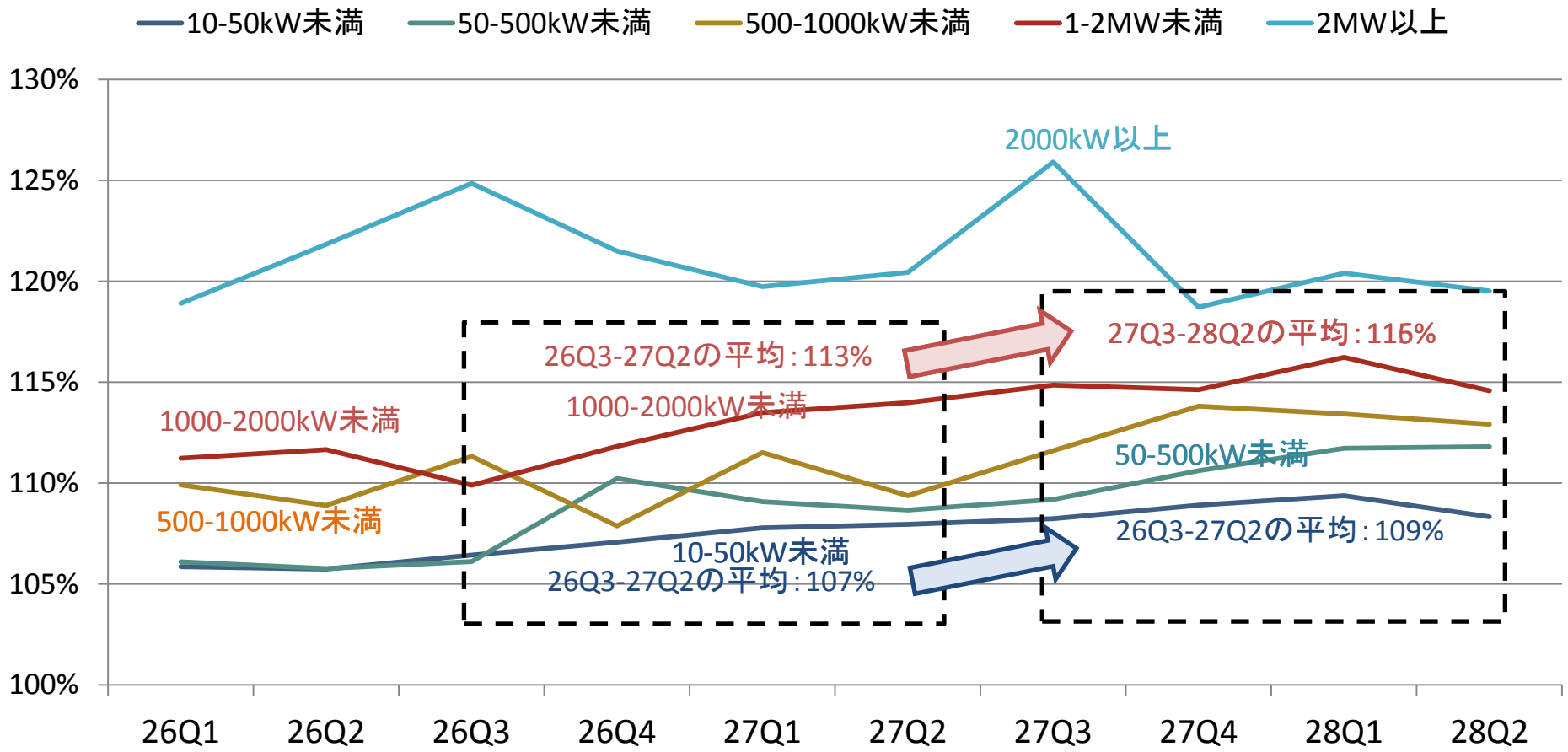
- 太陽光発電設備の設備利用率について、費用負担調整機関に蓄積された買い取った電力量を、個々の認定を受けた出力で除した値の平均をとって確認した。（単純平均）
- その結果、データがとれる直近期間（平成27年7月-平成28年6月）では、設備利用率は10kW以上全体で、昨年度の13.5%から13.8%へ上昇、1,000kW以上全体では、14.6%から15.1%に上昇した。さらに2,000kW以上では、15.2%から16.3%に上昇した。これは、パネルコスト低下に伴う過積載が進んだことにより、上昇したものと考えられる。
- 設備利用率については、1,000kW以上では15.1%に達している。効率化を促していく観点から、昨年度は10kW以上全体を採用したが、トップランナー的に1,000kW以上の平均値を想定値として採用することとしてはどうか。

買取期間	設備利用率			
	10kW以上全体	1,000kW以上	1,000kW以上 –2,000kW以下	2,000kW以上
平成26年7月－ 平成27年6月	13.5%	14.6%	14.6%	15.2%
平成27年7月－ 平成28年6月	13.8%	15.1%	15.0%	16.3%
（参考）平成28年度 想定値	14%			

（参考）太陽光発電（10kW以上）の過積載の推移

- 10kW以上の設備について、過積載率を見ると、全規模において進んでいることが確認され、これが設備利用率の上昇要因と考えられる。
- 特に大規模な案件について、過積載率が高く、パネルの設置割合の最適化により、設備利用率の向上を図っているものと考えられ、パネルコストの低下が進む中、全般において最適化を進めていくことは重要であると考えられる。

過積載率（平均値）

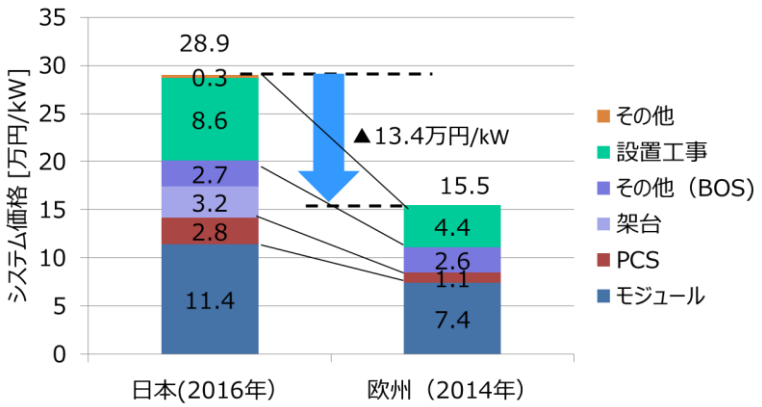


（参考）目標水準について

第23回調達価格等算定委員会
資料より抜粋・編集

- 太陽光発電については、FIT制度開始を受け、急速に導入が拡大したものの、システム費用が欧州の約２倍の水準にあるなど、そのコスト低減が課題となっている。
- 買取価格については、これまでは通常要する費用を基礎に算定していた。今後は、買取価格決定方式において、FIT法改正も踏まえ、価格目標の設定や、入札制の導入を加えて、コスト効率的な導入を進めていくべきではないか。
- 更に、低コスト化・高効率化の研究開発等を進め、FITから自立した形での導入を目指すべきではないか。

