

最近の太陽光発電市場の動向及び前回のご指摘事項 について

平成26年2月17日（月）

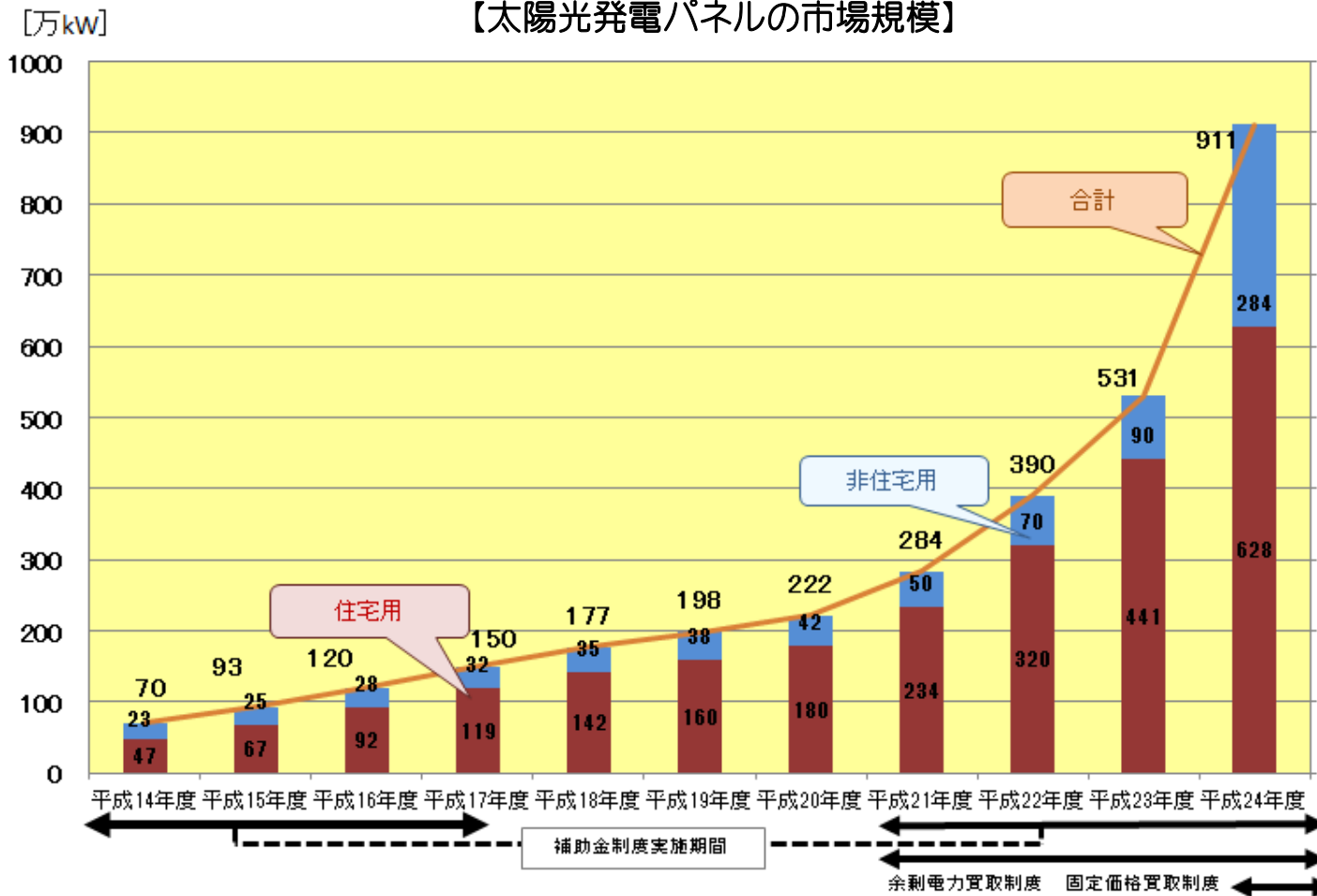
資源エネルギー庁
省エネルギー・新エネルギー部

1. 太陽光発電の状況

太陽光発電の市場状況

- 固定価格買取制度を開始した平成24年度には、我が国における太陽光発電パネルの市場規模が前年度から倍増し、911万kWとなった。また、制度開始前においては、住宅用が中心であったが、制度開始後は、非住宅用の市場規模が大幅に拡大（制度開始初年度で、非住宅用は194万kW増加）。
- 平成25年度7-9月期における国内の太陽光パネルの出荷量に占める比率では、日本企業が多い状況。海外企業の比率は住宅用では11%、非住宅用では32%となっている。

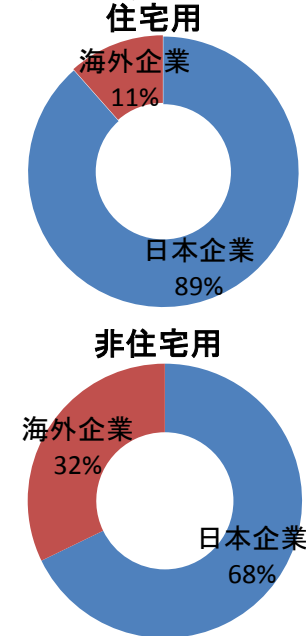
【太陽光発電パネルの市場規模】



※太陽光発電協会「セル・モジュール出荷統計」における出荷ベースの値であるため、実際の運転開始状況とは必ずしも一致しない。

【パネルの出荷量に占める日本企業のシェア(容量ベース)】

(平成25年7-9月期)



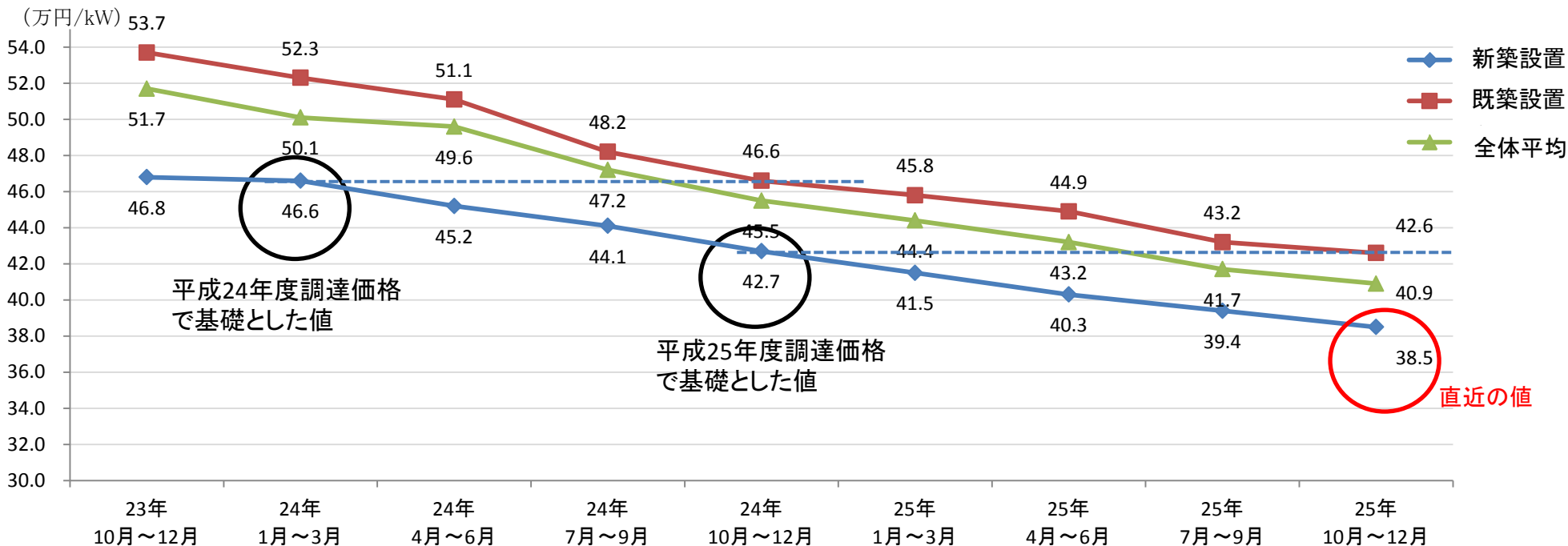
出典: 一般社団法人太陽光発電協会等のデータに基づき
資源エネルギー庁作成

※太陽光発電協会「セル・モジュール出荷統計」における輸入品の比率から、国内メーカーが海外輸出したものを再度国内に出荷したもの及びセルを輸入し国内でパネル化したものを引いた比率。

住宅用（10kW未満）太陽光のシステム費用

- 10kW未満の太陽光発電設備のシステム費用（太陽光パネル、パワコン、架台、工事費を含む）については、平成24年度に向けた価格算定作業（平成24年4月）では、その直近の新築設置の平均データ（平成24年1～3月期）46.6万円/kWを、平成25年度に向けた価格算定作業（平成25年2月前後）では、その直近の新築設置の平均データ（平成24年10～12月期）42.7万円/kWを採用した。
- 平成26年度に向けた今回の価格算定作業では、直近の新築設置の平均データ（平成25年10～12月期）をみると、システム費用は38.5万円/kWにまで下落している。
- 新築設置の平均費用を算定根拠に用いることについては、確かにその時点では既築設置も含めた全体平均より低い水準となるものの、全体平均の低下トレンドを勘案すると、結果として、翌年度の全体平均の近似値となることが確認されている。

【住宅用太陽光発電システム費用の動向】



住宅用（10kW未満）太陽光の運転維持費

- 運転維持費について、パネルメーカーや太陽光発電協会へのヒアリング、ユーザーへのアンケートにより調査したところ、多くのパネルメーカーが、10年間無償でシステム全体の保証を実施しており、またユーザーへのアンケートでも、無償の保証に加入しているユーザーが過半数であった。
- このため、メーカーの団体である太陽光発電協会へのヒアリングを行い、住宅用太陽光の運転維持費を確認したところ、こうした費用はユーザーへの販売価格に転嫁されているとのことであった。
- 一方で、発電量維持・安全性確保の観点から定期点検が励行されており、4年ごとに1回以上、一回当たり2万円程度の費用が一般的な相場であった。また、システム費用の一部を構成するパワコンについては、太陽光パネルが実態として稼働する20年間で一度は交換され、その費用は平均20万円とのことであった。
- 上記より、実態として稼働する20年間を通じた年平均運転維持費は、約3,600円/kW/年となる。
- 結果として、平成25年度の調達価格の想定（4,300円/kW/年）と同様に、概ねシステム費用1%/年の水準となるが、システム費用の低下に併せて、運転維持費の低下も、平成26年度の調達価格の算定の基礎に採用すべきではないか。

※平成25年度想定時システム費用：42.7万円/kW（平成24年10-12月期のデータ）

※直近のシステム費用：38.5万円/kW（平成25年10-12月期のデータ）

【実態として稼働する20年間を通じた年平均運転維持費の考え方について】

$$(\text{2万円} \times 5\text{回} + \text{20万円}) \div 4.2\text{kW} \div 20\text{年間} = \text{約3,600円/kW/年}$$

定期点検費用 パワコン交換費用 新築平均出力

※システム費用（平成25年10-12月期の新築平均：38.5万円/kW）の約1%/年

■ 今年度調達価格の前提と、今回の委員会審議にあたり集計した情報をまとめると以下のとおり。

		今年度価格の前提	現状得られているデータ
資本費	システム費用	42.7万円/kW (平成24年10～12月期の新築設置平均)	38.5万円/kW (平成25年10～12月期の新築設置平均)
		国　：2.0万円/kW 地方：3.4万円/kW	※住宅用（10kW未満）太陽光については、 来年度から国の補助金が廃止され、それに 伴う地方自治体の補助金も改廃が予想され る。このため、来年度の調達価格の決定に あたっては、これまでのような補助金によ る相殺分は考慮しないこととすべきか。
運転維持費	修繕費	4.3千円/kW/年 (システム費用の1%)	3.6千円/kW/年 (システム費用の約1%)
	諸費		

