

前回のご指摘事項について

平成27年1月28日（水）

資源エネルギー庁
省エネルギー・新エネルギー部

- 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】

- 立法経緯の確認(3年間の利潤配慮期間)
- 利潤配慮期間終了後の扱い
- 接続保留問題への対応(出力制御についての考え方)

【太陽光】

- 認定年度の調達価格での規模別利益水準
- パネル対パワーコンディショナーの容量の分析
- 効率的に事業を行う者の費用水準

立法経緯の確認（3年間の利潤配慮期間）

- 調達価格は、法第3条第2項において、「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」及び「当該供給に係る再生可能エネルギー電気の見込量」を基礎とし、「我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況」、「特定供給者が受けるべき適正な利潤」、「この法律の施行前から再生可能エネルギーで発電設備を用いて再生可能エネルギー電気を供給する者の当該供給に係る費用」及び「その他の事情」を勘案して、定めることとされている。このうち、「適正な利潤」以降の3つの勘案事情は、議員修正で加えられたものである。
- また、議員修正で加えられた法附則第7条において、「集中的に再生可能エネルギー電気の利用の拡大を図るため、この法律の施行の日から起算して3年間の限り、調達価格を定めるに当たり、特定供給者が受けるべき利潤に特に配慮する」こととされている。利潤配慮期間が設けられた背景については、確認した限りでは、国会答弁等はされていない。なお、「3年間」とされた背景は、再生可能エネルギー特別措置法が、エネルギー基本計画の変更又は少なくとも3年毎に、法律の施行状況について検討を加え、必要な措置を講ずるとされたためであると想定される。

【電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（抄）】

（調達価格及び調達期間）

第3条

2 調達価格は、当該再生可能エネルギー発電設備による再生可能エネルギー電気の供給を調達期間にわたり安定的に行うことを可能とする価格として、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及び当該供給に係る再生可能エネルギー電気の見込量を基礎とし、我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況、第六条第一項の認定に係る発電（同条第四項の規定による変更の認定又は同条第五項の規定による変更の届出があったときは、その変更後のもの。同条第六項において同じ。）に係る再生可能エネルギー発電設備（以下「認定発電設備」という。）を用いて再生可能エネルギー電気を供給しようとする者（以下「特定供給者」という。）が受けるべき適正な利潤、この法律の施行前から再生可能エネルギー発電設備を用いて再生可能エネルギー電気を供給する者の当該供給に係る費用その他の事情を勘案して定めるものとする。

4 経済産業大臣は、調達価格等を定めるに当たっては、第十六条の賦課金の負担が電気の利用者に対して過重なものとならないよう配慮しなければならない。

（特定供給者が受けるべき利潤に対する特別の配慮）

附則第7条

経済産業大臣は、集中的に再生可能エネルギー電気の利用の拡大を図るため、この法律の施行の日から起算して三年間の限り、調達価格を定めるに当たり、特定供給者が受けるべき利潤に特に配慮するものとする。

（見直し）

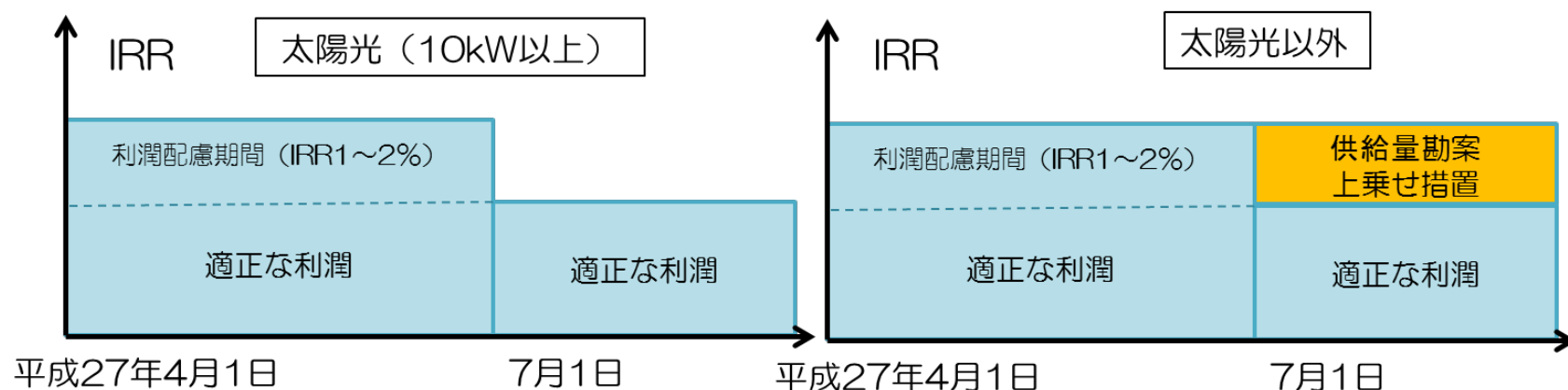
第10条

2 政府は、エネルギーの安定的かつ適切な供給の確保を図る観点から、前項の規定により必要な措置を講じた後、エネルギー基本計画が変更されるごと又は少なくとも三年ごとに、当該変更又は再生可能エネルギー電気の供給の量の状況及びその見通し、電気の供給に係る料金の額及びその見通し並びにその家計に与える影響、第十六条の賦課金の負担がその事業を行うに当たり電気を大量に使用する者その他の電気の利用者の経済活動等に与える影響、内外の社会経済情勢の変化等を踏まえ、この法律の施行の状況について検討を加え、その結果に基づいて必要な措置を講ずるものとする。

