

平成 2 4 年度調達価格及び調達期間 に関する意見（案）

平成 2 4 年 4 月 2 7 日（金）

調達価格等算定委員会

平成24年度調達価格及び調達期間に関する意見（案）

目次

I. はじめに	1
II. 分野横断的事項	1
1. 全体論	1
2. 通常要する費用	2
3. 適正な利潤	3
4. 調達期間	4
5. 調達区分	4
III. 分野別事項	5
1. 太陽光	5
(1) 調達区分	5
(2) 建設費	5
(3) 運転維持費	6
(4) I R R	6
(5) 調達期間	6
(6) その他	7
2. 風力	9
(1) 調達区分	10
(2) 建設費	10
(3) 運転維持費	10
(4) I R R	10
(5) 調達期間	11
3. 地熱	12
(1) 調達区分	12
(2) 建設費	12
(3) 運転維持費	13
(4) I R R	13

(5) 調達期間	13
4. 中小水力	14
(1) 調達区分	14
(2) 建設費及び運転維持費	15
(3) I R R	16
(4) 調達期間	16
5. バイオマス	17
(1) 調達区分	17
(2) 建設費及び運転維持費	18
(3) I R R	19
(4) 調達期間	20
(5) トレーサビリティ	20
IV. 結論	21

I. はじめに

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（以下、単に「法律」という）第3条第5項の規定に基づき、平成24年度の調達価格及び調達期間（以下「調達価格等」という）について、以下の通り、意見をとりまとめた。経済産業大臣におかれては、本意見を尊重して調達価格等を定められるとともに、パブリックコメント等を実施した結果として、本意見の内容と異なる決定をされるときは、事前に調達価格等算定委員会の意見を聴くように求める。

なお、法律において、調達価格等については、経済産業大臣が毎年度、当該年度の開始前に定めることとされている。これは、電気の供給に必要となる費用の低減を勘案し、賦課金の負担が電気の使用者に対して過重なものとならないよう配慮しているものである。一方で、再生可能エネルギー発電事業者にとり、可能な限り予測可能性を持たせ、事業計画を立案しやすくすることが再生可能エネルギーの拡大のためには、重要である。このため、調達価格等算定委員会として、どのような考え方で、平成24年度の調達価格等の意見集約に至ったかを明らかにすることで、再生可能エネルギー発電事業者の事業の予測可能性を向上させたい。このような意図から、以下、意見集約に当たって、調達価格等算定委員会として、合意した考え方を記す。

II. 分野横断的事項

1. 全体論

- 法律第3条第2項の規定に基づき、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、及び適正な利潤を基礎に、調達価格を算定することとした。加えて、法律附則第7条には、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、3年間は、例外的に、利潤に特に配慮するものとする旨の規定がある。初年度は、これに当たるため、「適正な利潤」の検討にあたり、この点に留意した。
- 算定に当たっては、ヒアリングで各事業者団体や事業者から提示された数値を上限値とした。
- ヒアリングで提出された資料については、事務当局から法律の規定や国会における審議経過を説明した上で、公開されて、一般のチェックを受けることとなることをあらかじめ予告した上で、提示されたデータである。このため、当委員会での審議において疑義が述べられた部分を除いては、初年度の算定に当たっては、一定の信頼を置くこととした。

- ただし、法律第3条第4項においては、調達価格等を定めるに当たっては、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が求められている。このため、費用低減が認められる場合、現実の費用等の変化を反映して、適正な調達価格の意見提出を行うことが必要となる。したがって、固定価格買取制度の適用を受けた設備のコストデータを経済産業省に事後的に提出することを買取制度適用の条件とすることを求め、二年度目以降については、これを調達価格に関する審議に反映させることとした。また、費用低減が激しい電源もあることに鑑み、当該コストデータは、概ね半年ごとに集計し、最新の動向を把握することを経済産業省に求めることとした。