【非住宅太陽光のシステム費用の内外比較】

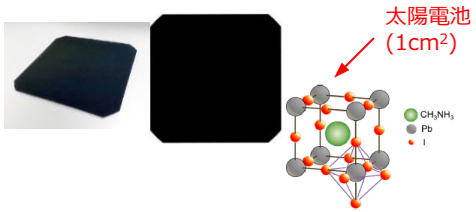


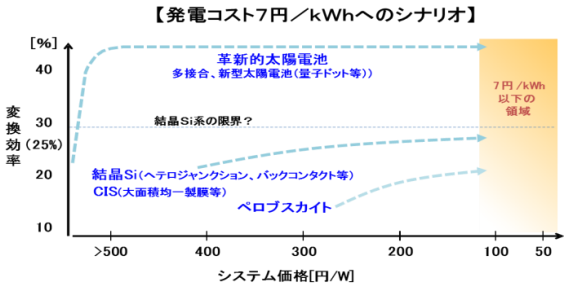
出典：日本：平成28年FIT年報データより。土地造成、系統接続費用は別。
欧州：JRC: PV Status Report 2014、2014年11月、架台はその他に含む。

【太陽電池の変換効率向上・製造コスト低減】

- ヘテロ接合バックコンタクト型結晶シリコン太陽電池のセル変換効率で、世界最高となる26.33%を実用サイズ（180cm^2）で達成。
- 新構造の太陽電池についても、超長期的な視野も見据えて研究開発を実施。
- ペロブスカイト太陽電池の標準面積（1cm^2）のセルで、世界で初めて18%を超える変換効率を達成。

出典：NEDO





【目指すべき方向性（案）】

・FITからの自立を目指し、以下の水準を達成。

・非住宅用太陽光：2020年で発電コスト14円/kWh、
2030年で発電コスト7円/kWh

・住宅用太陽光：　2019年でFIT価格が家庭用電気料金並み、
2020年以降、早期に売電価格が電力市場価格並み

（参考）太陽光発電のコスト低減イメージ

■ 欧州の約２倍のシステム費用を大幅に引き下げ、市場価格水準をそれぞれ達成。　（＝自立化）
■ このため、非住宅については、2030年10万円/kW、住宅用については、2020年以降できるだけ早い時期に20万円/kWの達成を目指す。

【現状】

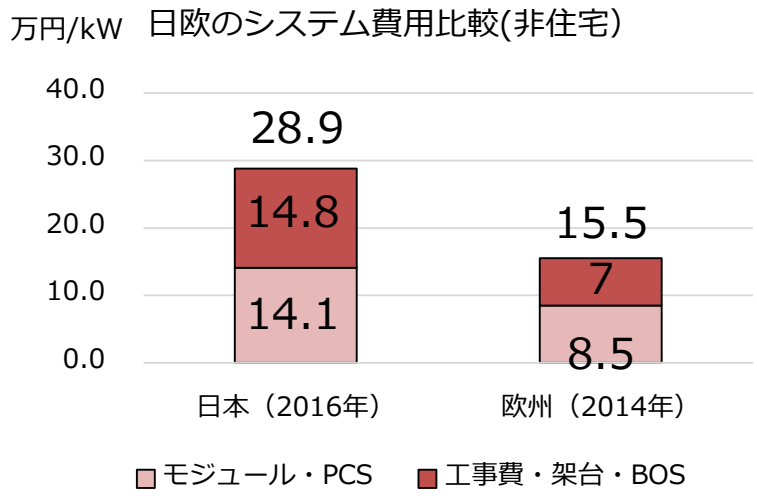
現行のシステム費用は、約30万円/kWで欧州の2倍

モジュール・PCS：1.7倍
- 国際流通商品でも内外価格差が存在。
- 住宅用は過剰な流通構造で3倍の価格差。

競争促進と
技術開発により
国際価格に収斂

工事費・架台等：2.1倍
- 太陽光専門の施工事業者も少なく、工法等が最適化されていない。
- 日本特有の災害対応や土地環境による工事・架台費増。

工法等の最適化、
技術開発等により低減



【目標】

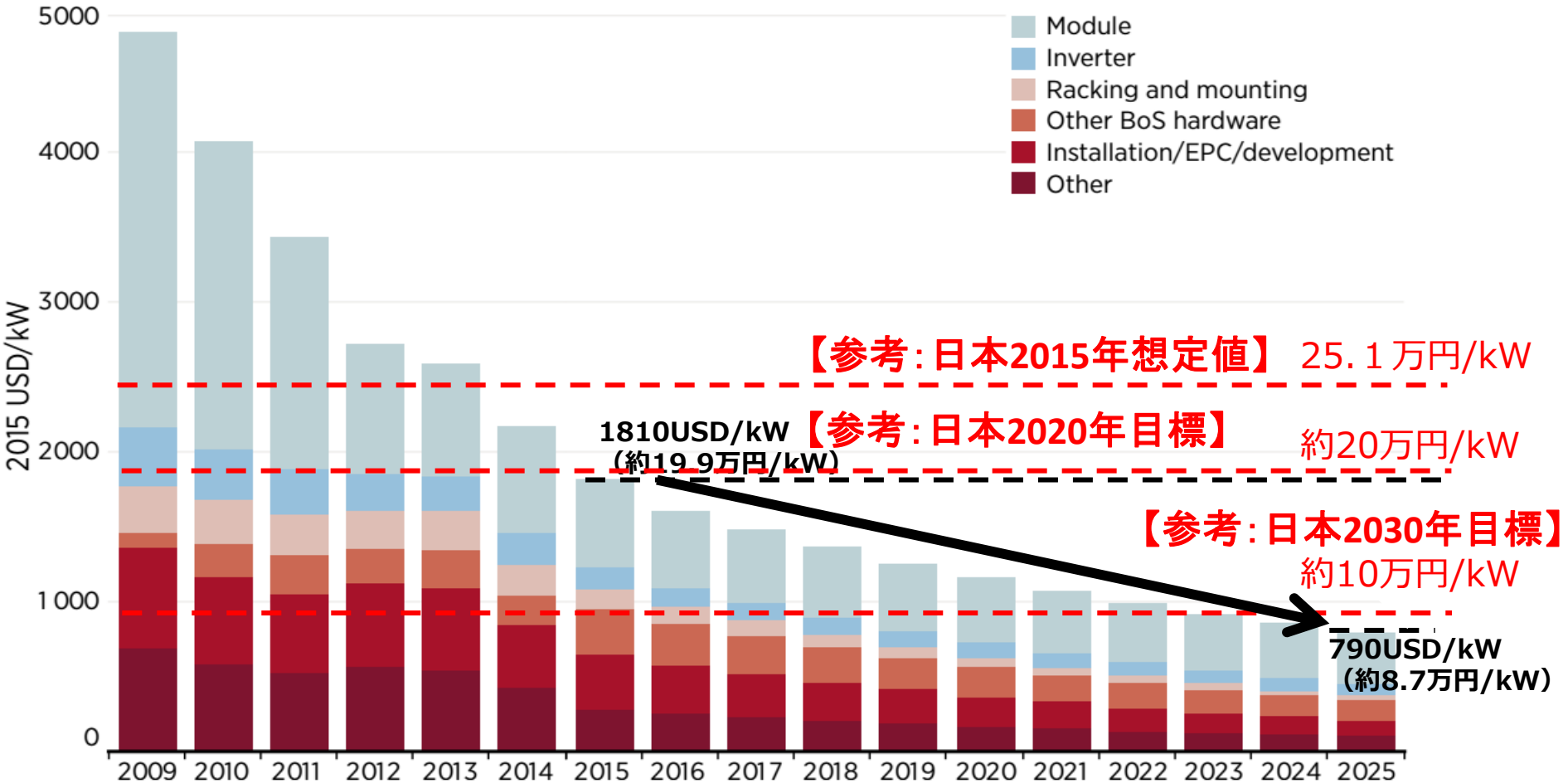
＜非住宅用太陽光＞
・2020年　20万円/kW
（発電コスト14円/kWh※に相当）
・2030年　10万円/kW
（発電コスト7円/kWh※に相当）