- 第3条第2項にいう「適正な利潤」とは、再生可能エネルギー発電設備に対する投資が喚起され、かつ、国民負担で支えられる制度であることから事業者にたやすく過剰な利潤が発生しないような水準での利潤をいうものと考えられる（同条第4項も参照）。利潤の具体化に当たっては、調達価格等算定委員会において、諸外国の事例も参考に、リスクが中程度の電源に対する標準的なIRRとして「税引前5～6%」がまず設定されており、これが、附則第7条がないと仮定した場合において第3条第2項において与えられるべき適正な利潤であると考えられる。附則第7条は「3年間の限り」と明記しており、法の適正な執行の観点から、本年7月以降は、同条において上乗せされた1～2%分については、廃止することとする。
- 他方、別途、調達価格の算定に当たっては、「我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況」を勘案することとされている。これは、調達価格が「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」及び「当該供給に係る再生可能エネルギー電気の見込量」を基礎としつつも、その時点における「我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況」からみて、その水準の価格とすることが妥当かを判断する必要があることから、勘案要素としているものである。
- この「供給量の状況」については、我が国の再生可能エネルギー電気の供給の量が少ないことはそもそも本法施行の前提であったし、また、このことを踏まえて附則第7条によって更に利潤に配慮することとされていたことから、これまでの調達価格の算定に当たっては、供給の量という事情を、調達価格に影響を与えるべき独自の事情としては明示的に織り込んでこなかった。しかし、制度開始後3年程度を経過し、また、附則第7条の期間が終期を迎えつつある中、なお、再生可能エネルギーの発電電力量に占める比率は2013年度で10.7%であり、再生可能エネルギー導入先進国の比率に比べても依然として低い状況にとどまっている。

- そこで、「供給の量の状況」を勘案した結果として、費用及び利潤の外側で、調達価格の算定に当たって、この事情を直接的に調達価格に織り込むこととしてはどうか（調達価格は公定価格であり、法の定めに従って、勘案事情を、費用及び利潤とは独立して考慮することができる）。ただし、供給の量の状況の勘案に当たっては、再生可能エネルギー全体とともに、再生可能エネルギー電源ごとの供給の量の状況についても、あわせて勘案することとする。太陽光以外の電源については供給の量が順調に伸びてきたとはいえないのに対し、太陽光については、これまで順調に伸びてきていること、既存の設備認定容量をみると10kW以上を中心に太陽光の認定が6,688万kW（平成26年11月末時点）にも達しており、今後も供給の量が大きく伸びることが確実であることから、これらの点を同時に勘案する。
- 以上により、太陽光以外の電源について、調達価格の判断において、費用及び利潤とともに、いわば「供給量勘案上乗せ措置」を導入することとしてはどうか。「供給量勘案上乗せ措置」の大きさについては、調達価格の安定性、事業者の予見可能性に配慮し、これまで上乗せされてきたIRR1～2%分に相当する分とすることとしてはどうか。