2. 通常要する費用

- 費目の範囲については、コスト等検証委員会で議論された費目に、①再生可能エネルギー発電事業者側で負担すべき接続費用、②土地の賃借料、③法人事業税を加えたものとした。
- 費目ごとの費用額は、コスト等検証委員会の試算結果があるものについては、これを基礎としたが、分野ごとに合理的な事情が認められる場合については、その修正を行うこととした。
- 費目ごとの整理については、以下とした。
 - 地熱における地表調査など事業可能性評価に要する事前調査費用は、買取対象として具体化できなかった案件にも必要となる支出である。当該支出については、ヒアリングにおいては、法律第3条第2項の「通常要すると認められる費用」として計上されていたが、事前調査に対する支出の必要性は、事業リスクの高さを示すものであり、「通常要すると認められる費用」に計上するのではなく、「適正な利潤」の検討の際に事業リスクとして勘案するという整理とした。
 - ヒアリングにおいて、一部に、「通常要すると認められる費用」として、金利負担を計上している場合があったが、「適正な利潤」の指標としてIRR (internal rate of return, 内部利子率)を用いたため、金利負担は一律費用には含めないこととした。
 - 廃棄費用については、コスト等検証委員会が採用している建設費用の5% (IEA報告書が根拠)を採用した。ただし、10kW未満の太陽光発電については、廃棄費用を計上しないこととした。

- 消費税については、将来的な消費税の税率変更の可能性も想定し、外税方式とすることとした。ただし、一般消費者向けが大宗となる10kW未満の太陽光発電（余剰買取制度を適用）の買取区分については、従来どおりとした。
- 法人税法上損金算入が認められている固定資産税及び法人事業税については、「通常要すると認められる費用」として計上した

3. 適正な利潤

- プロジェクトの事業採算性を評価する際には、広くIRRの指標が使われている。「適正な利潤」を決定するに当たっては、他事業との総合的な比較を勘案できるようにすることが重要であり、「適正な利潤」を計測する指標としては、各事業の態様によって税金の内容が異なりうることから、税金を差し引く前の「税引前IRR」を用いることとした。
- IRRは、その事業特性に応じ、事業リスクが高ければ高いIRRに、事業リスクが低ければ低いIRRとなる性格を持つ。ヒアリングで提示されたIRRの差は、こうした各事業固有のリスクなどを、一定程度、反映したものと考えることができる。
- ドイツやスペインでは、それぞれ税引前7%程度、税引前8.5～10%程度のIRRを設定している。日本との金利差（ドイツで1%程度、スペインで4%程度）を考慮すれば、両国のIRRと同程度のIRRとして我が国で標準的に設定すべきIRRは、税引前5～6%程度と考えることができる。3年間は、例外的に、利潤に特に配慮するものとする旨の規定（法律附則第7条）がなかった場合には、この程度のIRRの水準が我が国では妥当であると考えられる。
- 実際には、施行後3年間は、例外的に、利潤に特に配慮する必要があることを加味し、これに更に1～2%程度を上乗せし、税引前7～8%を初年度の標準的なIRRとすることとした。無論、3年間経過後は、この上乗せ措置は、廃止されるものである。
- また、既に固定価格買取制度を導入した国では、電源に関わりなく、一律のIRR設定が行われている国があるが、同じ再生可能エネルギーといえど、電源ごとに異なる各事業固有のリスクが存在する（参考1）ことに鑑み、我が国においては、異なるIRR設定を行うこととした。具体的には、太陽光発電に低め、地熱発電に高めの設定とすることとした。さらに、住宅用や他の事業に付随して実施される事業等については、リスクが通常の発電事業に比して小さいことから、IRRは更に低く設定することとした。

【参考1】Term Financing Data (2012 Q1)

	Technology	Debt ratio (%)	Term loan spread (bps)	Term loan tenor (yrs)
太陽光	PV - c-Si Tracking	75%	250	10
	PV - c-Si	75%	225	10
	PV - Thin Film	75%	225	10
	STEG - LFR	80%	325	15
	STEG - Parabolic Trough	80%	325	15
	STEG - Parabolic Trough + Storage	80%	325	15
	STEG - Tower & Heliostat	80%	325	15
	STEG - Tower & Heliostat w/storage	80%	325	15
風力	Wind - Onshore	75%	275	12
	Wind - Offshore	60%	300	12
地熱	Geothermal - Binary Plant	50%	366	15
	Geothermal - Flash Plant	50%	366	15
バイオマス	Biomass - Gasification	70%	320	12
	Biomass - Anaerobic Digestion	70%	320	10
	Biomass - Incineration	70%	320	12
	Landfill Gas	70%	320	10
水力	Municipal Solid Waste	70%	320	14
	Marine - Wave	0%	500	15
	Marine - Tidal	0%	500	15
	Small Hydro	70%	363	13
	Large Hydro	70%	363	13
	Natural Gas CCGT	70%	250	15
	Nuclear	0%	-	-
	Coal Fired	70%	550	15