＜住宅用太陽光＞
・2019年　30万円/kW
（売電価格が家庭用電力料金24円/kWh並み）
・出来るだけ早期に　20万円/kW
（売電価格が電力市場価格11円/kWh並み）

※2020年14円、2030年7円/kWhはNEDO技術開発戦略目標

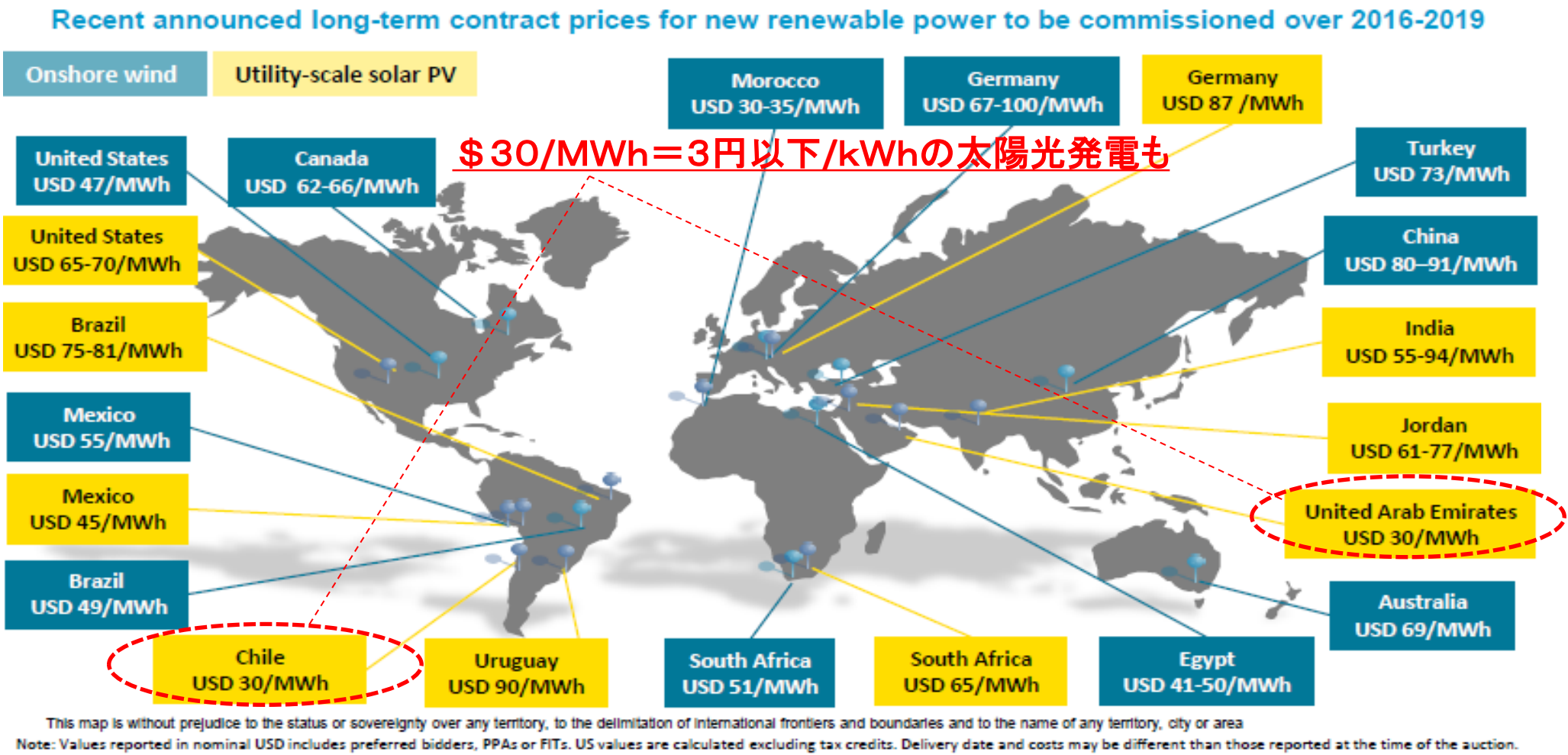
（参考）世界の太陽光発電のシステム費用

- IRENAによると、直近の約５年間で世界の産業用太陽光システム費用は半減。
- また2015年1.8USD/W（約20万円/kW）から2025年に0.79USD/W（約9万円/kW）に低減する見込み。



出典: IRENA :the Power to Change Solar and Wind cost reduction potential to 2025 ,2016年6月
※為替レートは1USD=110円で計算