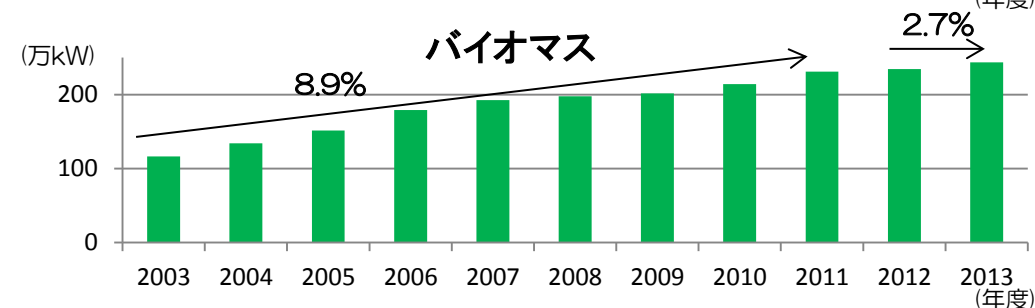
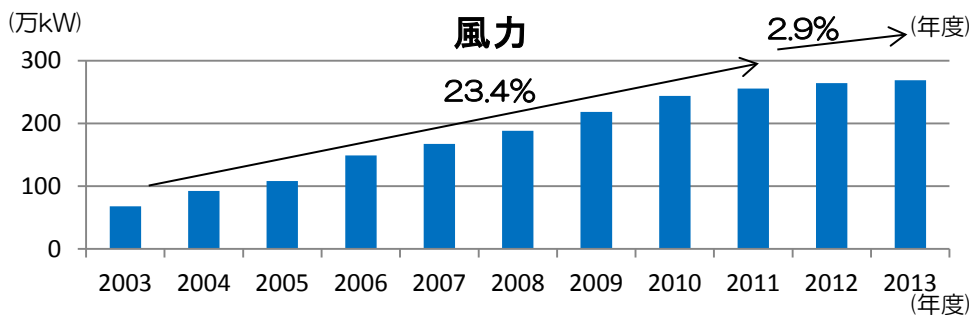
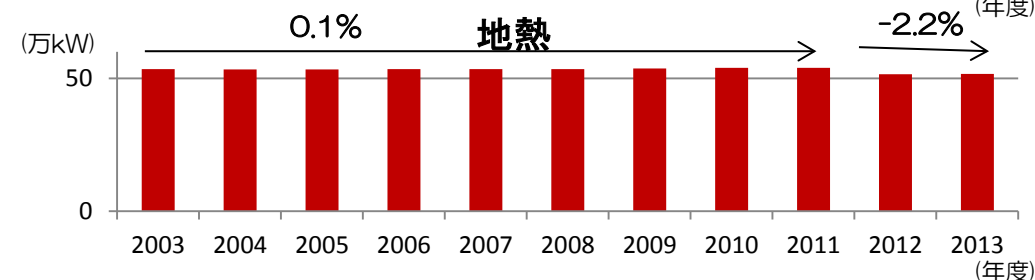
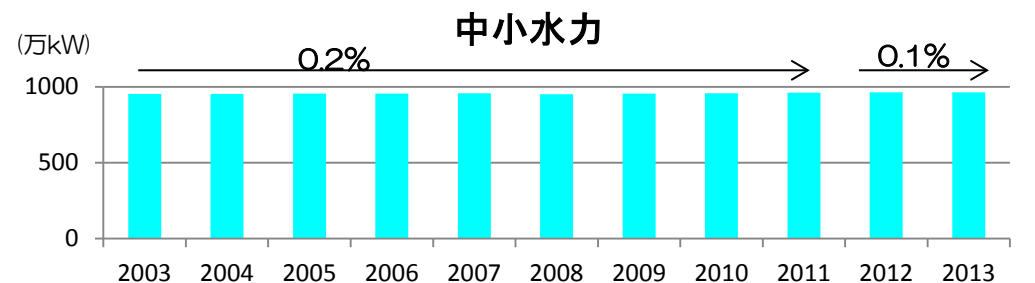
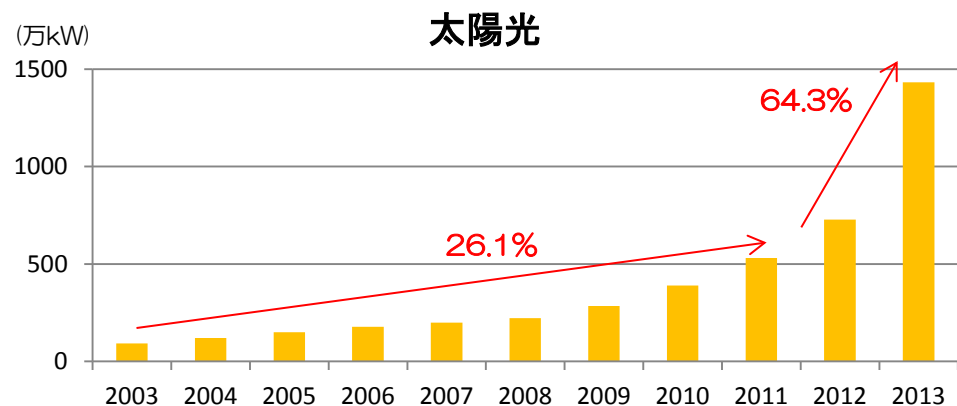
【供給量勘案上乗せ措置】



（※）なお、10kW未満の太陽光発電については、平成25年度調達価格等に関する意見において、「大宗が住宅用であり、IRRを保証するという考え方はなじまない」等の考え方が、余剰電力買取制度から踏襲されており、調達価格の算定に当たって、IRRとして一般的なソーラーローンの金利である3.2%を採用してきているため、利潤配慮期間終了後も、同水準のIRRを維持することとなる。

(参考) 導入量の推移

固定価格買取制度の開始前（～2011年度）と開始後（2012年度～）の比較



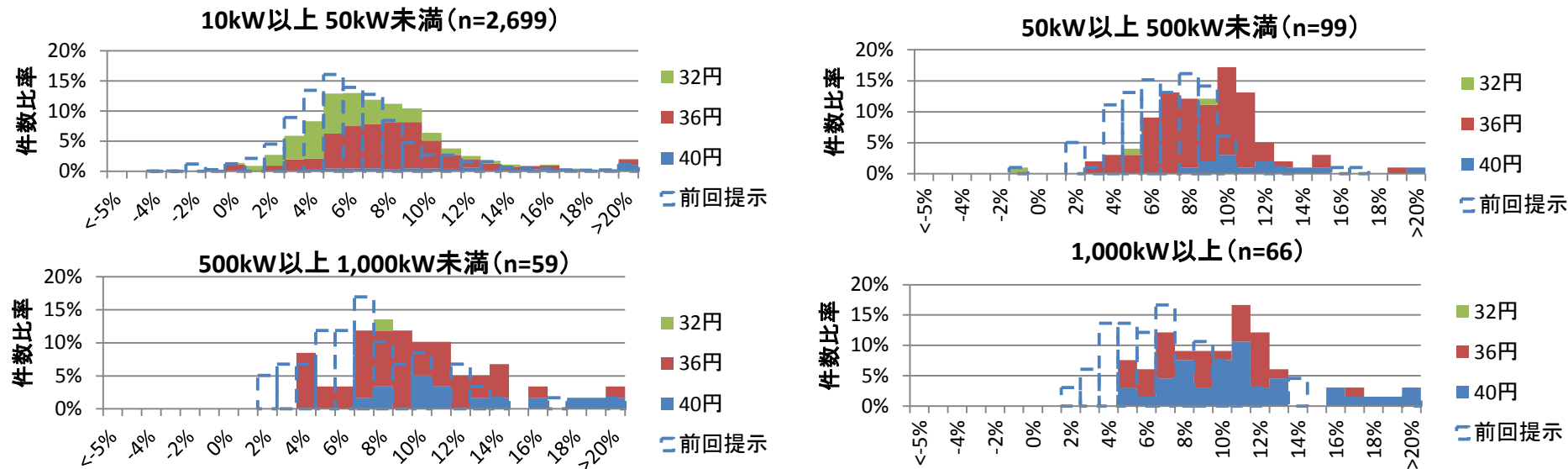
(出典) JPEA『出荷統計』、NEDO『風力発電設備実績統計』、資源エネルギー庁『包蔵水力調査』、『地熱発電の現状と動向』、RPS制度・固定価格買取制度認定実績等より資源エネルギー庁作成