非住宅用（10kW以上）太陽光のシステム費用①

- 法令の規定に基づき運転開始した設備から収集したコストデータによると、500kW未満については、全般的に低下傾向にあり、低圧区分の10kW-50kW未満の設備では、平成24年10-12月期から平成25年10-12月期までの一年間で6.7万円/kW、50kW-500kW未満の設備では、4.8万円/kW程度、システム費用が低下した。
- 他方、500kW以上で、特に1,000kW以上の太陽光については、平成24年10-12月期以降、2.5万円/kWシステム価格が上昇している。業界ヒアリングなどを通じて、以下の理由が背景として指摘されている。
 - ①円安による 海外製品の値上がり（国内製品も、輸入部素材であるアルミやガラス等の値上がりの影響有り）
 - ②工事費の上昇（復興関連工事や、景気回復に伴う工事、東京五輪を見据えた工事など、再生可能エネルギー関連以外の工事案件の増加も背景） 等
- また、今般収集したデータは、平成24年度の調達価格40円/kWh（税抜）の適用を受けた案件のものが多く、それを踏まえた資材等の発注等となっていたこと、更には、未だに資材等の発注を済ませていない平成24年度設備認定案件が市場に多く残されており、市場の側に価格を下げるインセンティブが低下していることも大きな要因と考えられる。設備認定を受けてから資材等の発注まで時間的制約のない現在の設備認定の運用については、別途、見直しを行うこととなっている。

【運転開始後の設備から報告されたコストデータ】

	10kW－50kW未満		50kW－500kW未満		500kW－1000kW未満		1000kW以上	
運転開始時期	平均値	件数	平均値	件数	平均値	件数	平均値	件数
平成24年7-9月期	47.2万円/kW	875件	36.9万円/kW	36件	32.6万円/kW	7件	32.2万円/kW	17件
平成24年10-12月期	43.6万円/kW	4854件	37.2万円/kW	153件	29.8万円/kW	28件	28.0万円/kW	35件
平成25年1-3月期	41.2万円/kW	8696件	35.6万円/kW	633件	30.6万円/kW	167件	29.6万円/kW	149件
平成25年4-6月期	39.0万円/kW	7620件	33.9万円/kW	417件	30.4万円/kW	116件	29.3万円/kW	105件
平成25年7-9月期	38.0万円/kW	7248件	33.4万円/kW	401件	30.1万円/kW	214件	30.2万円/kW	213件
平成25年10-12月期	36.9万円/kW	2322件	32.4万円/kW	98件	29.4万円/kW	48件	30.5万円/kW	94件
	－6.7万円		－4.8万円				+2.5万円	

- 経済産業省では、「初年度の買取価格だけを確保し、建設を意図的に遅らせているケースもあるのではないか」との指摘もあることから、平成24年度に認定を受けて、未だ運転開始をしていない、400kW以上の全ての太陽光発電設備に報告徴収を求めて、その実態の調査を行った。
- 同調査では、運転開始前だが既に資材等の発注をかけた案件についても、データを収集していることから、前ページの法律に基づく運転開始後のデータより、更に新しい市場状況を反映したものとなっている。最もコストが安く、効率的に事業を実施していると考えられる1,000kW以上の設備のコストデータによれば、平成25年度10-12月期の太陽光のシステム費用は27.5万円/kWまで低下していることが確認された。
- また、価格算定の際に必要な太陽光発電設備の設備利用率について、これまでは十分な実績データがなかったことから、固定価格買取制度開始前に行われていたNEDOのフィールドテスト事業の実績データを基に12%という数値を採用してきたが、今回、利用可能となった運転開始した設備からのデータによると、設備利用率が平均で13.6%に上昇していることが確認された。ただし、本年度は特に天候状況がよかったとの声もあるため、来年度の価格算定根拠としては、13%を新たな設備利用率の数値として採用することとしてはどうか。

【報告徴収によるデータ】

	500-1,000kW未満		1,000kW以上	
	平均値	件数	平均値	件数
平成24年7-9月期	-	0件	38.8万円/kW	4件
平成24年10-12月期	31.0万円/kW	8件	31.6万円/kW	7件
平成25年1-3月期	30.8万円/kW	27件	29.4万円/kW	29件
平成25年4-6月期	30.5万円/kW	57件	29.9万円/kW	62件
平成25年7-9月期	30.1万円/kW	113件	29.3万円/kW	104件
平成25年10-12月期	30.7万円/kW	23件	27.5万円/kW	18件

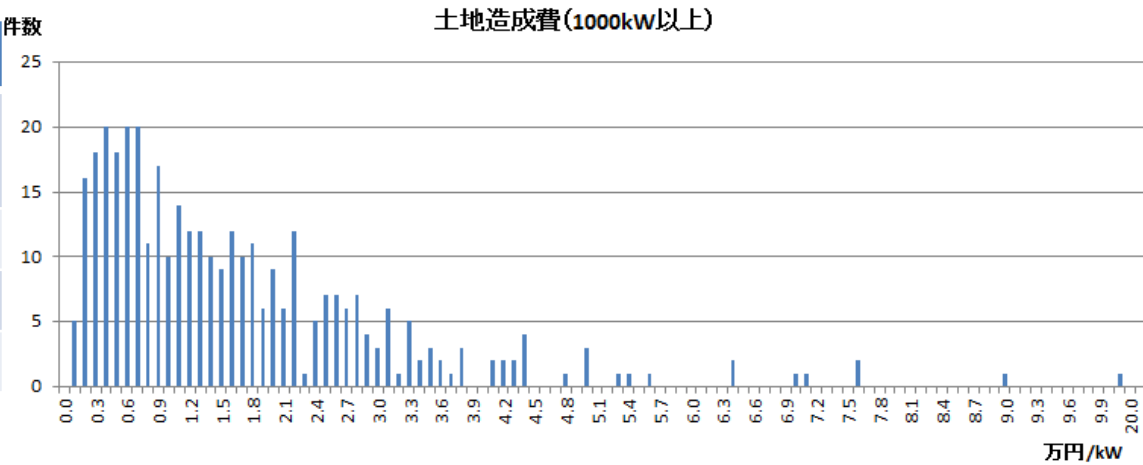
【設備利用率】

- 買い取った電力量の実績が、費用負担調整機関に相当量蓄積されてきたことから、この度、新たに、同電力量から認定を受けた設備容量を除することにより、設備利用率を算定。
- データが取れる直近1年間（平成24年11月～平成25年10月）について算定すると、10kW以上全体で13%、特に1000kW以上だと13.6%。
- 固定価格買取制度の開始で、事業採算性を精査する案件が増え、パネルの設置角度や設置方位などを十分に計算するなど、事業を効率的に実施する案件が増えた（特に1000kW以上）ことが背景と考えられる。

- 平成24年度調達価格の算定に当たっては、土地造成費について、ヒアリングを基に、0.15万円/kWを算定の基礎として採用した。平成25年度調達価格の算定に当たっては、上昇状況が確認されたが、データ数は8件と僅少であったため、更なるデータの集積を待った上で評価することとした。
- 今回は、制度開始以降運転開始した設備から、総計2,114件の土地造成費用が計上されたデータが収集された。特に、500kW－1,000kWの区分では全体の4割強、1,000kW以上の区分では全体の6割程度の案件で、土地造成費の計上が確認され、その全体の平均値は、平成24年度・平成25年度調達価格の算定の基礎とした0.15万円/kWよりも高い、0.97万円/kWとなった。ただし、分布図で見ると、極端に土地造成費用が高い案件などが一定程度存在することが全体の平均値を高めていることから、その中央値をみると、0.4万円/kWであった。
- 法律が、当該供給が「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を基礎とするよう定めていることに鑑み、0.4万円/kWを採用することとしてはどうか。

【運転開始後の設備から報告されたコストデータ】

	土地造成費 [万円/kW]			
	10-50kW未 満	50-500kW未 満	500- 1,000kW未 満	1,000kW以 上
平均値※1	2.39/0.09	2.26/0.37	1.81/0.78	1.62/0.97
中央値※1	1.85/0.00	1.61/0.00	1.42/0.00	1.21/ 0.40
件数※2	1215/31615	283/1738	250/580	366/613



※1 左側は土地造成費用として計上された案件の平均値/右側は土地造成費用がかからない案件を、土地造成費用を0として平均した全体の平均値

※2 左側は土地造成費用が計上された案件の件数/右側は全体の件数

- 平成24年度調達価格の算定に当たっては、接続費用について、ヒアリングを基に、1.35万円/kWを算定の基礎として採用し、平成25年度においては、十分なデータが収集されなかったため、据え置いた。
- 今回は、制度開始以降運転開始した設備から、総計34,546件の接続費用が報告されたデータが収集された。データによれば、いずれの区分もこれまでの想定を下回る水準となった。
- 一部事業者からは、現在建設中又は計画中の案件の中には、特別高圧になるもの（2,000kW以上）又は系統接続距離が長くなるものなど、接続費用が1.35万円/kWを上回るものがあるとの指摘もあるが、今回収集したデータでは、系統アクセスポイントに近い案件のデータが多いためか、上昇を示すデータは集まらなかった。
- 接続費用の上昇状況については、特別高圧の案件を含め、更なるデータの集積を待った上で評価することが適切と考え、平成25年度調達価格の算定の根拠とした値を据え置くことが適当ではないか。

【運転開始後の設備から報告されたコストデータ】

	接続費 [万円/kW]			
	10-50kW未満	50-500kW未満	500-1,000kW未満	1,000kW以上
平均値	0.71	1.02	0.46	0.44
中央値	0.30	0.38	0.12	0.11
件数	31,615	1,738	580	613

- 制度開始以降運転開始し、1年間運転を行った設備から、総計569件の運転維持費のデータが収集された。
- いずれの区分においても、概ね、平成25年度調達価格の想定である0.9万円/kW/年より、低下が見られた。
- システム費用の低下に併せて、運転維持費の低下も、平成26年度の調達価格の算定の基礎に採用するべきではないか。

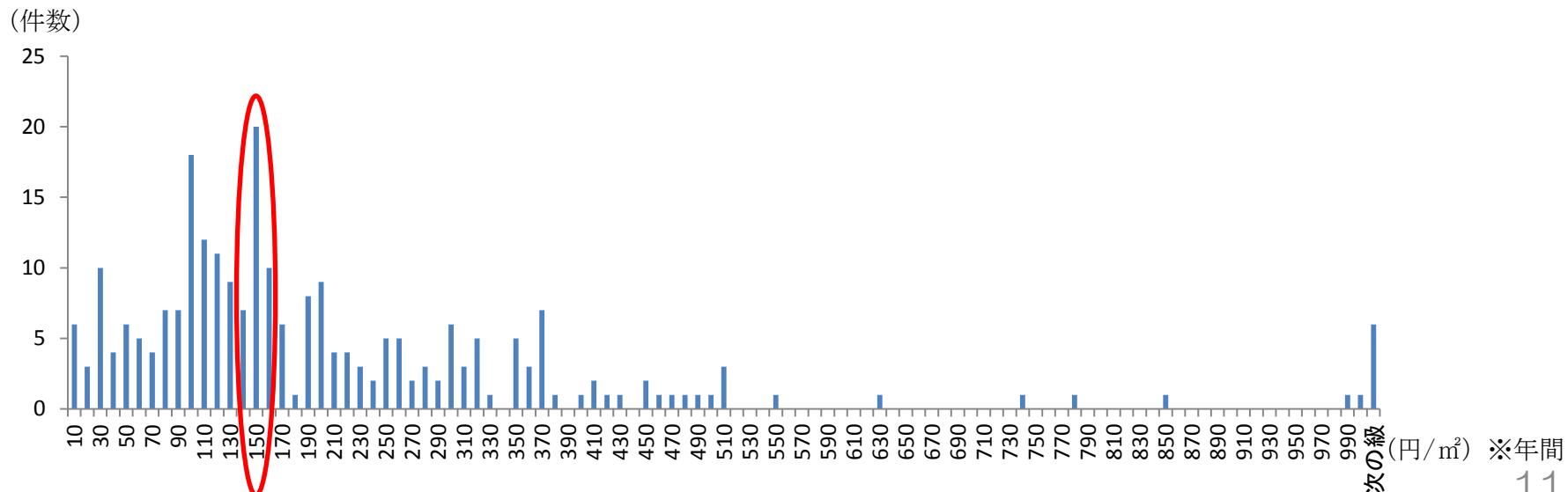
【運転開始後の設備から報告されたコストデータ】

	運転維持費[万円/kW/年]			
	10-50kW未満	50-500kW未満	500-1,000kW未満	1,000kW以上
平均値	0.7	0.8	0.8	0.8
中央値	0.1	0.5	0.7	0.9
件数	462	52	23	32