（参考）世界の太陽光・風力発電のコスト



出典：*Renewable Energy Division, International Energy Agency (2016)*

２．太陽光発電

（１）コストデータについて

（２）入札制度について

1．前回ご指摘事項：第２次保証金の没収のタイミングについて

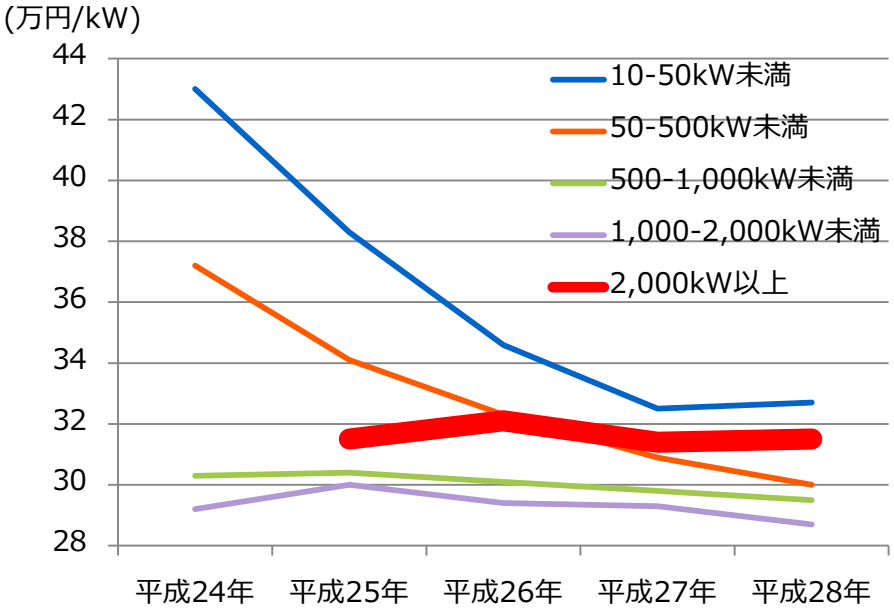
- 第２次保証金の没収のタイミングに関しては、次の選択肢が考えられる。
  【案①】運転開始期限（認定日から３年）内に運転開始しなかった場合に没収
  【案②】運転開始予定日（※）までに運転開始しなかった場合に没収
  （※）落札者が認定申請のための事業計画に自ら記載した運転開始予定日
  【案③】調達期間内に運転開始しなかった場合に没収
- 第２次保証金の目的は、落札案件の確実な事業実施の担保であることから、**運転開始の成否によって没収／返金を判断すべき**である。他方、実際の運転開始時点で判断する場合、案①については、運開期限を超過することを認識した上で入札に参加する案件を排除してしまう可能性があり、案③については、最長23年間（運転開始期限３年＋調達期間20年）という長期にわたって、第２次保証金を指定入札機関で預かり続ける必要がある点が課題。
- したがって、**事業計画に自らが記載した運転開始予定日の遵守を求める**ため、案②のとおり、**運転開始予定日までに運転開始した案件について第２次保証金を返金し、同日を超過した場合には第２次保証金を没収する**こととしてはどうか。

	事業変更内容	措置
落札から認定取得までの間	事業変更全般	認めない(認定取得の権利の剥奪)
認定取得後	事業中止	● 第２次保証金全額没収 ● 認定失効
	大幅な出力減少(応札量に対して20%以上の減少)	
	出力増加	
	運転開始の遅延 ※**事業計画に自らが記載した運転開始予定日までに運転開始しない場合**	第２次保証金全額没収
	出力減少(応札量に対して20%未満の減少)	減少分相当の保証金没収
	事業主体の変更	認める

2．試行期間中における入札対象規模、上限価格、入札量について

- 入札対象規模は、**第１回**（平成29年度）、**第２回・第３回**（平成30年度）**については、**特別高圧連系が必要であり大規模事業者間における競争による価格低減効果が期待される**２MW以上**とすべきではないか。
- 上限価格は、**第１回については、**事業者の予見可能性に配慮し、**入札対象外の事業用太陽光と同額**とし、第２回・第３回については、第１回の結果を検証した上で設定することとしてはどうか。
- 入札量(入札全体の募集容量)は、入札量に対して応札量が不十分である場合、競争原理が働かず価格低減効果が低くなると考えられるため、**十分な競争が起きる容量**とするべきではないか。
- 具体的には、近年における２ＭＷ以上の太陽光発電の認定容量の動向を踏まえ、また、事業者の予見可能性に配慮し、**第１回～第３回で、合計１～1.5GW**を募集することとした上で、**第１回における入札量は、最大募集容量1.5GWの1/3の500MW**としてはどうか。
- 第２回・第３回の入札量は、第１回の結果を検証した上で設定することとしてはどうか。

＜太陽光におけるシステム費の運開年別推移(規模別)＞



＜太陽光の年度別認定件数・容量＞

	10-50kW未満	50-500kW未満	500-1,000kW未満	1,000-2,000kW未満	2,000kW以上
平成24年度	3,088 MW (118,831 件)	1,168 MW (5,227 件)	1,529 MW (2,062 件)	3,503 MW (2,230 件)	6,647 MW (387 件)
平成25年度	13,728 MW (393,021 件)	1,708 MW (6,657 件)	1,919 MW (2,846 件)	6,230 MW (4,096 件)	12,007 MW (616 件)
平成26年度	6,876 MW (232,521 件)	941 MW (3,817 件)	802 MW (1,239 件)	2,025 MW (1,336 件)	6,318 MW (272 件)
平成27年度	2,381 MW (82,534 件)	428 MW (1,669 件)	363 MW (563 件)	813 MW (538 件)	1,361 MW (81 件)
平成28年度(※)	260 MW (9,024 件)	80 MW (306 件)	117 MW (178 件)	194 MW (125 件)	544 MW (20 件)

※平成28年6月30日時点

（参考）独・仏における太陽光入札の結果

第24回調達価格等算定委員会資料より抜粋

【参考】ドイツにおける入札結果

募集回	第1回(2015/4)	第2回(2015/8)	第3回(2015/12)	第4回(2016/4)	第5回(2016/8)
募集容量	150 MW	150 MW	200 MW	125 MW	125 MW
応札容量 応札件数	715 MW 170 件	558 MW 136 件	562 MW 127 件	540MW 108件	311MW 62件
落札容量 応札件数	157 MW 25 件	159 MW 33 件	204 MW 43 件	128MW 21件	130MW 25件
平均落札価格 (€ｾﾝﾄ/kWh)	9.17	8.48	8.00	7.41	7.23
上限価格 (€ｾﾝﾄ/kWh)	11.29	11.18	11.09	11.09	11.09
入札時点の買取価格注 (€ｾﾝﾄ/kWh)	9.02	8.93	適用外	適用外	適用外
落札価格決定方式	Pay-as-bid	Uniform pricing		Pay-as-bid	

注）2015年8月末までは、2012年改正法の経過措置として従来制度に基づく固定価格も選択可能

出所：連邦ネットワーク庁、「Bericht Pilotausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe für Photovoltaik-Freiflächenanlagen」等より作成

【参考】フランスにおける入札結果

募集回	第1回(2012/2)	第2回(2013/9)	第3回(2015/6)
募集容量	400 MW	400 MW	1,100 MW ※募集当初は400MWであったが事後的に増量
応札容量 応札件数	1,891 MW 316 件	1,726 MW 357 件	2,291 MW 598 件
落札容量 落札件数	520 MW 105 件	380 MW 121 件	1,100 MW 253 件
加重平均落札価格 (€ｾﾝﾄ/kWh)	21.3	10.7-15.8	8.2-12.9
上限価格 (€ｾﾝﾄ/kWh)	25.0-50.0	15.41-30.0	15.0-20.0
入札時点の買取価格 (€ｾﾝﾄ/kWh)	11.08	7.76	6.45
落札価格決定方式	Pay-as-bid & 総合評価方式		

出所：フランス環境・エネルギー管理庁（ADEME）、「National Survey Report of Photovoltaic Power Applications in France 2015」等より作成