- 今般の接続保留問題を機に、再生可能エネルギーの接続可能量を増加させるために、出力制御について新たなルールを導入することとした。（下表参照）
- このうち、無補償の出力制御期間の日数制から時間制への移行については、1時間の抑制で済むところを1日抑制されることとならざるを得なかった従来のルールから、より時間を限定した抑制が可能となったこともあり、必ずしもいずれかの制度の方が有利とはいえないのではないかと。
- また、指定電気事業者への指定については、現在指定電気事業制度の下にある太陽光発電について、指定電気事業者の管内以外の系統制約の少ない地域への立地を誘導するという政策的な観点を踏まえると、特別な措置をとることまでは不要であると考えられるのではないかと。
- なお、これまで実際に出力制御が生じた事例はなく、接続枠を確保してから設備の運転開始まで一定の時間を要すること等を踏まえると、当面は全国的に大規模な出力制御が生じるとは想定しにくい。
- したがって、現時点で調達期間を通じての出力制御を受ける時間を予測するのは難しく、実際に出力制御がかからなかった場合、調達価格に出力制御期間を盛り込むと、過剰な事業者利益を発生させてしまうおそれがあることを考慮する必要がある。
- 他方、出力制御を行うために必要な機器等（遠隔出力制御システム等）については、義務付けの対象の事業者については、原則として費用が発生するものであり、既存の設備と比較して追加的な費用負担となるものと考えられることから、「通常要すると認められる費用」として、調達価格に盛り込むことが考えられる。

主な変更事項	従来のルール	新たなルール
無補償の出力制御期間の上限	30日（日数制）	360時間（太陽光）（時間制） 720時間（風力）
指定電気事業者への指定	北海道電力（太陽光）	北海道電力、東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力（太陽光）
出力制御の範囲	太陽光・風力（500kW未満を除く）	太陽光（全規模：中3社は50kW未満を除く） 風力（20kW未満を除く）
出力制御を行うために必要な機器等（遠隔出力制御システム等）	義務付けなし	太陽光（中3社は50kW未満を除く） 風力（20kW未満を除く）は義務付け

- 中規模（10-500kW未満）太陽光について、十分な利益水準が確保されているかを確認するため、案件毎に実際にかかった資本費と、適用された調達価格（40、36、32円/kWh（税抜））を用い、年間の設備利用率・運転維持費については、運転開始直後で年間の実績データが得られないため、昨年度の設備利用率の実績（14％）と、各区分の運転維持費の中央値を採用し、各案件のIRR（税引前）を確認した。
- その結果、現状の調達区分（10kW以上）で想定しているIRR水準6％を下回っている件数比率は、10-50kW未満の区分で33％、50-500kW未満の区分で10％であった。
- 規模の大きい案件については、開発に期間を要することから、平成24年度、平成25年度の調達価格が適用されている案件が多いため、IRRが高くなっているものの、10-50kW未満においても、3分の2以上がIRR6％を確保していることから、10kW以上の設備による事業が効率的に実施された場合の想定として、1,000kW以上の設備を念頭に算定した調達価格が、中規模太陽光においては事業採算性に合わないものとは言いきれないのではないか。

【運転開始設備のIRR水準】（平成26年10-12月期運転開始設備、実際の適用調達価格40、36、32円/kWh（税抜）で計算）



	10- 50kW未満		50- 500kW未満		500- 1,000kW未満		1,000kW以上	
	前回提示 (一律32円)	今回提示 (32～40円)	前回提示 (一律32円)	今回提示 (32～40円)	前回提示 (一律32円)	今回提示 (32～40円)	前回提示 (一律32円)	今回提示 (32～40円)
IRR3%未満の件数比率	10%	5%	6%	1%	5%	0%	3%	0%
IRR6%未満の件数比率	48%	33%	31%	10%	31%	12%	36%	8%