非住宅用（10kW以上）太陽光の土地賃借料

- 平成25年度調達価格の算定に当たっては、土地賃借料について、ヒアリングを基に、年間150円/㎡を算定の基礎として採用した。今回収集したデータでは、新規に運転開始している1,000kW以上の太陽光発電設備について、自己所有地を使用し土地賃借料を必要としないものは121件がある一方、借地を活用し土地賃借料が必要となるものとして、249件のデータが収集できた。
- 土地賃借料を計上している設備に限って平均値を算出すると、年間235円/㎡と平成25年度調達価格の算定の根拠とした値よりも高い水準であったが、遊休工業用地の転用で工業用地単価での算定となり突出して高額となった年間3,270円/㎡の案件などの極端なケースもあり、中央値で見ても年間150円/㎡程度、もっとも頻度の高いデータを見ると、従来の想定と同じ、年間150円/㎡であった。
- 法律が、当該供給が「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を基礎とするよう定めていることにかんがみ、平成25年度調達価格の算定の根拠とした年間150円/㎡を据え置くことが適当ではないか。

【土地賃借料データ】



10kW以上太陽光のコストデータのまとめ

- 今年度調達価格の前提と、今回の委員会審議にあたり集計し、来年度調達価格の算定にあたり反映すべきコスト等データの情報をまとめると以下のとおり。

		今年度価格の前提 ※2,000kWの設備を想定	現状得られているデータ
資本費	システム費用	28 万円/kW	27.5万円/kW
	土地造成費	0.15 万円/kW	0.4 万円/kW
	接続費用	1.35万円/kW	据え置きが適当か
運転維持費	土地賃借料	年間150円/m ²	据え置きが適当か
	修繕費	0.9万円/kW/年	0.8万円/kW/年
	諸費		
	一般管理費		
	人件費		
	設備利用率	12%	13%

中規模太陽光（10kW以上500kW未満）について①

- 昨年度の委員会では、500kW以下の太陽光発電設備について、その別区分化の是非の検討を行ったが、①国民負担への配慮、②短期の制度変更により失われる制度の予測可能性、③特定kWでの区分バイアスの発生、④価格の高い区分への市場シフトの誘発、⑤10kW未満案件との不公平感、⑥現在の価格でも多数の申請がある現状などにかんがみ、別区分化の必要はないと判断した。
- 実際に、本年度も、大規模なメガソーラーに限らず、遊休地や学校や工場の屋根の活用など、各地で中規模で分散型の太陽光発電の普及が進んでおり、運転開始した設備の件数では、メガソーラー（1,000kW以上）の100倍以上となっており、合計出力で見ても、メガソーラーを超過している状況にある。
- 他方、現実のコストをみると依然1,000kW以上の区分よりも高い。定性的には、①流通過程がメガソーラーと比較して長くなるため、流通コストがかかる点、②工事における規模の経済が働かないことが理由として考えられる。

【中規模太陽光発電の普及例】



＜道の駅「ピアチェーレ
美濃白川」＞
(岐阜県白川町)
・ 21.6kW
・ 蓄電池も併設



＜土気中央幼稚園＞
(千葉県千葉市)
・ 30kW
・ 園児への環境教育に
も寄与

【規模別の認定・運転開始状況・システム費用】

	設備認定		運転開始		システム費用
	出力(万kW)	件数	出力(万kW)	件数	万円/kW
10kW－50kW未満	505.3	184,503	140.2	70,595	36.9
50kW－500kW未満	143.2	6,177	67.9	3,257	32.4
500kW－1000kW未満	191.8	2,531	66.5	890	29.4
1000kW以上	1408.7	3,060	108.0	625	27.5

※認定・運転開始状況：固定価格買取制度における平成25年10月末時点

※システム費用

1000kW未満：運転開始後の設備から報告されたコストデータ(平成25年10-12月期)

1000kW以上：報告徴収のデータ(平成25年10月以降)

(ソーラーシェアリングのコスト)

- ・ 確認された4件のシステム価格の平均は、30.5万円/kW

- システム費用をみると、10kW以上50kW未満が36.9万円と最も高く、1,000kW以上の27.5万円とは約10万円弱の乖離がある。ただし、50kW未満については、通常、土地賃借料、土地造成費などが不要でありコスト構造が簡素であるため、トータルでみたコスト差額は、みかけほどは大きくはならない。また、昨年度約15万円近くあった1,000kW以上あるシステムとの価格差も、今年は10万円弱と、差はより縮まっている。
- 50kW以上500kW未満の発電設備を見ると、システム価格が32.4万円と50kW未満よりは安くなるが、高圧連系のための接続費用、安全規制上の保安検査用人件費などを計算することが必要となることに留意が必要。
- 昨年度以上に規模による差が広がっているとは認められないものの、来年度の調達価格の算定において、以上のような実態にどのように対応するべきか。

【システム費用の変化】

	システム費用(万円/kw)	
	平成24年10-12月期	平成25年10-12月期
10kW－50kW未満	43.6	36.9
50kW－500kW未満	37.2	32.4
500kW－1000kW未満	29.8	29.4
1000kW以上	28.0	27.5

約15万円差

➡

約10万円差

※システム費用

1000kW未満・平成24年10-12月期の1000kW以上：運転開始後の設備から報告されたコストデータ

平成25年10-12月期の1000kW以上

：報告徴収のデータ(平成25年10月以降)

2. 前回のご指摘事項について

- 前回の委員会にて、各委員よりご指摘いただいた事項は以下のとおり。

【全体】

- 今般収集したコストデータと調達価格の前提値を、一覧表として整理(山内委員)
- 中古設備活用型の具体的なケース・考え方の提示(山内委員)

【陸上風力】

- 陸上風力(20kW以上)の資本費について、横並びの水準となっていないかの確認(辰巳委員)
- 陸上風力(20kW以上)の運転維持費の地域別の水準と、台風・大規模修繕の有無との関係の整理(和田委員)

【洋上風力】

- 洋上風力の陸上風力と比したリスクや、海外との地形条件等の相違についての整理(山内委員)
- 洋上風力の2つのオプションの相違の詳細(辰巳委員)

【バイオマス】

- 木質バイオマス発電の認定・相談・申請中案件の出力や燃料についての整理(和田委員)
- 木質バイオマスガス化発電の取扱いについての考え方の整理(和田委員)

【その他】

- 負担の将来見通しの提示(辰巳委員)

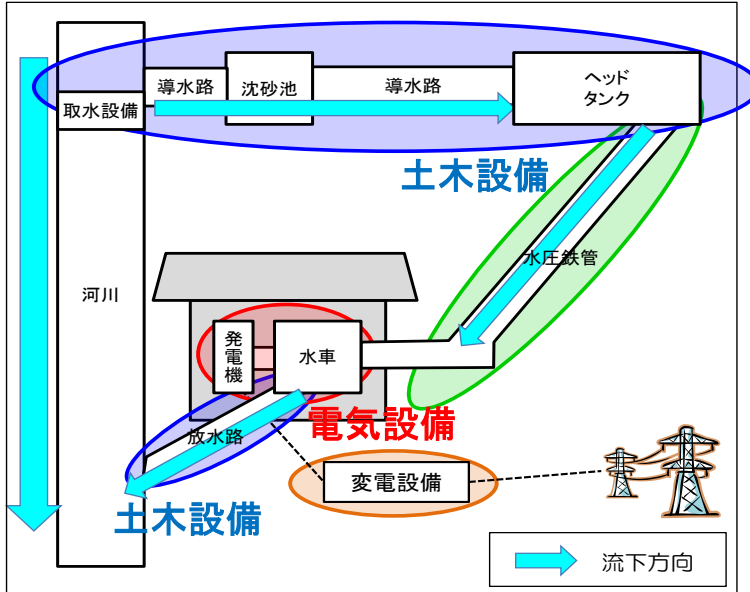
太陽光発電以外のコストデータの一覧について

■ 前回の委員会にて提示したデータと、現在の調達価格の前提値は以下のとおり。

資本費 平均値/中央値 (万円/kW) 【データ数】	陸上風力 (20kW以上)	陸上風力 (20kW未満)	中小水力 (200kW未満)	中小水力 (200kW- 1,000kW未満)	中小水力 (1,000kW- 30,000kW 未満)	地熱発電 (1.5満kW 以上)	地熱発電 (1.5万kW 未満)	木質バイ オマス発 電	廃棄物バイ オマス発 電	メタン発酵 バイオガス 発電
H25データ	30.9/30.9 【2件】	-/- 【0件】	279/164 【6件】 172/96※ 【3件】※	-/- 【0件】	-/- 【0件】	-/- 【0件】	-/- 【0件】	39.4/39.4 【1件】	40/40 【3件】	427/427 【1件】
H26データ(累 積ベース)	47.1/31.7 【10件】	510/510 【1件】	354/182 【22件】 135/113※ 【8件】※	132/105 【7件】	-/- 【0件】	-/- 【0件】	123/123 【1件】	40.9/36.5 【4件】	71/55 【12件】	300/305 【12件】
H24データ	30.0	125	100	80	85	79	123	41	31	392
備考(H26デー タについて)	小形風力 と同等の 特異デー タを除くと、 平均値も 31.7	CSRの一環 として設置 され、採算 度外視の 案件が対 象	※は民間 事業者が 設置した案 件のデー タ						一定の出 力以上 (6,000kW) の平均値 をとると29 万円/kW	市場シェア 拡大を狙う 採算度外 視の同一 メーカー案 件が過半
運転維持費 平均値/中央値 (万円/kW/年) 【データ数】	陸上風力 (20kW以上)	陸上風力 (20kW未満)	中小水力 (200kW未満)	中小水力 (200kW- 1,000kW未満)	中小水力 (1,000kW- 30,000kW 未満)	地熱発電 (1.5kW以上)	地熱発電 (1.5万kW 未満)	木質バイ オマス発 電	廃棄物バイ オマス発 電	メタン発酵 バイオガス 発電
H25データ	-/- 【0件】	-/- 【0件】	-/- 【0件】	-/- 【0件】	-/- 【0件】	-/- 【0件】	-/- 【0件】	-/- 【0件】	-/- 【0件】	-/- 【0件】
H26データ(累 積ベース)	1.4/1.0 【64件】	-/- 【0件】	3.3/2.8 【16件】	2.9/2.1 【19件】	2.0/1.9 【10件】	-/- 【0件】	-/- 【0件】	5.7/5.7 【1件】	2.6/2.6 【2件】	13.2/13.2 【1件】
H24データ	0.6	-	7.5	6.9	0.95		4.8	2.7	2.2	18.4
備考(H26デー タについて)	運転維持費のデータは、天災や、大規模修繕実施のタイミングなど、その年の自然状況等により左右されることを鑑みると、制度開始後1年半の段階においては、もう少しばらつきを見極めることが適当									