Source: Bloomberg New Energy Finance

4. 調達期間

- 調達期間については、法律第3条第3項に、「電気の供給の開始の時から、発電設備の重要な部分の更新の時までの標準的な期間を勘案して定める」とされていることに鑑み、法定耐用年数を基礎とすることが適当と判断した。
- ただし、分野ごとに、実態上の合理的な事情が認められる場合には、その年数の延長又は短縮を行うこととした。

5. 調達区分

- 各電源内での区分については、現時点で、事業毎の差異についての情報が限定的である場合、初年度から、無理をして細分化を行うことをせず、法律の施行を続けるなかで、不都合が生じた段階で、見直しを行う方針とした。

Ⅲ. 分野別事項

1. 太陽光

(1) 調達区分

- 調達区分については、10kW未満と10kW以上の2区分を設け、主として住宅用である10kW未満の区分については、法律の国会審議を踏まえ、以下の理由から、現行制度と同じく、余剰買取方式とした。
 - 余剰買取方式の場合、自己消費分を減少させることにより、太陽光発電の売電量が増やせるため、省エネルギーの促進効果がある。
 - 余剰買取方式から全量買取方式に移行する場合、太陽光発電による発電量が増えないにも関わらず、賦課金負担が増えることとなる。
 - 余剰買取方式の場合、売電分が6割という前提で計算され、現在42円/kWhという調達価格になっているが、全量買取方式の場合、発電分を100%売電する前提で価格設定を行うため、調達価格が下がる(試算値で、34円/kWhまで)こととなり、消費者にとって、導入のディスインセンティブになるおそれがある。
 - 全量買取方式の場合、全発電量がいったん電力系統に逆潮流してくるため、太陽光発電による発電量が同じままでも、電力系統への負担は増えることとなる。このため、系統整備費用が増加する。
- なお、10kW以上については、当委員会での今般の審議においては、発電規模が大型化しても顕著なスケールメリットは認められなかったため、更に細かな区分は設けないこととした。

(2) 建設費

- 10kW以上の太陽光発電については、近年の太陽光パネルの費用低減を反映し、コスト等検証委員会の下限値を下回る32.5万円/kWを採用することとした。
- 10kW未満の太陽光発電については、ヒアリングでは、太陽光システム単価が48万円/kWが採用されていたが、4月24日に発表された平成23年度第4四半期の住宅用太陽光補助金制度の執行結果によれば、46.6万円/kWまで低下したことから、これを採用することとした。

(3) 運転維持費

- 10kW以上の場合の運転維持費については、ヒアリング結果がコスト等検証委員会の報告書の提示した金額の幅の中に収まっており、これを採用することとした。
- 10kW未満の場合の運転維持費については、ヒアリング結果がコスト等検証委員会の報告書の金額より低い数値であり、これを採用することとした。なお、10kW未満の運転維持費の中には、定期点検費用も含まれていることを確認した。

(4) IRR

- 10kW以上の太陽光発電については、ヒアリングにおいては、税引前6%と、他の分野に比べて低めのIRRが提示された。これは再生可能エネルギーの他の分野と比べた場合の太陽光発電のリスクの小ささを反映しているものと判断した。
- このため、最初3年間の特別な配慮を加えた標準的なIRRを税引前7～8%として想定するのであれば、10kW以上の太陽光発電については、これより低い水準に設定することとし、ヒアリングどおり、税引前6%とすることとした。
- 一方、10kW未満の太陽光発電については、IRRについては、3.2%とした。これは、一般的なソーラーローンの金利に相当する。補助金効果を考えなかった場合の価格に対応するIRRは、当然ながら、これより高いものとなる。
- 住宅用太陽光発電（10kW未満で、低圧契約を行っており、かつ住居として使用されているものであること）については、現在、国の補助制度（3.5万円/kW）が存在しており、補助金の効果を勘案すると、現在の余剰電力買取制度のうち10kW未満で、かつ、低圧契約を行っている場合に適用されている調達価格42円/kWhは、48円/kWh程度に相当する。今般の法律に基づく10kW未満の調達価格の設定に当たっても、このような補助制度が存在する点については、念頭に置いて検討を行った。