パネル対パワーコンディショナーの容量の比率①現状

- 固定価格買取制度開始前は、パネルとパワーコンディショナーは同じ容量であることが多かったが、制度開始後、容量当たりの発電量を最大化するため、パワーコンディショナーの容量よりも大きい容量のパネルを設置する事例が増加している（実際にヒアリングでも、多くの企業がパネル対パワーコンディショナーの容量の比率を増加させていると回答）。
- パネルとパワーコンディショナーの容量のデータが利用可能な、平成26年では、パネル対パワーコンディショナーの容量の比率が、全体では、106.1%、1,000kW以上では、110.5%となっている。

【パネル対パワーコンディショナーの容量の比率】

	10-50kW未満		50-500kW未満		500-1,000kW未満		1,000kW以上		全体	
	比率	件数	比率	件数	比率	件数	比率	件数	比率	件数
平成26年1-3月期 ～10-12月期	106.0%	16,000	105.0%	245	109.7%	102	110.5%	123	106.1%	16,470

※平成24年度の設備利用率の想定(12%)は、経済産業省『太陽光発電フィールドテスト事業に関するガイドライン』の実測データに基づいているが、当該データでは、約9割の案件でパネル対パワーコンディショナーの容量の比率は1であった。

- パワーコンディショナーよりも大きな容量のパネルを設置することにより、①認定容量（通常パワーコンディショナーの容量）当たりのシステム費用の増加と、②発電量の増加の影響があると考えられる。
- まず、認定容量（通常パワーコンディショナーの容量）当たりのシステム費用の増加を確認するため、パネルの容量当たりで補正したシステム費用※との差をみると、1.5万円/kW程度であることが確認される。
- これは、パワーコンディショナーの容量よりも大きい容量のパネルを設置した場合、システム費用はパワーコンディショナーの容量当たりで計算しているため、①分子の費用は増加するが、②分母の容量はパワーコンディショナーの容量で変わらないことから、認定容量（通常パワーコンディショナーの容量）当たりのシステム費用の増加が生じているものである。

※パネル容量と比例すると考えられるパネル費用、土地造成費、一部工事費については、パネル容量で割り、それ以外の費用については、認定容量で割って、補正したシステム費用

【認定容量当たりのシステム費用(万円/kW)】

	10-50kW未満		50-500kW未満		500-1,000kW未満		1,000kW以上		全体	
	費用	件数	費用	件数	費用	件数	費用	件数	費用	件数
平成26年1-3月期～ 10-12月期	35.1	16,000	32.1	245	30.0	102	29.7	123	34.9	16,470

【計算例】(パワコン100kW、パネル120kWの場合) パワコン100kW分の費用+パネル120kW分の費用
認定容量当たりのシステム費用＝ $\frac{\text{パワコン100kW分の費用} + \text{パネル120kW分の費用}}{\text{認定容量(パワコン100kW)}}$

【(参考)パネル容量当たりで補正したシステム費用(万円/kW)】

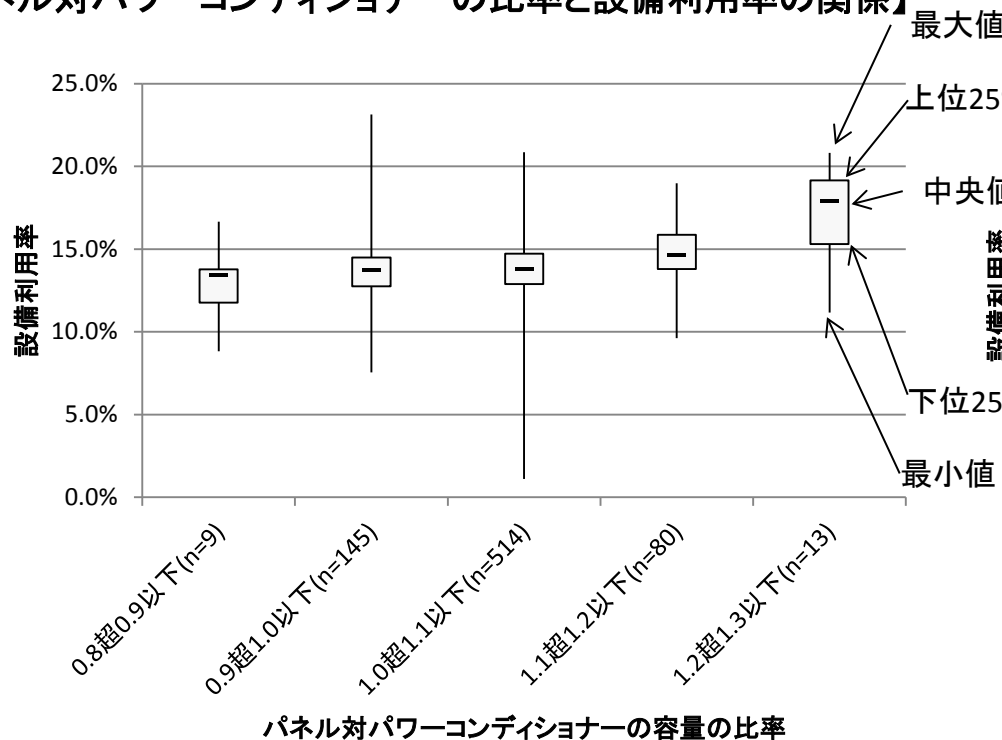
	10-50kW未満		50-500kW未満		500-1,000kW未満		1,000kW以上		全体	
	費用	件数	費用	件数	費用	件数	費用	件数	費用	件数
平成26年4-6月期 ～10-12月期	33.5	16,000	31.0	245	27.8	102	27.3	123	33.4	16,470