- 中小水力は、電気設備（水車、発電機、変電設備等）のほか、土木設備（導水路、水圧鉄管等）といった設備から構成される。通常、電気設備については20年程度での改修・交換などのニーズがある一方、導水路等の土木設備は50～60年程度利用できる例も多く、構成する設備の中でライフサイクルに違いがある。
- このため、ライフサイクルが長い導水路等の土木設備をそのまま活用し、電気設備と一部の土木設備を更新することで、固定価格買取制度の適用を受け、その投資回収を図りたいと希望するケースが少なくない【設備認定ベースで40件程度】。
- こうした改修案件については、固定価格買取制度上、既設の土木設備を活用し電気設備などの一部を改修したりパワリング案件と整理することが可能だが、この場合、従来の定格出力と、新たな設備の定格出力の差分となる能力増強分しか買取対象とならず、投資回収のインセンティブとしては十分ではない。
- 他方で、導水路など多額の投資を要する土木設備を流用しておきながら、全ての設備を新設した場合と同じ価格が適用されるのは、国民負担の観点から問題があるのではないかと指摘がある。

【代表的な中小水力発電設備の構成】



【各設備の更新時期の一例】

	実態上の更新時期	法定耐用年数
電気設備（水車、発電機、変電設備等）	20年程度～	22年
土木設備（水圧鉄管） ※鉄製	30～60年程度	57年
土木設備（用水路等） ※コンクリート製	100年程度	57年

- 事業者ヒアリングによれば、中小水力のコスト構造は、電気設備（水車・発電機：ライフサイクル20年）が全体の4割、土木設備（ライフサイクル60年）が全体の6割を占める。また、土木設備は、発電以外の用途と共用となる場合も多い導水路等が全体の5割、発電用途である水圧鉄管等が全体の1割となっている。
- 中小水力の場合、実態のライフサイクルが60年超ある土木設備と、約20年間でライフサイクルを迎える電気設備との間には、構造的に投資時期が合致しないという特殊な性格を持つ。このため、まずは既設の土木設備を活用して、寿命の短い電気設備のみ新たに投資を行う場合の価格区分を新設することは合理的ではないか。
- この場合、調達期間を電気設備の寿命にも相当する20年間を維持し、価格については、土木設備相当の投資を差し引いたコストを基礎に算定することで、設備投資の実態にも合致した固定価格買取制度の運用が可能となるのではないか。ただし、電気設備に加えて、多少水圧鉄管等への変更投資を行うなど、利用する既存設備にも微妙に違いがありえることから、具体的な区分の定義については、更に検討が必要ではないか。

【設備更新のケース】

	考え方	全体のコスト構造に占める割合
電気設備のみの更新	ライフサイクルが土木設備の50年超に比して、電気設備は20年程度。ライフサイクルの短い電気設備のみ更新することにより発電の継続が可能。（なお、電気設備を更新しない場合は、「新規」の発電設備と見なすことは困難）	4割
電気設備、水圧鉄管の更新	水圧鉄管は用水路（コンクリート製）とライフサイクルが異なるため、電気設備と水圧鉄管のみの改修のニーズが存在。	5割
全更新（新設）	専ら発電の用に供し、発電設備と一体不可分な設備の大部分を更新	10割

【代表的な中小水力発電設備のコスト比】

(1) 電気設備	4割
・ 水車、発電機、変電設備等	4割
(2) 土木設備	6割
・ 用水路等	5割
・ 水圧鉄管等	1割

- メタン発酵バイオガス発電は、主に食品系バイオマス、家畜排せつ物、下水汚泥を原料として、微生物による嫌気性発酵によって有機物を分解し、その過程で発生するメタンなどを、ボイラ設備、発電設備に供給して発電する。固定価格買取制度の開始以降、発電用ではない別目的でメタン発酵槽を保有している設備に、発電機等、発電関連設備を新規に追加し、再生可能エネルギー発電を行うケースが見られる。
- メタン発酵槽については、既に食品廃棄物、家畜排せつ物、下水汚泥等廃棄物処理などの発電用途以外を目的（各種根拠法令が存在）として導入された実績が、全国で480カ所以上ある。今後、これらを利用し発酵槽自体の建設費用を省いた新たなバイオマス発電設備が出てくることも考えられるが、その場合、全て自前で投資したケースを基礎に算定された調達価格（39円/kWh）を適用することが国民負担上から適当か、考え方の整理が必要か。

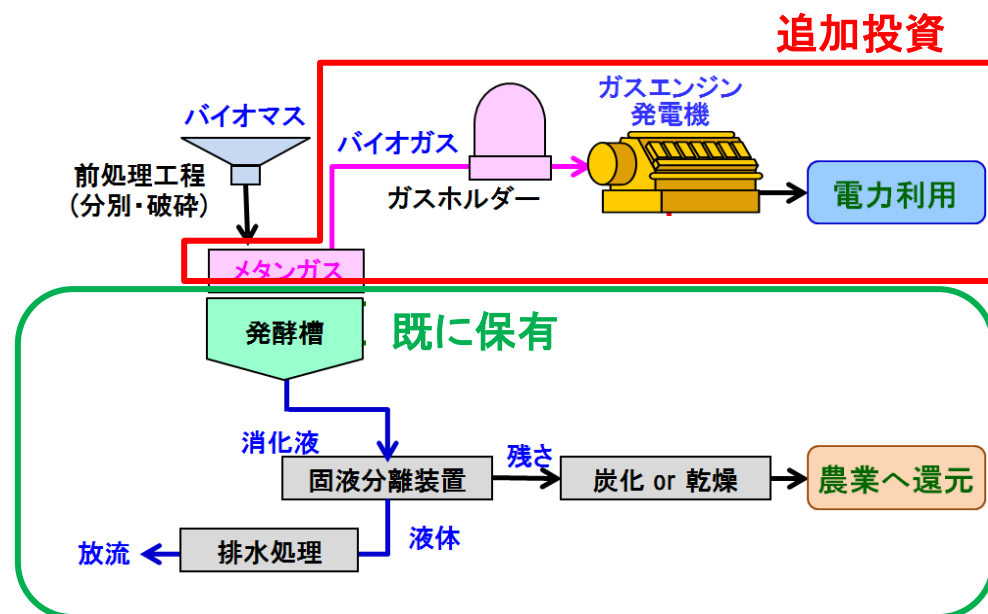
【日本におけるメタン発酵施設の設置状況】

食品廃棄物	110カ所
家畜排せつ物	70カ所
下水汚泥処理	300カ所
合計	480カ所

【各種根拠法令】

- 食品廃棄物
平成12年 循環型社会形成推進基本法
食品リサイクル法の制定による食品循環型資源の再利用
- 家畜排せつ物
平成11年 家畜排せつ物法
家畜排せつ物の管理の適正化の法律による管理基準追加
- 下水汚泥
平成8年 下水道法
発生汚泥の減量化の努力義務規定を追加

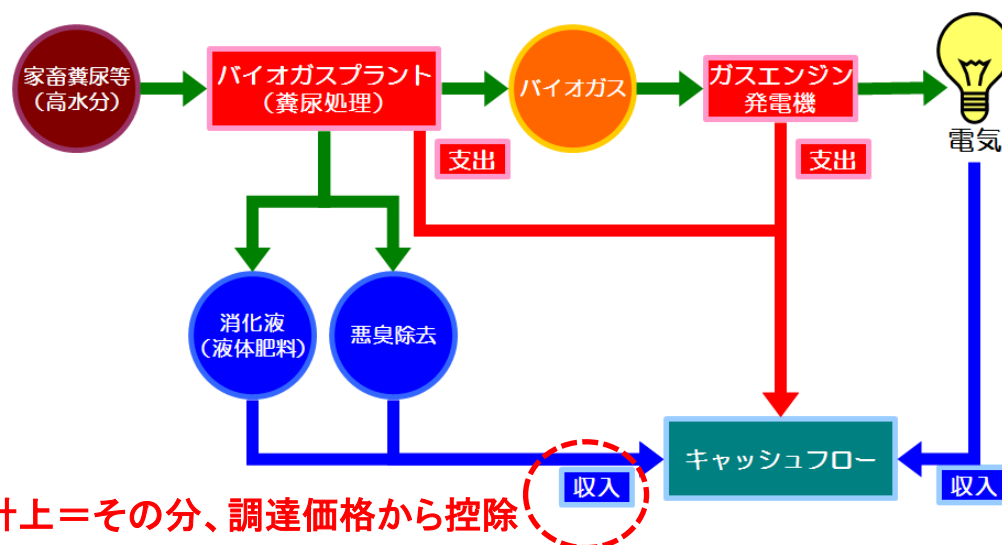
【発電関連設備を追加し、発電を行うケースの一例】



- 既存のメタン発酵槽は、消化液精製や悪臭除去などが目的であり、発電の用には供していなかったものである。また、その投資は、必要な回収手段が見いだせるからこそ既に投資判断が行われたものであり、この段階で、既設のメタン発酵槽への投資自体に対して、追加的に固定価格買取制度による投資回収を保障する必要はない。
- 他方、既設のメタン発酵槽を利用して必要な発電設備を追加すること自体は、買取制度による投資促進対象と考えてもおかしくなく、既に調達価格の算定根拠の中でも、消化液精製や悪臭除去による便益分については調達価格に反映する（便益分を控除した上で、調達価格を算定している）考え方を採用しているため、既存の発酵槽を利用した発電設備全体を買取制度の対象自体から除外する必要はない。
- メタン発酵槽の設置コストが、発電設備全体の中でも約3割を占めることを考えると、メタン発酵槽への投資分のみ積算すべきコストから除外した、既設メタン発酵槽利用型バイオガス発電区分を設けることは一案ではないか。ただし、現状、本ケースの運転開始実績が3件しかなく、中小水力における土木設備と電気設備のような設備寿命のライフサイクルの構造的な違いにも乏しいことから、当面新規案件と同様の扱いをしつつ、更にコストデータの集積を待ってから別区分化し、具体的な価格水準を判断するのも一案か。

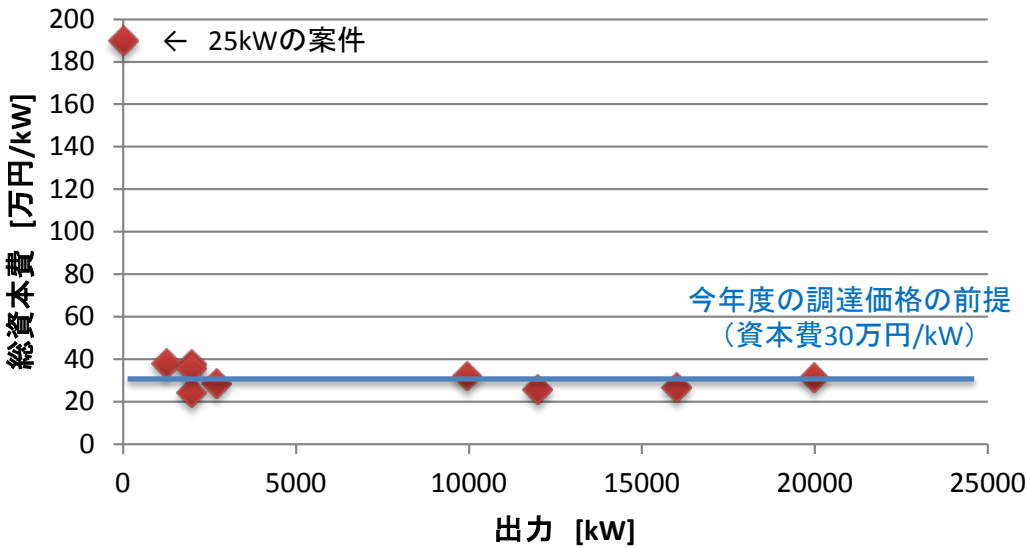
【第4回委員会資料（バイオガス事業推進協議会）】

（平成24年4月）



- 小形風力とほぼ同等の1件を除いた9件のデータは、出力規模がそれぞれ異なっているが、概ね今年度の調達価格の前提（30万円/kW）に近い水準となっている。
- 案件を精査すると、
 - (1) 平地の設置が5件、山地・丘陵地の設置が3件、洋上（陸側から施工）が1件と、その設置場所も多様である
 - (2) 系統接続距離の相違を反映し、資本費に占める接続費用の割合も0.1%～13.4%と幅がある
 - (3) 事業主体も大手発電事業者系から地元企業系に至るまで多様であるなど、案件の内容には多様性が確認される。このため、30万円/kWという平成25年度の調達価格の想定は、設置場所から設置形態・事業主体に至るまで、幅広い多様な案件の開発が可能な水準であると言えるのではないかと。