(5) 調達期間

- ヒアリングでは、太陽光パネルの実態上の寿命は20年以上あり、若干の経年劣化はあっても発電は十分可能との理由から、法定耐用年数17年より長い20年が提示された。実際に20年を経た事例は未だあまりないものの、パネルの設計寿命も、多くの事業計画も、20年間の使用を念頭に置いている実態があることから、10kW以上については、調達期間は20年とした。
- 10kW未満については、その用途が主として住宅用であり、ヒアリングでは、個人住宅の外壁や屋根の塗り替えが10～15年程度で実施され、又、住宅自体の譲渡もありうることを考慮し、法定耐用年数17年より短い10年が提示された。こうした理由には一定の合理性が認められる上、現行の余剰電力買取制度との連続性も考慮し、調達期間は、10年とした。

(6) その他

① 劣化率の取扱

- ヒアリングで提出された資料を精査したところ、10kW以上の太陽光発電の費用算出に当たり、毎年発電電力量が低下すること（劣化率）が仮定されていた。
- 劣化率については、複数年使用した後の太陽光パネルの公称出力からの出力低下がどの程度の水準であるかという点について、確立したデータが存在していない。このため、コスト等検証委員会の費用試算においても劣化率を全く考慮していない。また、10kW未満や他の電源についても、ヒアリングで提出された資料において、劣化率は考慮されていない。
- このため、今般、10kW以上の太陽光発電の調達価格を算定するに当たっても、劣化率は考慮しないこととし、費用を計算し直した。

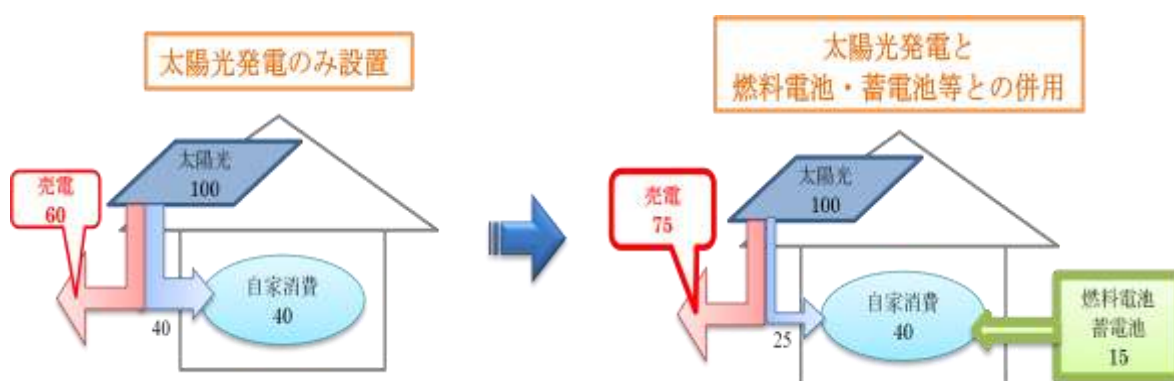
② ダブル発電について

- 住宅用太陽光に自家発電設備等（家庭用燃料電池（エネファーム）や家庭用ガスコジェネ（エコウィル）など）を併設する「ダブル発電」の場合、売電量の押し上げ効果がある。このため、現行の余剰電力買取制度の下では、発電量の6割しか売電できないことを前提に価格を算定している通常の太陽光発電の価格と区別し、更に安い調達価格（太陽光発電のみで42円/kWhが34円/kWhに減額）を設定してきた（参考2）。
- 「自家発電設備等を併設すれば、再生可能エネルギーである電源による間接的な売電量の押し上げ効果がある」とのダブル発電の論理は、新制度の余剰買取制度でも依然として当てはまる。このため、ダブル発電価格を別

途設定するとの取扱いを変更する強い理由は認められないため、従来通り、自家発電設備等を併設する場合は、ダブル発電価格を適用することとした。

- なお、燃料電池やガスコジェネと蓄電池は別に扱うべきと考え、蓄電池については、充電された電気は再生可能エネルギー由来の電気であると推察されるため、押し上げ効果分も含め、太陽光発電単独の場合と同じ調達価格を適用することが妥当ではないか、という意見が出された。この点については、充電した電気は再生可能エネルギー由来の電気が大半を占めることを示すデータが現時点では確認できなかったことから、データを収集した上で、再検討を行うこととした。