【計算例】(パワコン100kW、パネル120kWの場合) パワコン100kW分の費用 パネル120kW分の費用
パネル容量当たりで補正したシステム費用＝ $\frac{\text{パワコン100kW分の費用}}{\text{パワコン容量(100kW)}} + \frac{\text{パネル120kW分の費用}}{\text{パネル容量(120kW)}}$

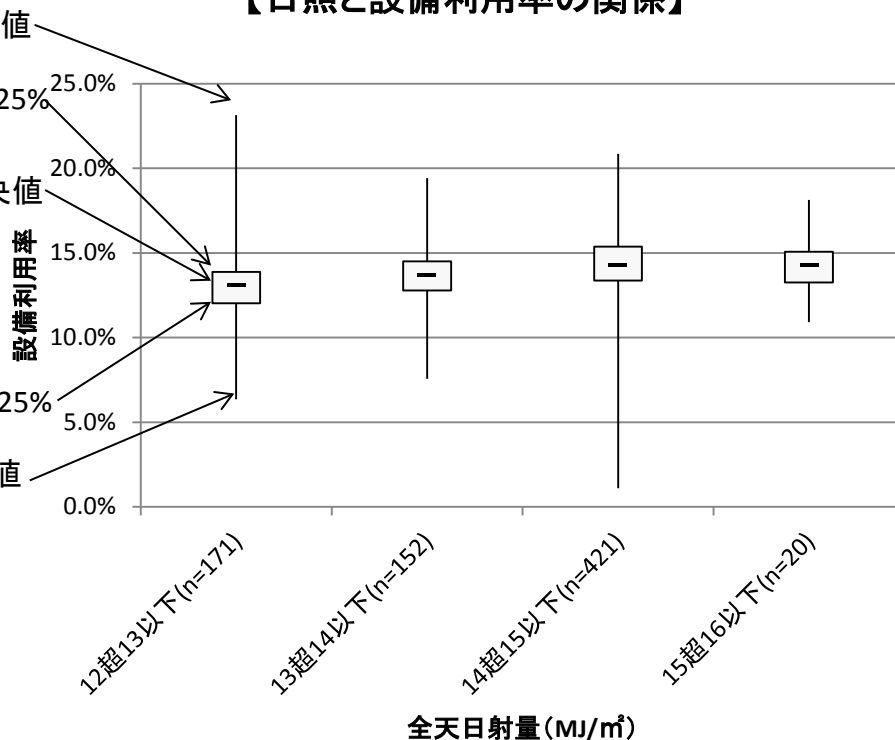
パネル対パワーコンディショナーの容量の比率③設備利用率への影響

- 一方で、発電量の増加について確認するために、パネル対パワーコンディショナーの比率と、認定容量（通常パワーコンディショナー容量）当たりの設備利用率との関係を、平成26年6～10月の発電実績のデータを用いて、分析すると、ばらつきはあるが、パネル対パワーコンディショナーの比率の引き上げにより、設備利用率が上昇する傾向が確認された。
- また、日射量と設備利用率への関係も分析すると、日射量の上昇により設備利用率が上昇する傾向が確認されているが、昨年度から日射量が低下しているため、昨年度からの設備稼働率の上昇の要因は、パネル対パワーコンディショナーの比率の引き上げによるもの大きいと考えられる。

【パネル対パワーコンディショナーの比率と設備利用率の関係】



【日照と設備利用率の関係】



※出典: NEDO『Monsoler』より作成

※全天日射量: 地表面が受け取る全ての太陽光の日射量を測定したもの。
東京の平年値は、最も大きい5月で16.2MJ/m²、最も小さい12月で7.8MJ/m²。

パネル対パワーコンディショナーの容量の比率④総論

- これまで確認したとおり、パワーコンディショナーよりも大きな容量のパネルを設置することにより、①パネルの費用の増加と、②発電量の増加がみられた。
- 最適容量までは、ア) 発電量の増加によるシステム費用の減少分が、イ) パネル費用の増加によるシステム費用の増加分よりも大きい。最適容量を超えると、ア) 発電量の増加によるシステム費用の減少分が、イ) パネル費用の増加によるシステム費用の増加分を下回ることになる。このため、発電事業者は、最適容量まで、パネル容量を積み増すことによって、kWh当たりの投資コストを最小化している。
- これまで、買取価格の算定に当たっては、認定容量（通常パワーコンディショナー容量）当たりのシステム費用を採用している。この費用は、パネル容量で補正したシステム費用より高くなっている一方で、発電量の増加により、売電量は増加することになるため、設備利用率の上昇分（13%→14%）については、買取価格の算定の根拠に盛り込むべきではないか。