【陸上風力（20kW以上）の出力と資本費の関係】

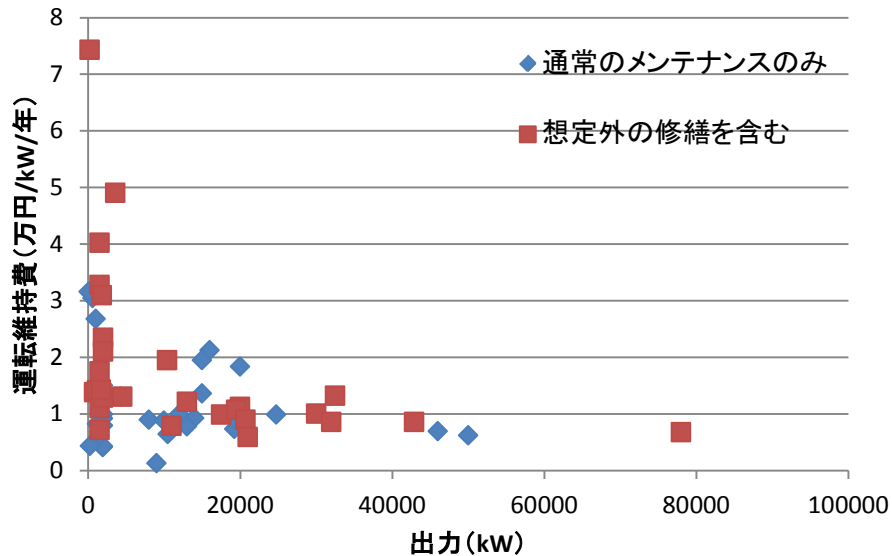


【案件別の特徴】

立地場所	平地:5件 山地・丘陵地:3件 洋上(陸側から施工):1件
風車メーカー	国産A社製:4件 国産B社製:1件 海外C社製:4件
事業主体	大手発電事業者系:3件 電力会社系:1件 地元企業系2社、メーカー系:1社 等
資本費に占める接続費用の割合	0.1%～13.4%

- 今回収集した運転維持費のコストデータは64件。その平均値は1.4万円/kW/年、中央値は1.0万円/kW/年であり、今年度の調達価格の前提（0.6万円/kW/年）を上回った。このうち、天災（台風・落雷等）の影響が確認されたものや、大規模修繕（オーバーホール）等の実施が確認された設備は64件中28件あり、その平均値が1.8万円/kW/年、中央値は1.3万円/kW/年。一方、通常のメンテナンスが確認された設備は64件中36件であり、その平均値が1.1万円/kW/年、中央値は0.9万円/kW/年となっている。
- このように、今回収集したデータでは、天災や大規模修繕が確認されたケースが、通常のケースと比較して運転維持費が高くなること、約半数前後の案件が、実際に天災や大規模修繕の実施を行った案件であることが確認できた。運転維持費の水準は、天災や、大規模修繕のタイミングなど、その年の自然状況等により左右されることを鑑みると、もうしばらく状況を見極めるべく、据え置くことが適当か。

【陸上風力(20kW以上)の出力と運転維持費の関係】
(天災・大規模修繕の有無による整理)

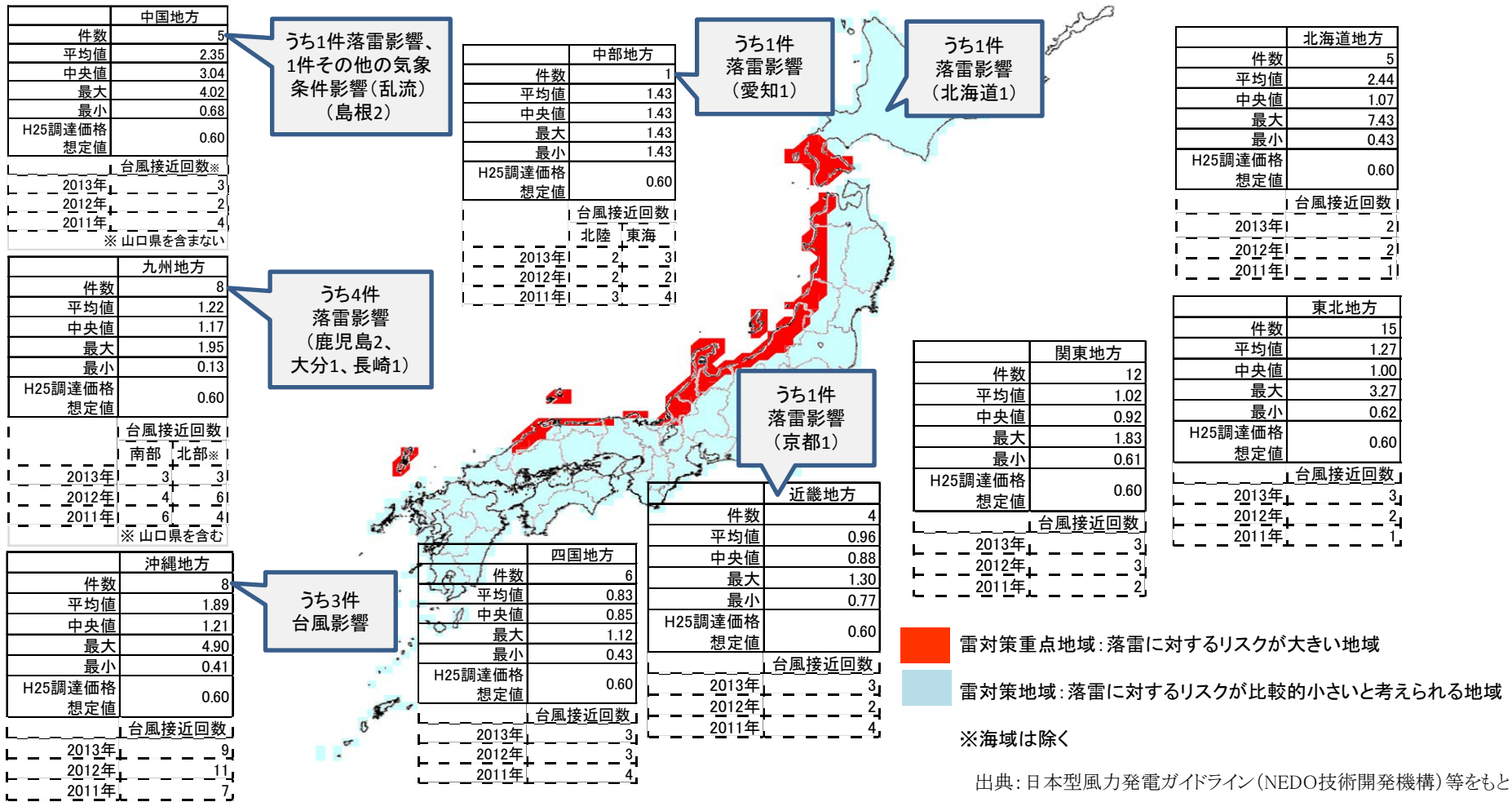


【陸上風力(20kW以上)の運転維持費】
(天災・大規模修繕の有無による整理)

	万円/kW/年	
	kW	運転維持費 総合計
	通常メンテナンスのみ	想定外の修繕を含む
個数	36	28
平均値	1.09	1.82
中央値	0.89	1.29
最大	3.15	7.43
最小	0.13	0.59
H25調達 価格想定値	0.6	

陸上風力（20kW以上）の運転維持費の地域別の水準について

- 地域別の平均値を見ると、落雷リスクの高い日本海側、台風の影響を受けやすい沖縄地域が他と比べて相対的に高い傾向がある。しかし、それ以上に各地域の中でも運転維持費の一定の開きがあり、また各地域のサンプルも一桁台の地域も少なくないことから、全体の傾向をつかむには、更なるデータの集積が必要と考えられる。



- 洋上風力は、専門家の見解や、事業検討段階の企業へのヒアリングによると、事前調査段階から建替えや撤去段階に至る各段階に、課題（リスク）が存在する点が確認された。

研究会で取りまとめられた 洋上風力発電の諸課題

事前調査段階

- ✓ 洋上の占有に係る利害関係者（漁業や航行関係者等）との調整
- ✓ 各種手続き（環境アセスメント等）

設計段階から設置段階

- ✓ 大型洋上風車や基礎の製作・施工における港湾インフラや船舶、重機の利用限界

設置段階

- ✓ 完工保証、遅延リスク

設置段階から運転保守段階

- ✓ 保険、金融

運転保守段階

- ✓ ウェイク影響、保守点検（メンテナンス船の確保等）

建替えや撤去段階

【具体的な洋上風力のリスク】

- 設置場所等に応じて、①関係者の理解が既に得られているケース、②関係者と協議が必要なケース、③補償が必要となるケース、④関係者が多く、調整がつかないケース等が想定される。
- 現状では、設置船の数が限られているため、欧州から作業船を曳航する、または新たに所有者になるなど、設置船を新たに調達することが必要。
- 一般的に我が国の港湾は、洋上風車の製作・施工を行うための地耐力が十分ではないため、港湾の整備が必要となるケースが想定される。
- 我が国では、洋上風力を手がけた実績のある事業者が限られているため、完工保証の問題で工事発注に至らないケースや、気象海象条件により完成が遅延するリスクがある。
- 設置や運転保守の段階の各種リスクに応じて、財物保険、利益保険、賠償責任保険等が存在し、付保条件や保険会社によって、金額が大きく増減する。
- 大規模洋上ウインドファームでは、風上風車のウェイク（後流）の影響による風下風車の発電量の低下を見越した、高度なオペレーションが求められる。
- 現状では、メンテナンス船の数が限られているため、欧州から作業船を曳航する、または新たに所有者になるなど、メンテナンス船を新たに調達することが必要。
- 撤去の際に、完全に基礎構造から撤去するのか、基礎部分は残すのかにより、撤去費の金額が増減する。

- 洋上風力に向けた海外との条件の違いについて、特に洋上風力の普及が進む欧州と比べると、以下のような特徴を指摘することができる。
- 洋上風力が進んでいる欧州では、地形的に我が国に比して遠浅の海が広がっており、洋上風力の設置可能面積が広い（我が国との比較：英国約7.6倍、デンマーク約4.8倍、フランス3.6倍等）。

➢ また、我が国よりも風況が良いため、設備利用率が40%に達するケースもあり、大型化した風車を沖合に展開する事例が見られる（我が国の設備利用率：陸上風力20%、洋上風力30%程度）。

➢ 加えて、欧州では、伝統的な海洋資源産業を背景とした港湾や船舶等のインフラが整備されている。英国においては、政府系機関が土地を管理しているため、発電事業者は利害関係者との調整が比較的容易であるなど、事業環境が整備されている。