３．風力発電
（1）コストデータについて

1．陸上風力発電（20kW以上）のコストデータ

第25回調達価格等算定委員会
資料より抜粋・編集

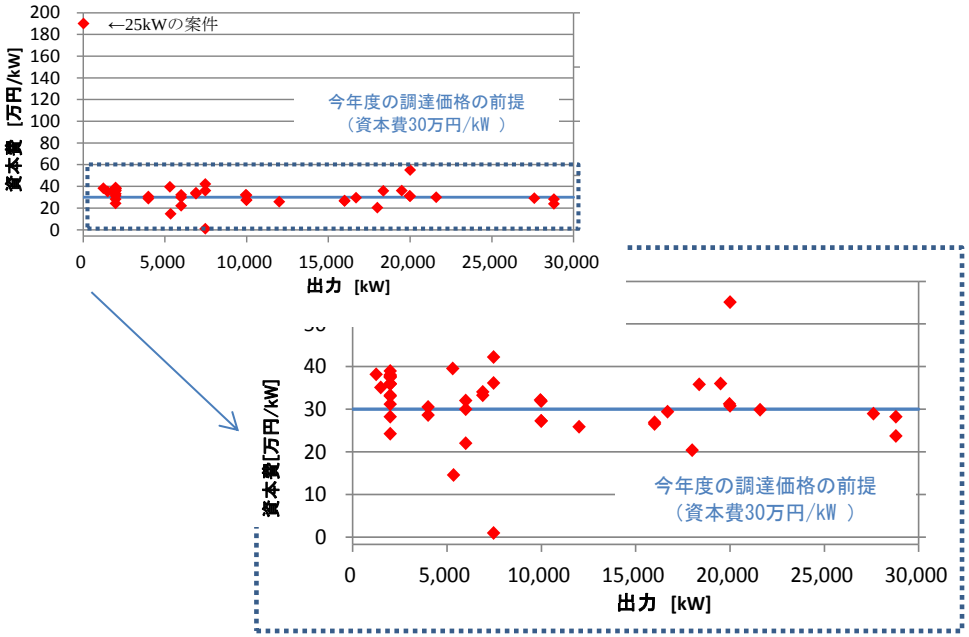
【資本費】

■ 制度開始以降得られた資本費のコストデータは49件。平均値34.2万円/kW、中央値31.2万円/kWであり、想定値(30万円/kW)を上回っている。また、現在認定されている案件は大規模な案件が多いことから（平均約１万ｋＷ）、アセス基準である7,500kW以上の案件についてみると、平均値29.5万円/kW、中央値28.2万円/kWとなっている。

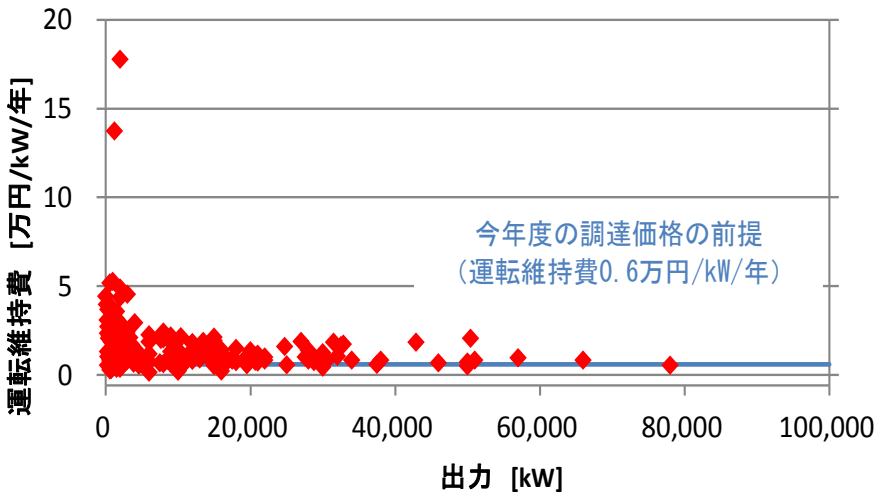
【運転維持費】

■ 制度開始以降得られた運転維持費のコストデータは281件。平均値1.52万円/kW/年、中央値1.13万円/kW/年であり、ともに想定値（0.6万円/kW/年）を上回る。7,500kW以上の案件についてみると、平均値1.09万円/kW/年、中央値0.93万円/kW/年となっている。

【出力と資本費の関係】



【出力と運転維持費の関係】



2．陸上風力発電（20kW以上）の設備利用率

第25回調達価格等算定委員会
資料より抜粋

- 風力発電設備の設備利用率について、費用負担調整機関に蓄積された買い取った電力量を、個々の認定を受けた出力で除した値の平均をとって確認した。その結果、全体での平均設備利用率は18.8%、直近の2011年以降の設備利用率は平均24.2%、中央値では24.8%となっている。
- また、昨年度の調達価格等算定委員会でのご指摘を踏まえ、今後運転開始する案件について、見込みの設備利用率について、アンケート調査を行った結果、全体44件で平均値・中央値が24.9%、算定根拠を確認した上で、設備利用率が異常に高い又は低い案件を除いた30件では、平均値25.3%、中央値25.0%となる。

分類		平均設備利用率	件数
全体		18.8%	339
設置年別	～2000年	16.3%	42
	2001～2005年	17.5%	137
	2006～2010年	18.6%	106
	2011年～	**24.2%** **（中央値24.8%)**	54
（参考）平成28年度想定値		20%	

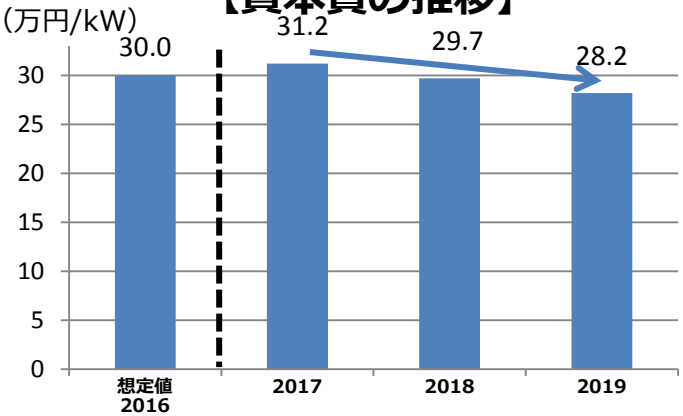
3．陸上風力発電（20kW以上）の複数年度の買取価格の設定

- 現時点でも、①認定されている案件の平均容量は約１万ｋＷであり、②将来の自立化に向けて、効率化を促していく観点から、基本的には、より大規模の7,500kW以上の資本費（28.2万円/kW）・運転維持費(0.93万円/kW)の中央値を想定値と採用すべきである。
- 風力発電については、予め３年間買取価格を設定することになる。平成31年度時点で、7500kW以上の水準を達成するため、段階的に価格を引き下げ、
  - 平成29年度は、20kW以上全体の中央値である資本費31.2万円/kW、運転維持費1.13万円/kW
  - 平成30年度は、資本費29.7万円/kW、運転維持費1.03万円/kW
  - 平成31年度は、7,500kW以上の中央値である資本費28.2万円/kW、運転維持費0.93万円/kW