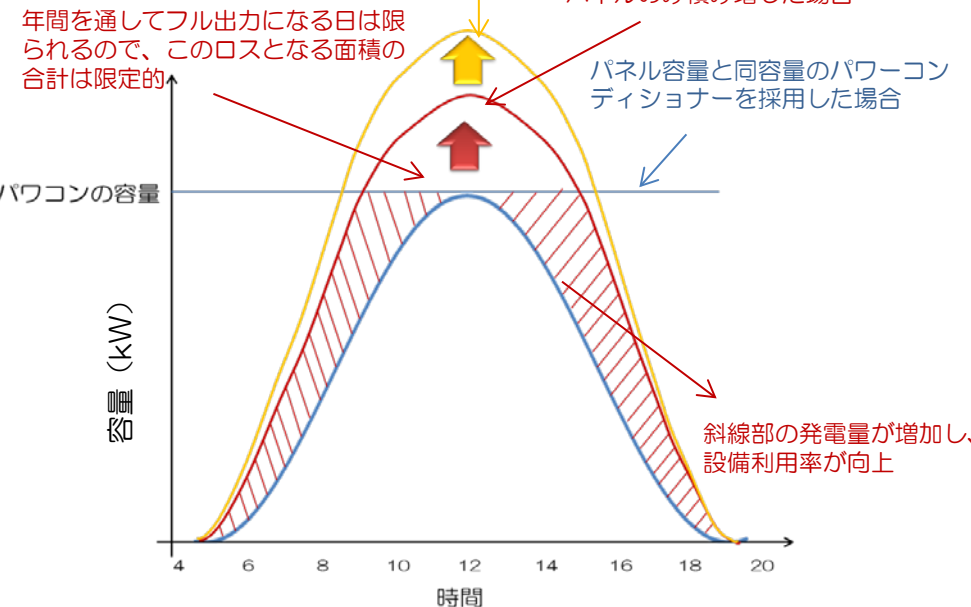
【パネル対パワーコンディショナーの比率の最適化のイメージ】

パネル対パワーコンディショナーの容量の比率が大きすぎると、ピーク時のロスが大きくなり、パワーコンディショナーの設備利用率の向上のメリットよりも、コスト増のデメリットの方が大きくなる

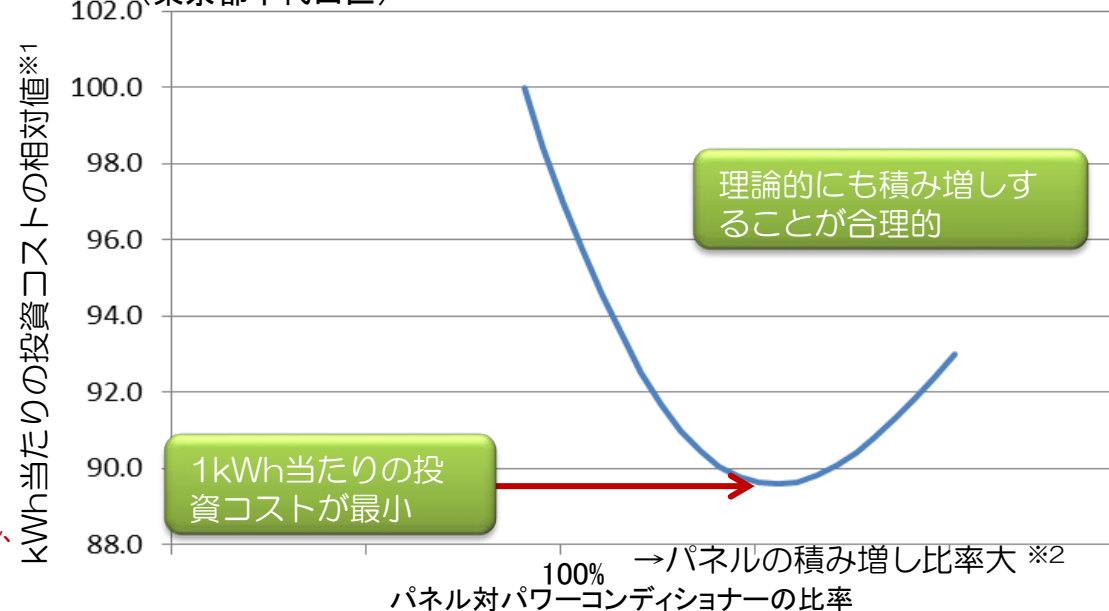
パネルのみ積み増した場合

パネル容量と同容量のパワーコンディショナーを採用した場合

斜線部の発電量が増加し、設備利用率が向上



【パネル対パワーコンディショナーの比率の最適化の試算例】 (東京都千代田区)