【海外との条件の違い】

	欧州	日本
海況	遠浅の海が広がる	沖合に進むと急に水深が深くなる
設置可能面積※ （（）内は、日本との比較）	英国:53,838km ² (約7.6倍) デンマーク:34,335km ² (約4.8倍) フランス:25,868km ² (約3.6倍) ドイツ:14,955km ² (約2.1倍) アイルランド:10,705km ² (約1.5倍) オランダ:8,715km ² (約1.2倍)	7,121km ²
風況(平均風速)	8～10m/秒	7～8m程度/秒
設備利用率	30.3%～42%	30%程度以上
港湾や船舶等のインフラ	伝統的な海洋資源産業を背景に、整備済み	現時点では整備が不十分
海域調整	英国の場合、政府系機関が土地を管理し、洋上風力発電事業者向けに入札を行っているため、特段の調整が不要	洋上の占有に係る利害関係者(漁業や航行関係者等)との調整が必要

※欧州の利用可能面積の典拠:Matthies et al.(1995):Study of offshore wind energy in th EC(JOULE1)

※年平均風速:7m/s以上(海面上60m高)/水深帯:0-30m

※日本の値は、社会条件等の規制海域を考慮していない。欧州の値は、自然公園、航路帯等の一定条件を付与(NEDO調べ)

(欧州の港湾例)



(デンマーク:Esbjerg)

- 北海エリアの洋上風力開発の拠点
- 洋上風力発電所の設置・運用・保守を行う企業が集結



(ドイツ:Bremerhaven)

- 重いナセルを大量に保管する広大な土地と耐荷重性を有した、ドイツ北海洋上風力の拠点港湾
- 洋上風車を工場から直ちに出荷可能

■ 洋上風力の価格に関するオプション2と3については、以下のような違いを指摘することができる

- オプション②：比較的安価な基礎構造で、期待できる設備利用率も適度に高く（30%程度）、投資回収を相対的により確実に実現するケース。
- オプション③：比較的高価だが沖合等や大型風車にも強く設置海域の可能性が広がり、より高い設備利用率も期待できるものの（35～40%程度）、その実現の確実性は、相対的に落ちるケース

オプション②

比較的條件が良い海域において、国内外で商用化実績を有する相対的に安価な基礎構造を想定するケース

風車※：2MW

立地※

平均離岸距離：2～5.5km（欧州のサイトでも10km未満）

平均水深：13～26m（概ね10m台）

基礎構造：モノパイル式

- ・適用地盤は、砂質
- ・国内外で商用化されており、相対的に安価

モノパイル式
水深0～30m



資本費54～59万円/kW※

運転維持費1.5万円/kW/年～3.0万円/kW/年※

オプション③

沖合で大型風車を設置する際に採用が見込まれる、相対的に高価な基礎構造を想定するケース

風車※：3～7MW

立地※

平均離岸距離：～10km（欧州では43kmのサイト有り）

平均水深：～20m（欧州では29mのサイト有り）

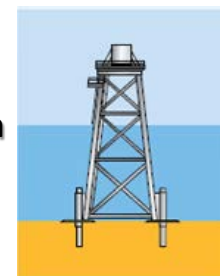
基礎構造：重力式、ジャケット式

- ・適用地盤は、岩質、砂質
- ・大型風車や、沖合の大水深に対応できるが、相対的に高価

重力式
水深0～40m



ジャケット式
水深0～50m



資本費75、79万円/kW※

運転維持費2.1、2.3万円/kW/年※

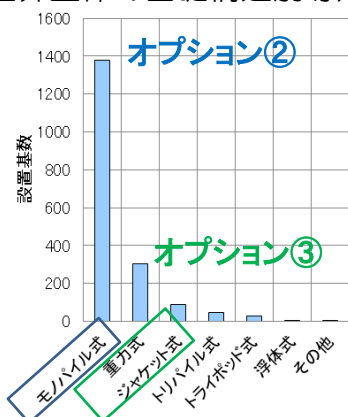
※ヒアリング・実現可能性調査の値

- オプション②は、既に多数の商用化実績のある安価な基礎構造（モノパイル + 2MW級の風車で採用）を想定。対応水深は浅いため（水深30mまで）、離岸距離が近い海域での開発に向いており、初期段階の普及の主役となることが見込まれる。
- オプション③は、比較的深い水深に対応し（水深50mまで）、また大型風車の搭載（重力式又はジャケット式 + 5～7MW級の風車で採用）にも対応可能。資本費は割高となる一方、好風況に加えて大型風車による発電量の増加が見込めるが、初期段階から普及の主役となるかどうかは不明。
- 我が国におけるポテンシャル（物理的・社会的制約条件は考慮していない）は、オプション②では陸上風力の導入量の約38倍、オプション③では約74倍を見込めるとの試算がある。

【主な違い】

【我が国における洋上風力のポテンシャル】

（世界全体の基礎構造別導入実績）



オプション②

- 既に多数の商用化実績があり、初期段階から導入が見込まれる

オプション③

- 好風況であり、発電量が増える冲合で、導入が見込まれる

2MW級

3～7MW級

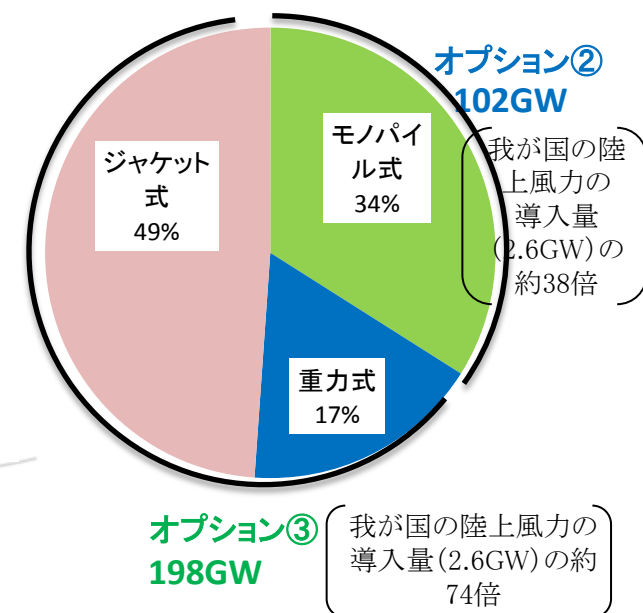
離岸距離
Distance to shore

オプション②
水深30mまで

オプション③
水深50mまで

海底地形

陸上 洋上



■ 洋上風力の調達価格算定にあたっては、以下のように考えることができるのではないかな。

- 現状想定されるコストは、オプション②の方がオプション③より安価である。ただし、オプション③の場合でも、設備利用率が、欧州並みに40%まで引き上げられるのであれば、結果的に、kWh当たりの発電コストはオプション②より安価になる可能性がある。
- 現状では、両オプションともに商用ベースでのコストデータが収集されていないことから、まずは確度の高いオプション②を採用することとしてはどうか。その場合でも、技術開発等により高い設備利用率が実現できれば、オプション③のアプローチも結果として許容していることとなる。

※なお、オプション②も③も、洋上風力開発の習熟度が増すにつれて、低減が期待できるコスト要素が多数残されているため、将来的には、その動向を良く注視していく必要がある。

【低減が期待できるコスト要素】

- 風車の組み立てにも活用できる地耐力の高い港湾拠点インフラの整備
- 設置船・メンテナンス船などの設置管理に必要な船舶／設備等の整備などの施工環境の整備
- 我が国の海底地層等に適した風車・工法の効率的選択や漁業との共生を図りやすい新たなノウハウの獲得といったような技術・ノウハウの進展
- 導入実績の増加に伴う金融コストの低減

（欧州では、港湾や専用船等が整備されており、重量・大型構造物の量産、効率的な運搬・施工が可能（現状の日本では、量産や効率的な施工の面で、欧州と比較し劣る）



基礎の量産・効率的な運搬を行う



専用船や大型台船1隻で施工（現状、日本は2隻で施工）

【両オプションと陸上風力の比較】

	オプション②	オプション③	陸上風力
資本費(万円/kW)	54～59※1	75、79※1	30
運転維持費(万円/kW/年)	1.5～3.0※1	2.1、2.3※1	0.6
設備利用率	30%程度以上※2	35%程度以上※2、3	20%
適正な利潤水準(IRR)※4	どの水準が適当か	どの水準が適当か	8%
調達期間	20年※5	20年※5	20年

※1 ヒアリング・実現可能性調査の値。

※2 洋上風力発電事業を行うにあたっては、事前調査から撤去段階まで、陸上風力とは異なるリスクが存在するが、設備利用率30%以上を目指すべきことは、専門家間で合意された。

※3 ②より好風況な沖合であるため、②より高い値となることが見込まれる。

※4 我が国の固定価格買取制度では、非住宅用太陽光6%、陸上風力8%、地熱13%と設定。

※5 陸上風力と同様、実態上の設計寿命が20年あり、また風車の操業期間として事業者も20年以上を見込んでいる。さらにIECの規格上も耐用年数は20年とされている。

■ オプション②において想定すべき「適正な利潤水準」（IRR（税引前））については、

- (1) 洋上風力の導入が進む欧州では、陸上風力と比した追加利子率・想定融資利率の差が0.5～1.5%であること。
 - (2) 洋上風力の導入実績が僅少な我が国の場合、欧州よりは相対的に高いリスクが見込まれること、
 - (3) 欧州の洋上風力に対する追加利子率は、陸上風力（250bps（2.5%））と地熱（350bps（3.5%））の中間の水準であること、
- から、陸上風力の8%よりも高く地熱の13%よりも低い、10%程度を採用するのが一案か。

【電源毎のリスクの相違】

- Bloomberg New Energy Financeの、基準金利（銀行間で変動金利と固定金利を交換する際の金利）に、どの程度の追加利子率を標準的に上乗せしているか（“Term Loan Spread”）について調査したデータ（2013Q4）では、洋上風力は陸上風力よりも**50bps（0.5%）**高い。

陸上風力
洋上風力
地熱

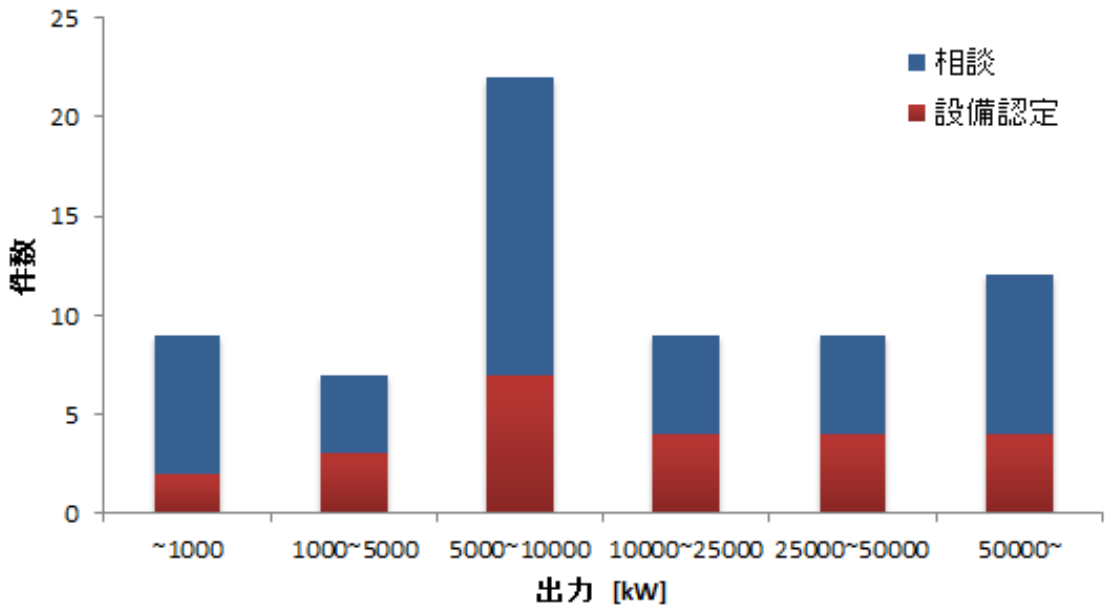
Technology	Debt ratio (%)	Term loan spread (bps)	Term loan tenor (years)
PC - c - Si Tracking	70	290	10
PV - c - Si	70	290	10
PV - thin film	70	290	10
STEG - LFR	80	500	8
STEG - Parabolic Trough	80	1000	10
STEG - Tower & Heliostat	80	1000	10
Wind - Onshore	70	250	10
Wind - Offshore	60	300	15
Geothermal - Binary Plant	50	350	15
Geothermal - Flash Plant	50	350	15
Biomass - Gasification	75	320	10
Biomass - Anaerobic Digestion	70	320	10
Biomass - Incineration	70	320	10
Landfill Gas	70	320	10
Municipal Solid Waste	70	320	10
Marine - Wave	0	500	15
Marine - Tidal	0	500	15
Small Hydro	70	363	13
Large Hydro	70	363	13
Natural Gas CCGT	75	250	15
Nuclear	0	-	-
Coal Fired	70	550	15