【参考 2】 現行の余剰電力買取制度におけるダブル発電のイメージ図

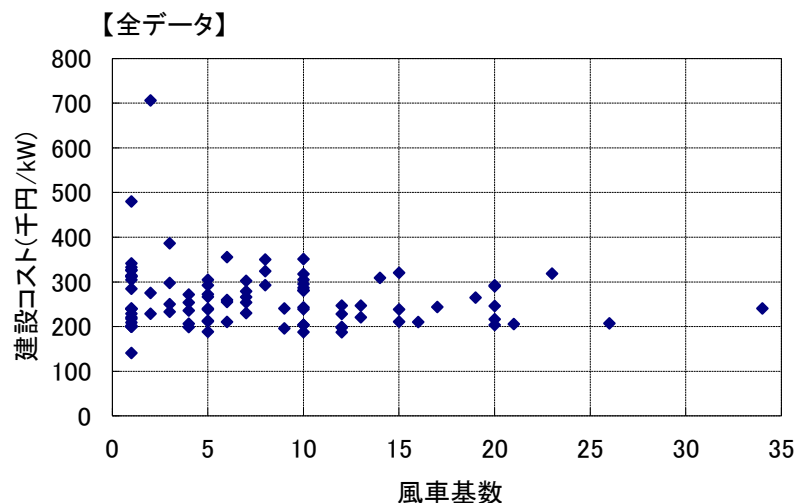


2. 風力

(1) 調達区分

- 調達区分については、20kW未満と20kW以上の2区分を設けることとする。なお、経済産業省の大型の風力発電に対する補助制度のデータによると、20kW以上のものについて、規模の違いによるコスト差が小さいため（参考3）、更なる細分化は行わないこととした。
- 洋上風力発電については、現時点では費用の算定が困難であるため、初年度においては、「風力（20kW以上）」の区分で対応することとした。しかしながら、現実の費用は、陸上風力発電と相違することも想定されることから、洋上風力に係るコストデータが把握可能となった時点で、別途の区分を設けることも含めて、再検討を行うこととした。

【参考3】 風力発電の1kW当たり建設コストと規模の関係



出典：新エネルギー等事業者支援対策事業

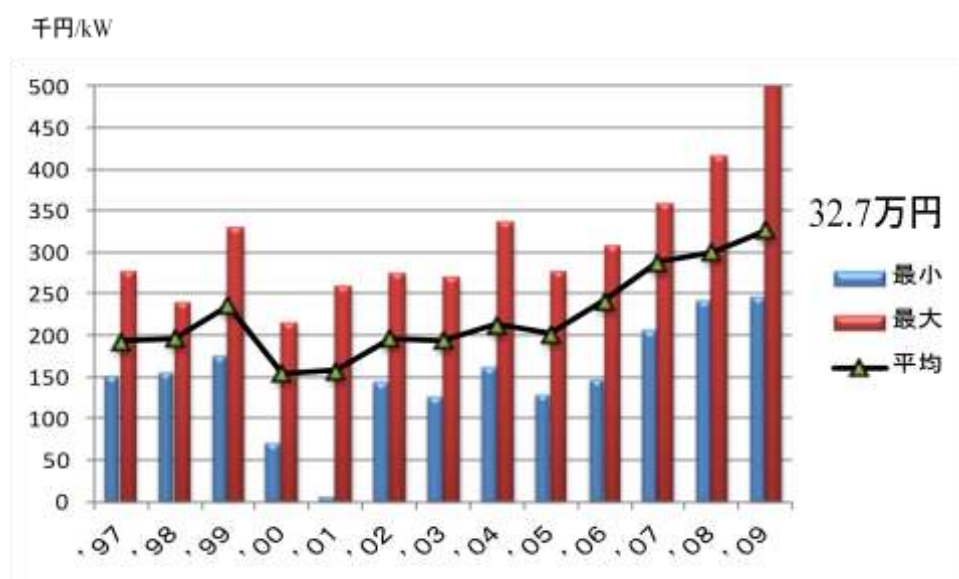
(2) 建設費

- 20kW以上の建設費については、ヒアリング結果は、コスト等検証委員会の金額の幅の中でも上限に近い30万円/kWであった。また、欧米では、より低い建設コストが実現しているとのデータも存在した。このため、建設費については、より客観的なデータで実態を把握するよう、事務当局に指示を行った。これに従い、事務当局が、経済産業省の補助金データを基に建設コストを計算したところ、国内実績値の平均値は30万円/kW程度であった（参考4）。したがって、概ね実勢を反映した建設費として30万円/kWを採用することと