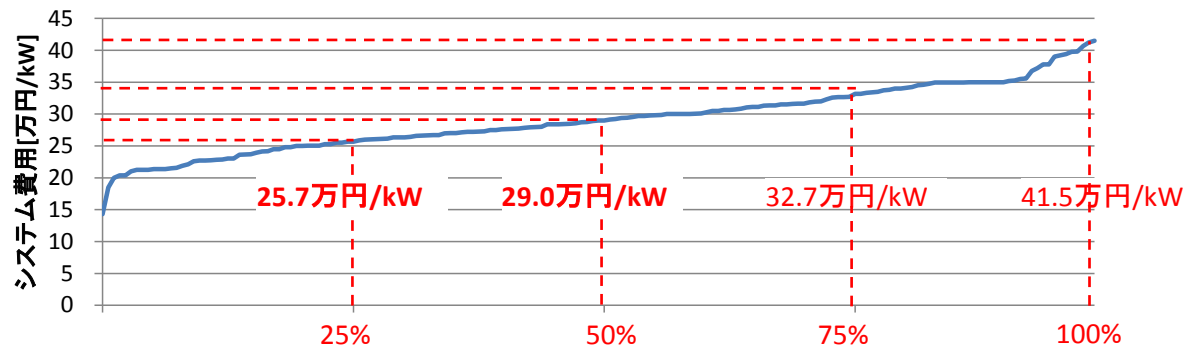


※1: パネル容量1,800kWの際の1kWh当たりの投資コストを100としたときの相対値

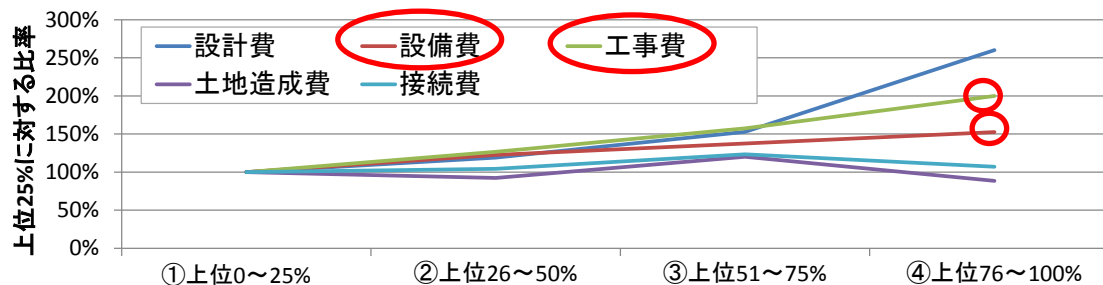
※2: パネル対パワーコンディショナーの比率の最適点は、設備投資コスト、金利、傾斜角、損失因子、平均日射量など、様々な要因により異なる。最適点を正確に予測することが、低い発電コストを目指す施工事業者にとっての重要なノウハウとなっている。

- 効率的に事業を行う者のシステム費用の構造を確認するため、1,000kW以上の案件についてシステム費用が低い方から25%毎に分析を行ったところ、上から50%（中央値）では、29.0万円/kWに対し、上から25%では、25.7万円/kWとなった。
- この違いを分析するために、上から0～25%と、76～100%の資本費の各項目を比較すると、資本費のうち①約6割を占める設備費で約1.5倍、②約3割を占める工事費で約2倍となっており、特に工事費に大きな違いがみられた。
- なお、ヒアリングによると、工事費は、復興関連工事や東京五輪を見据えた工事等、再生可能エネルギー関連工事以外の工事案件の増加より、当面は、高水準となるとのことであった。

【上から25%毎のシステム費用】



【資本費の各項目の上から0～25%に対する比率】



※ 「上から25%毎のシステム費用」は、報告徴収データ(1,000kW以上)平成26年7-9月期を用いている。

※ 「資本費の各項目の上から0～25%に対する比率」は、運転開始後の設備から報告されたコストデータ(1,000kW以上)平成26年1-3月期～10-12月期を用いている。

- 事業者特性をみると、上から0～25%、26～50%では中小事業者が多いが、51～75%、76～100%では上位区分と比較して大手事業者が多い。これは、中小事業者では、下請けの多重構造がないため、工事の中間マージンが発生せず、効率的に工事を実施できているとも想定される。他方、中には、非常にコストが低いものの、品質や管理の面で課題のある案件も存在すると考えられる。
- また、地方自治体と事業者との官民連携案件は、上から51～100%に入っており、地域における公共的な取組は、他の通常の案件よりも結果的に費用を要していると考えられる。
- パネルの国内・海外比率をみると、上位の案件ほど海外メーカー・海外製を使用している傾向がある。足下では、円高の影響が大きく、むしろ海外製パネルの価格は上昇圧力がかかっており、国内メーカー・国内製パネルについても、追隨する動きがあるとのことであった。
- こうした特性や足下の動向を踏まえ、これまで買取価格の算定に当たって採用していた平均値や中央値を、より効率的に事業を行う者の費用水準に変更することについて、どのように考えるべきか。

	①上から0～25%の案件	②上から26～50%の案件	③上から51～75%の案件	④上から76～100%の案件
事業者特性	・ 中小事業者が多い。		・ 上位区分と比較して大手が多い。 ・ 官民連携案件が数件存在する。	
国内・海外比率	＜メーカー＞ 国内メーカー:45% 海外メーカー:55% ＜製造地＞ 国内製:24% 海外製:76%	＜メーカー＞ 国内メーカー:52% 海外メーカー:48% ＜製造地＞ 国内製:28% 海外製:72%	＜メーカー＞ 国内メーカー:58% 海外メーカー:42% ＜製造地＞ 国内製:33% 海外製:67%	＜メーカー＞ 国内メーカー:73% 海外メーカー:27% ＜製造地＞ 国内製:38% 海外製:63%

※ 「事業者特性」は、報告徴収データ(1,000kW以上)平成26年7-9月期を用いている。
※ 「国内・海外比率」は、運転開始後の設備から報告されたコストデータ(1,000kW以上)平成26年1-3月期～10-12月期を用いている。