（出典：Bloomberg New Energy Finance）

- ドイツの固定価格買取制度においても、洋上風力に対し想定する融資利率を、陸上風力の5.5%よりも高い7.0%を想定（**1.5%高い**）。

- 木質バイオマス発電（未利用木材、一般木材、リサイクル木材）について、現在、設備認定ベースで27件、相談も含めれば70件程度の案件が事業化に向けて検討が進められている。
- 出力規模別の分布では、調達価格算定の際に、企業からのヒアリングを行った中規模の設備（5,000-10,000kW）の案件に、分布が集中。10,000kW以上の大規模な設備も多いが、5,000kW未満の小規模な設備も案件が確認される状況。
- 一つの設備で複数の木質バイオマス燃料を用いるケースが大半であるが、主要な燃料別でみると、設備認定された27件のうち、間伐材等の未利用木材が12件、製材端材等の一般木材が12件、リサイクル木材である建設廃材が3件となっている。

【木質バイオマス発電の出力規模別分布】



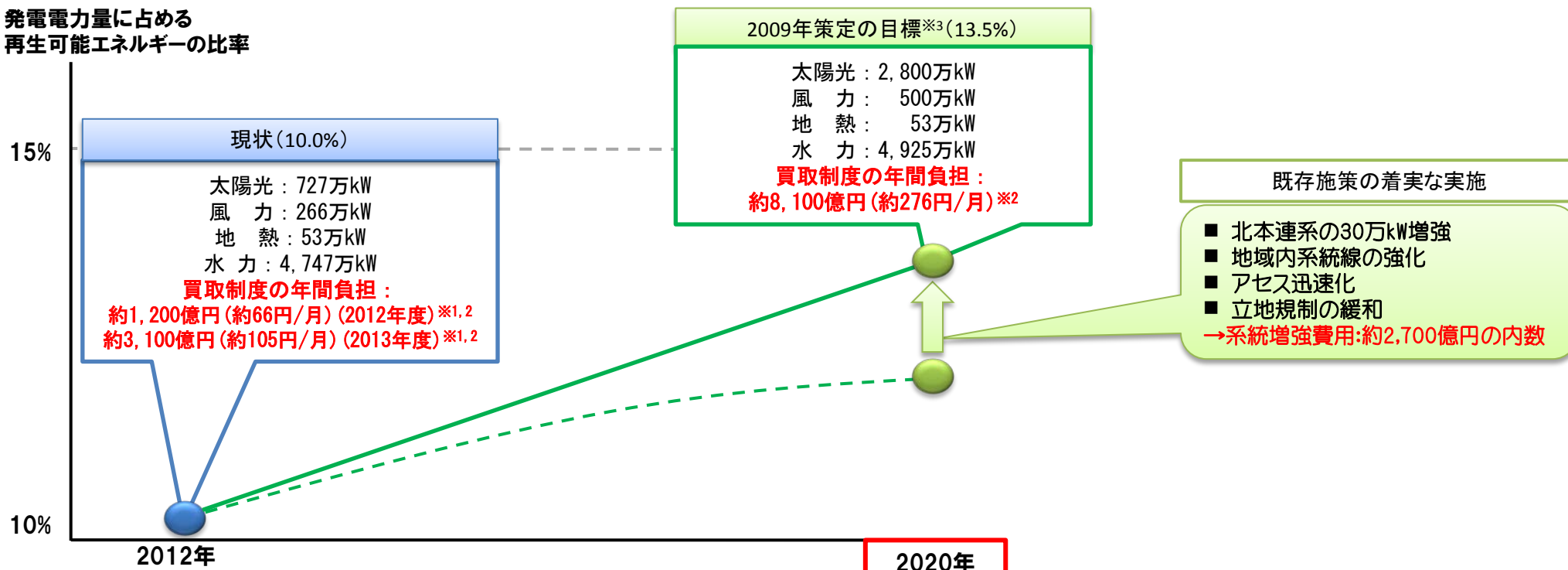
- 木質バイオマスガス化発電は、メタン発酵ガス化とは異なり、木質バイオマスから高温下（650℃～1,100℃）で、水蒸気・酸素等のガス化剤を利用してガスを発生させ、発電や熱利用を行う技術。技術的には実証段階にあり、一部実用化も始まっている状況。
- 現行制度下では、直接燃焼した場合の調達価格を適用している。直接燃焼に比べて規模によっては発電効率が高くなる点、メンテナンスが行いやすい点などから、現行制度下でも採算性が取れると判断し、事業化を進めている案件が存在する（認定実績1件、相談も含めれば5件）。
- 今のところ、ガス化発電についてはコストデータがきちんと把握できていないことから、まずは材料種別の今の区分をそのまま適用することとし、データの集積を待ってから判断することが適切ではないか。

【木質バイオマスガス化発電と、他のバイオマス発電との比較】

	直接燃焼	メタン発酵バイオガス発電	木質バイオマスガス化発電
原理 【技術レベル】※	バイオマス資源を直接燃焼し、熱（温水、蒸気など）に変換して発電【実用化】	家畜糞尿や下水汚泥をメタン発酵し発生したガスを燃焼し発電【実用化】	原料となる木質系バイオマスなどを前処理した後、ガス化炉に投入し、得られたガスを利用し発電や熱供給を行う【実証】
原料	木質系バイオマス、廃棄物等	家畜糞尿、下水汚泥	木質系バイオマス等
発電能力	数百～数万kW	数十～数千kW	数十～数千kW
実績	多数	家畜糞尿を活用したケースが多く見られる	少数
固定価格買取制度における位置づけ	未利用木材：32円/kWh 一般木材：24円/kWh リサイクル木材：13円/kWh 廃棄物：17円/kWh	39円/kWh	原料に応じ、直接燃焼の調達価格を適用（例：未利用木材を利用した場合は、32円/kWh）

- 本推計は、2020年時点の目標としては最新となる、日本政府が2009年に策定した目標値を活用して、その場合の導入量と負担の関係について、単純な仮定を置き、機械的に計算を行ったものである。
- 本目標（発電電力量に占める再生可能エネルギー比率が13.5%）を達成するためには、①太陽光の現状の一定の導入ペースを維持し、②風力を中心に着手しつつある施策（北海道及び東北一部の「特定風力集中整備地区」における地域内系統線の強化、環境アセスの迅速化及び立地規制の緩和）が順調に進むことが必要。
- その場合、買取制度による賦課金の負担が2020年断面で約8,100億円／年、系統整備の合計費用が最大で約2,700億円と推計される。各種推計の前提については、次ページを参照。

発電電力量に占める 再生可能エネルギーの比率



※1 2012年度は、制度が始まった2012年7月～2013年3月の9か月間の実績値。2013年度は、同年度の賦課金単価の算定時の見込み値。

※2 ()は、標準家庭における月当たりの負担に換算した数字。

※3 資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し(再計算)」

1. 買取制度による年間負担 ～ 当該単年に必要となる負担額

①調達価格は、下記のとおり仮定。（なお、実際の来年度以降の調達価格とは無関係）

ア）太陽光は、2012年度以前は42円/kWh、2013年度に住宅38円/kWh・非住宅37.8円/kWh、2014年度に34円/kWh、2015年度に30円/kWh、その後は30円/kWhで固定。

イ）他電源は2013年度の価格（風力23.1円/kWh、地熱27.3円/kWh、中小水力25.2円/kWh、バイオマス25.2円/kWh）で固定。

②発電量は、現在値から目標値まで直線的に増加すると仮定。

③回避可能費用単価は、2013年11月の単価（9.55円/kWh）で固定。

④余剰太陽光買取制度から固定価格買取制度への移行分は、2020年度以降に買取が終了すると仮定。

⑤RPS制度から固定価格買取制度への移行分は、順次買取期間が終了するが、このことは考慮していない。

⑥標準家庭における月当たりの負担額は、総販売電力量を2012年度の実績値（8,753億kWh）で固定し、世帯当たりの毎月の電力消費量は300kWhと仮定。

2. 系統整備費用 ～ 2020年までに必要となる累積額

最大で地域内送電線2,700億円程度の追加投資が必要。

※なお、現行エネルギー基本計画では、2030年の再生可能エネルギー比率の目標を21%と定めている（内訳：太陽光5,300万kW、風力1,000万kW、地熱165万kW、水力5,560万kW）。この目標に到達するためには、北本連系の追加増強を始めとする広域連系インフラの追加増強が必要であり、このためには、少なくとも、地域内送電線2,700億円程度の追加投資に加えて、北本連系の追加増強等9,000億円程度の投資が必要となる。

※ただし、地域内送電線及び地域間連系線の増強費用の全てを、高い精度で見積もることは困難。

※上記の他、蓄電地の導入や火力の調整運転といった系統安定化対策の強化等も必要となる可能性が高いが、現時点で、全ての必要な対策を網羅し、その具体的な金額を想定することは困難。

3. 太陽光発電市場の動向について（参考）

太陽光発電市場の動向①

- 住宅用（10kW未満）は、平成24年7月の固定価格買取制度開始以降、平成25年10月末時点で、183.9万kWが運転開始に至るなど、堅調に導入量が増加。
- 非住宅用（10kW以上）は、382.7万kWが運転開始。我が国の太陽光発電市場は、固定価格買取制度の開始前は、住宅用が中心であったが、メガソーラー（1000kW以上）や、遊休地を活用した中規模太陽光（10kW以上500kW未満）について、全国各地で計画・建設が進むなど、非住宅用の市場が大幅に拡大している。
- 固定価格買取制度の開始を機に、太陽電池の製造部門に加え、設置・施工から発電事業に至るまで、各段階で新たなビジネスチャンスが訪れ、関連市場が拡大している。また、政府、地方自治体、電力、太陽電池メーカー及び周辺産業、住宅業界、メガソーラー業界、金融機関など、太陽光発電に関与する企業やセクターが大きく広がっている。

【太陽光発電関連企業やセクターの一例】

地方自治体

- メガソーラー建設による売電事業（新潟県、群馬県、岡山県、広島県、鳥取県、前橋市、札幌市 等）
- 屋根貸事業（神奈川県、東京都、足利市 等）

EPC、発電事業への参入

- デベロッパー（日本アジアグループ(国際航業)、ユーラスエナジー、芝浦グループHD）
- ファンド系（オリックス、くにうみアセットマネジメント、ガイアパワー）
- 商社系（三井物産、丸紅、三菱商事、伊藤忠商事、豊田通商、双日、住金物産）
- NPO 系（北海道グリーンファンド、NPOグリーンシティ、アースライフネットワーク）
- コンビニエンス業界（イオン、ローソン、セブンイレブン、ミニストップ、サークルK サンクス、ファミリーマート）
- スーパー（イオン、神戸物産）
- 家電量販店（ヤマダ電機、イケアジャパン、Mr. Max）
- 鉄道業界（西日本鉄道、近畿日本鉄道、JR 九州、JR 東日本、JR 四国、三重交通、東京メトロ）
- 倉庫・運輸業界（三菱倉庫、日本通運）
- 協同組合・協会（日本生活協同組合連合会、全国庫業協同組合連合会、NHK、川口新郷工業団地協同組合）