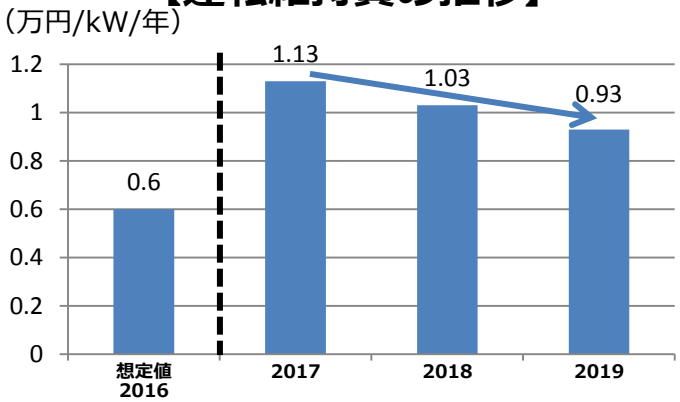
  を採用することとしてはどうか。
- 設備利用率については、実績データで上昇が見られ、今後運転開始する案件へのアンケート調査でもほぼ同等の結果となったことから、2011年以降に設置された案件の中央値24.8%を採用することとしてはどうか。
- また、設備利用率は、20kW以上全体で既に24.8%に達しているため、来年度から24.8%を想定値として採用してはどうか。

※なお、引き下げに当たっては、風力発電が集中的に導入されている北海道・東北地域において、系統用蓄電池設置や募集プロセス等の系統連系対策が年度内目処に行われることになるが、当該プロセスを着実に実行し、接続契約の締結を確保する観点から、経過措置的に半年程度買取価格を据え置くこととしてはどうか。

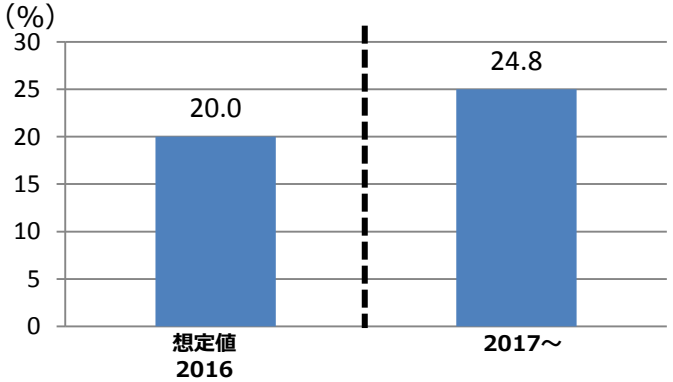
【資本費の推移】



【運転維持費の推移】



【設備利用率の推移】

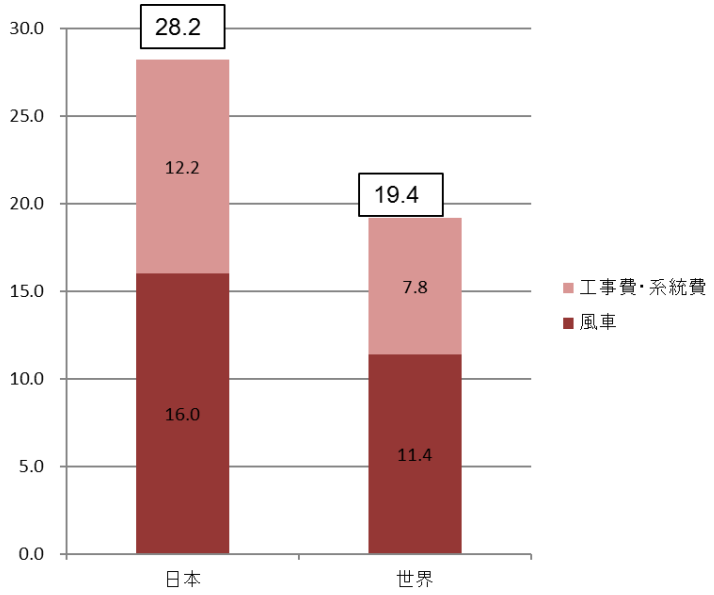


（参考）目標水準について

第23回調達価格等算定委員会
資料より抜粋・編集

- 風力発電については、資本費、運転維持費の高さや、設備利用率の低さにより、発電コストが高く、導入拡大と共にコスト低減を進めていくことが重要。
- そのため、FIT法改正を踏まえ、価格目標の設定や、複数年度価格の設定、価格低減スケジュール提示により、投資の予見性を与えつつ、コスト低減を促していくべきではないか。
- 更に、導入環境整備や、低コスト化・設備利用率向上に向けた取り組みの支援（スマートメンテナンス等）を進めることにより、FITから自立した形での導入を目指していくべきではないか。

【風力発電の資本費の内外比較】



（出典）日本：FIT年報データ（7500kW以上）、世界はBloomberg New Energy Financeより

【風力発電高度実用化研究事業】

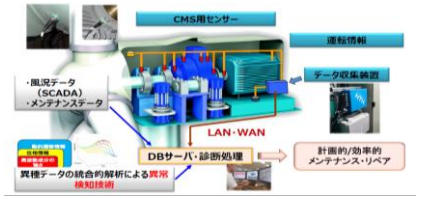
○スマートメンテナンス

- 欧米と比較し設備利用率が低い原因のひとつとして、メンテナンスのため風車を停止させている時間が長い。

  （１）問題箇所特定は習熟度によって差があり時間がかかる。

  （２）修理部品の手配等のため稼動できない。

- 効率的・計画的なメンテナンスによる設備利用率の向上を目指し、風車の異状振動を感知するセンサー、状態監視システムを高度化。部品寿命・メンテナンス時期を予測する技術開発を実施。