した。

- 他方、20kW未満の建設費については、ヒアリング結果では、150万円/kWが提示された。他方で、ヒアリングで提示された調達価格は50～55円であり、この価格に対応する設備コスト（125万円/kW（事務局推計））まで企業努力で自らコスト低減を実現させるとしていたことから、125万円/kWを建設費として採用することとした。

【参考4】風力発電の1kW当たり建設コストの推移



出典：新エネルギー等事業者支援対策事業

(3) 運転維持費

- 20kW以上の運転維持費については、ヒアリング結果がコスト等検証委員会の幅に収まっており、これを採用した。
- 20kW未満の運転維持費については、把握困難との理由により、ヒアリング結果においても0円が提示されており、これを採用することとした。

(4) IRR

- 風力発電（20kW以上）は、地熱発電ほどリスクが高くない一方で、太陽光発電よりはリスクが高いと認められるため、当初3年間に特別に適用される標準的IRRを適用し、8%で設定することとした。これは、ヒアリング結果でも提示された値に相当する。

- 他方、20kW未満の小形風力については、ヒアリング結果においても提示されたとおり、国債金利利回り程度の1.8%とした。

(5) 調達期間

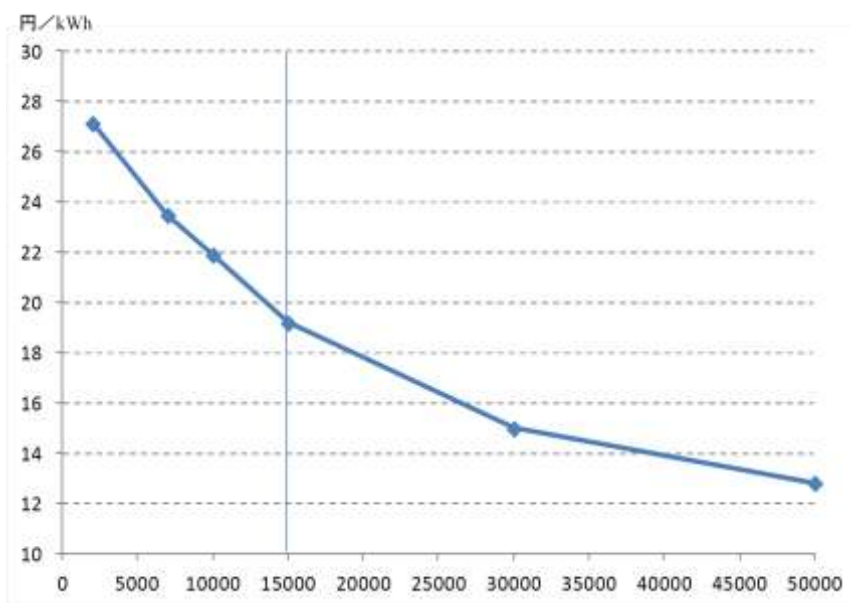
- ヒアリング結果では、実態上の設計寿命が20年あり、また、風車の操業期間の実態も20年以上となっていることから、法定耐用年数の17年より長い20年が提示された。さらに、世界で事業用に使用される風車は、ほとんどがIEC（国際電気標準会議）の規格に準拠しているが、IECの規格上も風車の設計耐用年数は20年とされている。これらを勘案し、20kW以上、20kW未満を問わず、調達期間については、20年とすることとした。

3. 地熱

(1) 調達区分

- ヒアリング結果で提示された出力規模別の発電コストを見ると、概ね1.5万kWを境にスケールメリットの働き方が変わってくることから、1.5万kW以上とそれ未満に区分することとした（参考5）。なお、ヒアリング結果では、フォーミュラ方式で価格を決めるべきとの意見であったが、地熱発電のみこれを採用する特段の理由は認められなかったため、他の電源と同様の扱いとした。

【参考5】地熱発電の出力別発電原価（15年平均）



（出典）日本地熱開発企業協議会プレゼン資料中の「発電原価（15年平均）」の数値をプロット。

(2) 建設費

- 建設費については、1.5万kW以上の設備については、3万kWの設備をモデルプラントとすると、ヒアリング結果が7.9万円/kW（既述のとおり、開発に着手する以前の調査費用は除いた）となり、これはコスト等検証委員会の金額の幅の中に収まっていることから、これを採用することとした。
- 1.5万kW未満の設備については、7,000kWの設備をモデルプラントとすると、ヒアリング結果が12.3万円/kW（同様に、開発に着手する以前の調査費用は除いた）となるため、これを採用した（コスト等検証委員会では、この規模のものは検討されていない）。