製造業界

- パネル
 - ・新規（長州産業、トワダソーラー、ノーリツ 等）
 - ・増強（ソーラーフロンティア、パナソニック 等）
- パワーコンディショナー
 - ・新規（新電元、安川電機 等）
 - ・増強（T-MEIC、日立グループ 等）

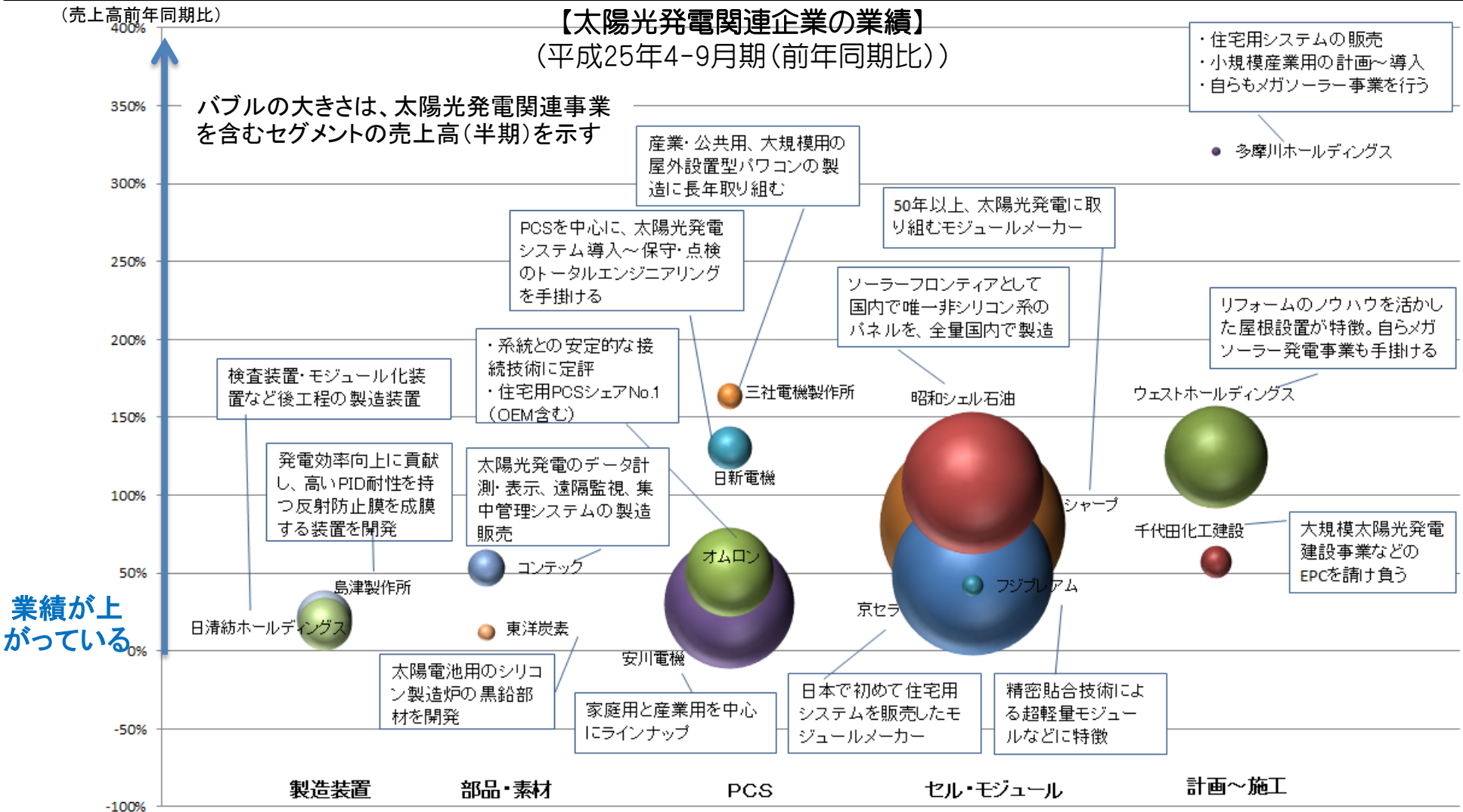
住宅業界

- HEMS、蓄電池等と組み合わせたスマートハウス販売
- マンションでの標準設置幕開け
- 屋根貸し事業の拡大（レオパレス等）

金融機関

- 大規模太陽光発電所の建設に対する積極的なプロジェクトファイナンス開始
 - ・三菱東京UFJ銀行、西日本シティ銀行など6社（大林組の熊本県内メガソーラー事業 融資総額63億円）
 - ・みずほコーポレート銀行、鹿児島銀行、京都銀行など（鹿児島七ツ島メガソーラー事業 融資総額234億円）
 - ・新生銀行（双日の北海道斜里郡メガソーラー事業 融資総額25億円）

■ 太陽光発電関連企業の業績を確認しても、製造装置から、部材、施工に至る各段階において、固定価格買取制度の開始以降、業績が上がっている企業が多く、発電事業者にとどまらず、関連産業まで広く、経済効果が波及していることが確認される。



※以下三社は、それぞれ比較可能な前年同期比データを活用
安川電機：平成25年3月21日～9月20日(前年同期比)/昭和シェル石油：平成25年1月～6月(前年同期比)/東洋炭素：平成25年6月～9月(前年同期比)
出典：各種公表資料より、資源エネルギー庁作成

太陽光発電市場の動向③（大規模太陽光発電所MAP）

■ 固定価格買取制度の開始前には数少なかった大規模太陽光発電所の計画・稼働が、全国各地で進んでいる。

■ 計画・建設中(53)



※20MW以上

■ 稼働中(15)



※10MW以上

()内は事業者数

九州

【福岡県】

54. 九州ソーラーファーム7みやま合同発電所(芝浦HD/ニューガイアエナジー) 21.8MW

55. エネ・シードひびき太陽光発電所(西部ガス/旭硝子) 20.5MW

【佐賀県】

56. 吉野ヶ里メガソーラー(NTTファシリティーズ) 12MW

【長崎県】

57. 佐世保市・宇久島(PVDP) 475MW

58. 長崎空港隣接地(チョープロ/ソーラーフロンティア) 29MW

59. 大村メガソーラー発電所(九州電力) 13.5MW

【熊本県】

60. 熊本荒尾ソーラーパーク(ソフトバンク/三井物産) 22.4MW

61. 矢城牧場跡地(大林組/松下組) 21.5MW

【大分県】

62. 大分ソーラーパワー(丸紅) 81.5MW

63. 国東半島メガソーラー(テスト・エンジニアリング) 50MW

64. グリーンエナジーファームイン大分(日産/日揮) 26.5MW

65. ハンファ・メガソーラー(ハンファQセルズジャパン) 20MW

66. 大分太陽光発電所(三井造船/三井不動産) 10MW

【鹿児島県】

67. 鹿児島七ツ島メガソーラー(京セラ/HII/みずほ/KDDI/九電工/鹿児島銀行/竹中工務店) 70MW

68. サンシャインエナジー湧水(積水ハウス) 25.8MW

北海道

【北海道】

1. 苫東安平ソーラーパーク(ソフトバンク/三井物産) 110MW

2. 八雲町内民有地(ソフトバンク) 100MW

3. 苫東の森太陽光発電所(シャープ/オリックス) 38MW

4. 白糠太陽光発電所(ユラスエナジー) 30MW

5. ノーザンファーム所有地(ソフトバンク) 30MW

6. 苫小牧太陽光発電(三井不動産) 23MW

7. 豊頃ソーラーパーク(ユラスエナジー) 22MW

8. 釧路鶴野メガソーラー発電所(スパークス) 21.7MW

9. 白糠第2太陽光発電所(ユラスエナジー) 21MW

10. 釧路音別メガソーラー太陽光(ソーラーパワー1) 20MW

11. エコパワーJP(日本紙パルプ商事) 20MW

12. 更別・十勝スピードウェイ(オリックス/MSF) 20MW

中部

【富山県】

34. 富山市高島太陽光発電所(米原商事) 16MW

【愛知県】

35. たはらソーラー(三菱商事/シーテック) 80.9MW

36. たはらソーラー・ウインド(三井化学/東芝/三井物産/東亜合成/三井造船) 50MW

【三重県】

37. 木曽岬干拓地(三重県/愛知県/丸紅) 48.7MW

近畿

【大阪府】

38. 堺太陽光発電所(関西電力) 10MW

39. 多奈川地区多目的公園(ユラスエナジー) 10MW

40. 大阪ひかりの森プロジェクト(住友商事ほか) 10MW

【兵庫県】

41. 韓国中部発電・川西(韓国中部発電/CEF) 58MW

42. 津名東太陽光発電所(ユラスエナジー) 39.3MW

43. 淡路貴船太陽光発電所(寄神建設ほか) 30MW

【奈良県】

44. 天理市有地(メガソーラー・ジャパン) 30MW

【和歌山県】

45. 東燃ゼネラル所有地(関西電力/東燃ゼネラル) 30MW

46. DREAM Solar 和歌山市加太(大和ハウスほか) 20MW

中国・四国

【鳥取県】

47. 鳥取米子ソーラーパーク(ソフトバンク/三井物産) 42.9MW

【岡山県】

48. 錦海塩田跡地(瀬戸内Kirei未来創り連合体) 230MW

49. 新見市スマートタウン(QOLP) 50MW

50. 久米南メガソーラー第2期(パシフィックエナジーほか) 32MW

【山口県】

51. 山陽小野田太陽光発電所(三井不動産) 13MW

【徳島県】

52. 日本製紙工場跡地(日本製紙ほか) 21MW

【愛媛県】

53. 日進製銅東予製造所の遊休地(住友商事ほか) 23MW

平成26年1月現在

(注) 計画・建設中の案件については、報道内容に基づく情報であるため、今後変更される可能性がある。

東北

【青森県】

13. 六ヶ所ソーラーパーク(ユラスエナジー) 115MW

14. 上北六ヶ所太陽光発電所(双日/未来創電上北) 71MW

15. 三沢基地・住民移転跡地(三沢市) 20MW

【岩手県】

16. 岩手洋野ゴルフクラブ跡地(ゲスタンプ) 20MW

【宮城県】

17. 亘理町メガソーラー事業(NTTグループ) 100MW

18. 仙台空港岩沼臨空・矢野目工業団地(日立/丸紅/日本設計) 26MW

19. 宮城県内ゴルフ場(ユラスエナジー) 20MW

【福島県】

20. 南相馬市メガソーラー(東芝/大成建設/双日) 100MW

21. GMG相馬(GMGエコエナジー) 30MW

22. 福島空港GOLF CLUB(サニーヘルス) 30MW

23. 白河太陽光発電所(日本ソーラー) 20.25MW

関東・甲信越

【茨城県】

24. 水戸ニュータウン・メガソーラーパーク(JRE/くにうみアセット) 40MW

25. 高萩市ゴルフ場跡地(アバンセ/JCサービス) 24MW

26. 袋田太陽光発電所(ゲスタンプ) 24MW

27. 水郷潮来ソーラー(リアルコム/ミツウロコ/リサイクルワン) 14MW

28. 鹿島工場西地区(カネカ) 12.7MW

【千葉県】

29. 富津ソーラー(ミツウロコ/リサイクルワン) 40MW

30. 大碓工業所有地(日揮) 31MW

31. 富津・砂利採取場跡地 北側(グリーンパワーインベストメント) 30MW

【神奈川県】

32. 扇島太陽光発電所(東京電力) 13MW

【山梨県】

33. 米倉山太陽光発電所(東京電力) 10MW