<スマートメンテナンスイメージ>

【目指すべき方向性（案）】

・2030年までに、発電コスト8～9円/kWhを実現、ＦＩＴから自立した形での導入を目指す。

（参考）風力発電のコスト低減イメージ

■ 2030年までに、発電コスト8～9円/kWｈを実現し、FITから自立した形での導入を目指していく。

【現状】

現行の発電コストは、13.9円/kWhで、世界平均（８.8円/kWh）の約1.６倍

風車：16.0万円/kW
（世界平均の1.４倍）
・競争力の高い国内メーカーの不在、環境アセス・系統の予見可能性の低さ等により、高止まり。

工事費等：12.2万円/kW
（世界平均の1.6倍）
・地理的制約、小さいWF規模等により割高に。

運転維持費：0.9万円/kW/年
（世界平均の2倍）
稼動年数：20年
・風車メーカー・O&M事業者の適切な競争の不在。
・メンテナンス効率化の未徹底。

競争促進・強い風車産業育成により国際水準を目指す

WF・風車の大規模化による低コスト化

競争促進・メンテナンス効率化により国際水準を目指す

【目標】

2030年までに発電コスト８～９円/kWh　FITから自立した導入を目指す

風車・工事費等：23.9～25.3万円/kW

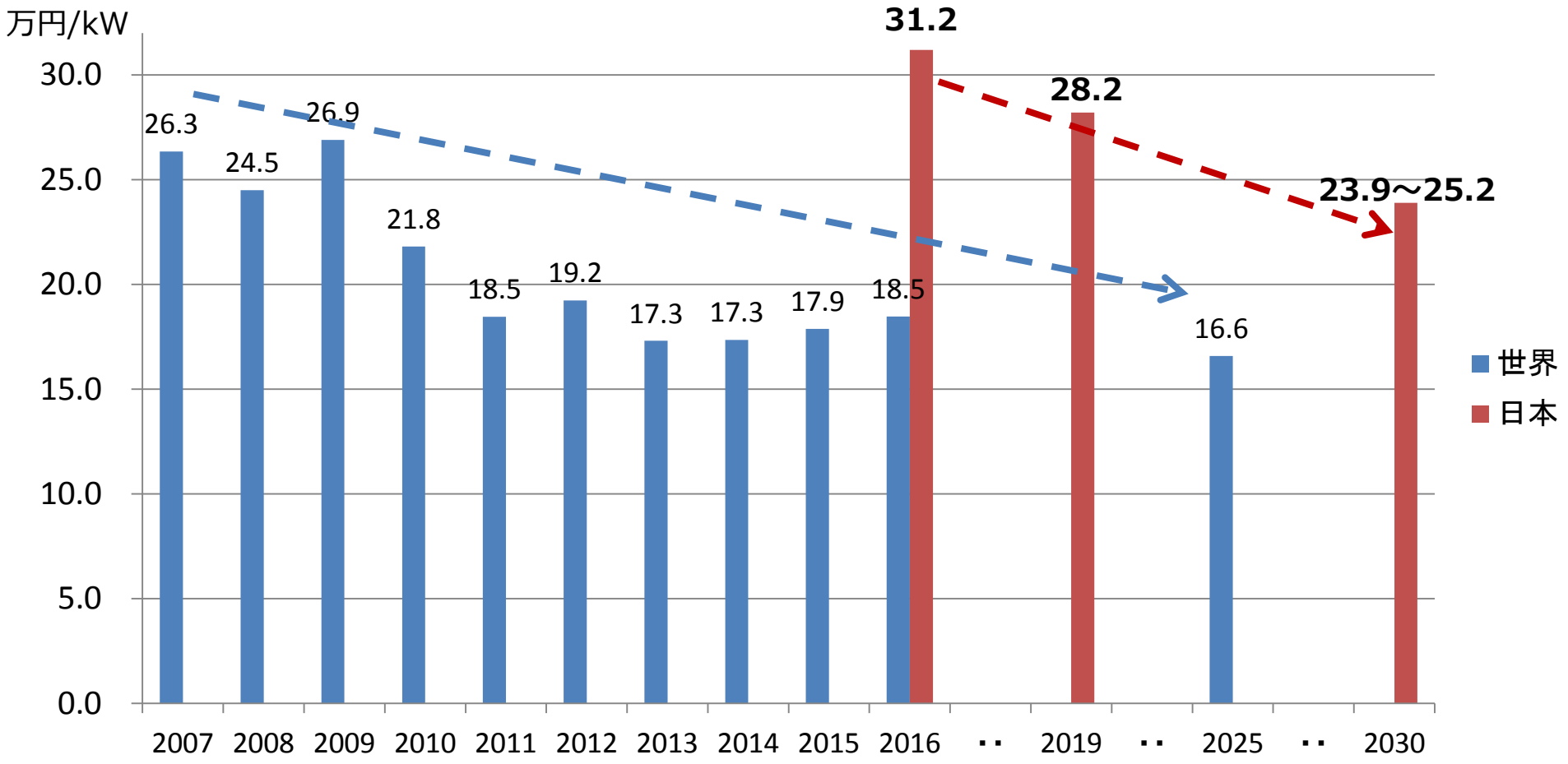
運転維持費：0.41～0.46万円/kW/年
稼動年数：25年

※目標の数値はJWPA WIND VISION（2030年）より

（参考）海外の陸上風力発電のコスト見通しについて

■ 民間調査機関によると、世界の陸上風力発電のコストは大幅に低減してきており、更に2025年に向けて低減する見通し。

【世界の陸上風力発電のコストの推移・見通し】



出典：世界はBloomberg New Energy Financeより
日本は調達価格等算定委員会資料より

（参考）系統課題への対応

東北北部の系統状況の改善に向けた対応

第8回、9回系統WG資料より作成

- 新規電源の系統連系申込みにより、**東北北部**（北部３県（青森、岩手、秋田）及び宮城北部）**の系統の空き容量がゼロ**に。
- 系統状況の改善に向け、発電事業者の**共同負担スキームによる系統の増強**や、**当面の電源の連系可能量を拡大**する等の対応を行う。

＜東北北部エリアの系統状況＞

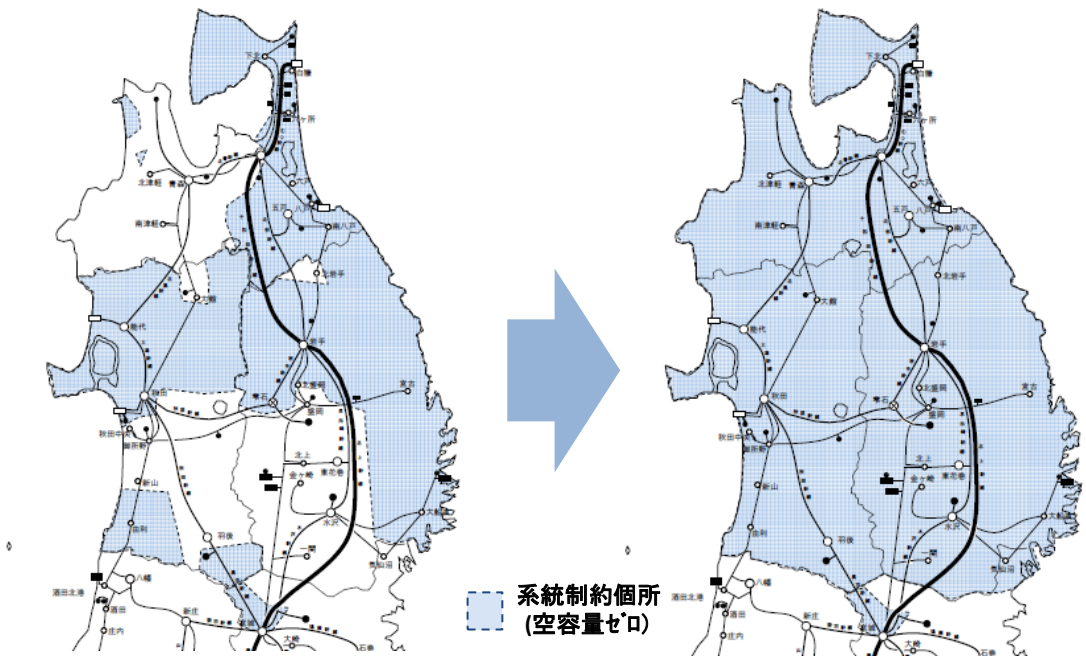


図１　平成28年4月28日付公表　　図２　平成28年5月31日付公表

＜対応案＞

共同負担スキームによる系統の増強

- 共同負担に参加する事業者を公募（電源接続案件募集プロセス）したうえで、増強規模・費用・期間等を決定し、系統を増強

増強工事完了までの措置

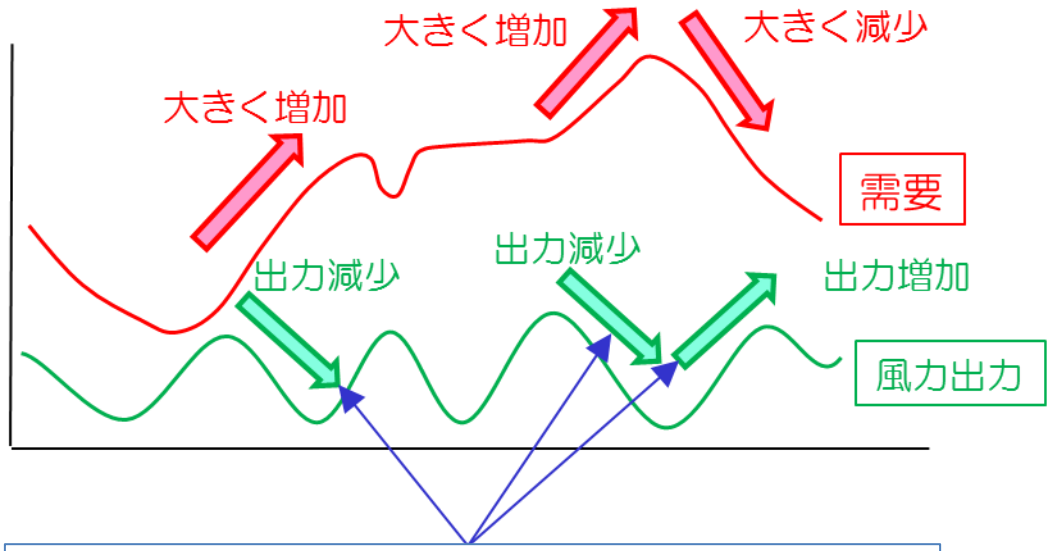
- 系統増強には１０年程度の期間を要するため、系統事故等の必要時には電源制限（出力の抑制）を可能とする条件での接続を行う。

北海道における風力発電の連系拡大に向けた対応

第8回、9回系統WG資料より作成

- 北海道は風力適地であり、大量の導入が見込まれる。
- 一方、**調整力である火力が少なく、風力の出力変動に追随できない**恐れ。
- 北海道電力が本年４月に技術要件を定め、風力発電事業者は**個別の発電所毎に蓄電池の設置が必要**となった。
- 発電所毎の蓄電池設置は費用面で負担が大きいため、**新たな選択肢**を示し、発電事業者の**負担を軽減する**。

＜調整力の不足について＞



大きな需要と逆方向に風力発電の出力が変動すると、北海道電力の所有する火力、揚水等では追随できない恐れ

＜対応案＞

個別の蓄電池設置以外に以下の選択肢を追加

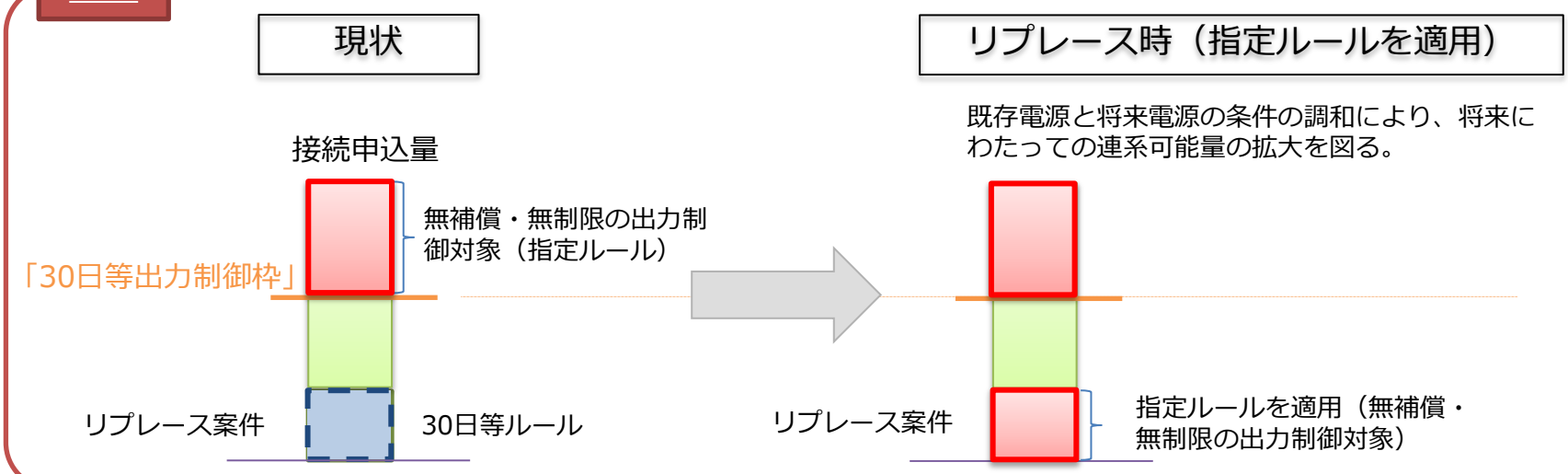
- 調整力不足時の解列（停止）を条件とした接続による蓄電池容量の大幅低減
- 北本連系線を利用する実証試験枠(20万ｋW)の空き枠(6.3万ｋW)を再募集
- 系統側に蓄電池を公募により共同設置

調整力の最大限の確保

- ＬＮＧ火力発電所、揚水発電所、北本連系線を最大限に活用

既存電源と将来電源の公平性（リプレース時に適用される出力制御ルール）

第9回系統WG
資料より抜粋

- 調達価格等算定委員会において、リプレース時のＦＩＴ売電価格の在り方が議論されているところ。
- 現在30日等ルール（30日、360時間（太陽光）、720時間（風力部分制御考慮時間））で接続されている発電設備が、ＦＩＴ期間終了後にリプレースを行い、ＦＩＴ売電を継続することが考えられる。
- この場合、今後、更なる再エネの導入拡大を図るため、接続申込量が30日等出力制御枠を超えているエリアにおいては、**リプレース案件については既存電源時の条件をリセットして全体を合わせ指定ルールを適用することにより、既存電源と将来電源の公平性を図り、条件の調和を図っていくことが必要ではないか。**
- 上記の観点から、リプレースのみならず、今後のＦＩＴ設備廃止やＦＩＴ期間終了等に伴い、30日等ルールに空き枠が生じる場合においても、将来にわたって連系された電源全体の出力制御量の緩和及び平準化を図っていく観点から、**既存電源と将来電源の公平性を図り、条件の調和を図っていくことが必要ではないか。**

参考