(3) 運転維持費

- 運転維持費については、1.5万kW以上の設備については、ヒアリング結果がコスト等検証委員会の金額の幅の中に収まっていることから、これを採用することにした。
- 1.5万kW未満の設備については、ヒアリング結果を採用した（コスト等検証委員会ではこの規模のものは検討されていない）。

(4) IRR

- 地熱発電のIRRの設定にあたっては、同事業のリスクについて、以下の通りの評価を行った。

第一に、地点開発についての費用の取り扱いである。地熱の開発に当たっては、地表調査及び調査井掘削を通じた地点開発が必要である。その結果、開発を断念した場合については、当然ながら、調達価格の算定対象とはならない。このため、地点開発リスクは、IRRの設定によって調整する必要がある。

第二に、一件当たりの地点開発の費用の高さである。当該費用は、一地点で、約50億円程度（3万kWの設備の場合）に上る。地表調査や調査井掘削に関する補助制度や出資制度が、平成24年度から創設されるが、これらは、約50億円程度に対して約46億円程度は、自己負担することが前提となっている。このため、地熱の地点開発コストは、風況調査（7千～8千万円程度）や日照調査（数百万円～数千万円）ですむ風力や太陽光と比べると、著しく高い。

第三に、地点開発が必要な件数の問題である。地熱の場合、地点開発は一カ所とは限らず、場合によっては複数箇所を試みて初めて事業化にたどり着ける。このため、本格着工の前に、相当の初期投資と数年間の時間が必要である。なお、NEDOがかつて関わった地点開発調査の実績を見ても、68地点の調査に対し、実際に事業化したのは、5地点に留まっている（開発率7%）。

以上のリスク評価により、地熱は、他の再生可能エネルギー電源と比較しても、著しくリスクが高い。したがって、当初3年間の集中導入期間における標準的なIRRである税引前7～8%より高い、税引前13%を設定することとした。

(5) 調達期間

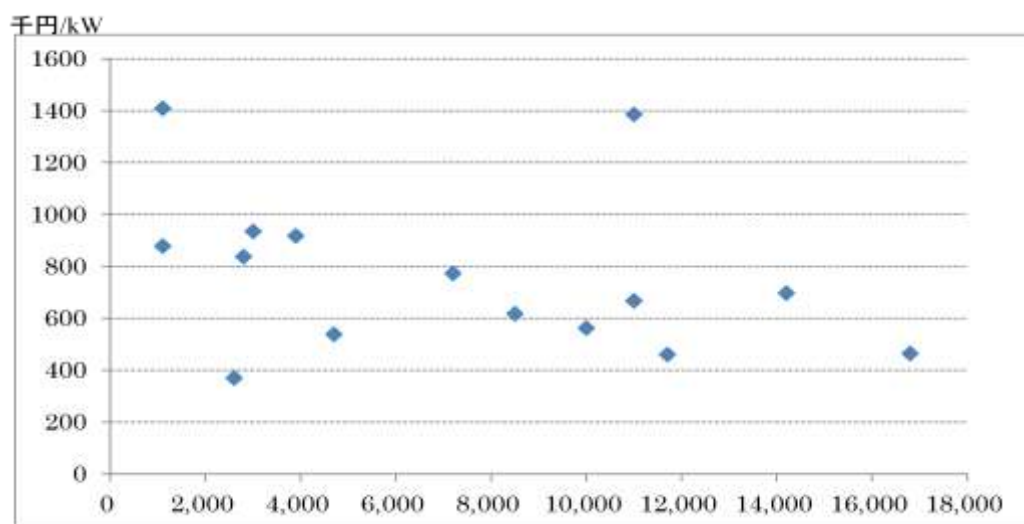
- ヒアリングでは、発電機などの主要設備の法定耐用年数どおり15年が提示されており、法定耐用年数どおりであることから、これを採用した。

4. 中小水力

(1) 調達区分

- 調達区分については、中規模・小規模を区分する出力として1,000kWで区分を設けることとした。
- 1,000kW以上の水力発電については、経済産業省補助金の実績データを用い直近10年間に採択された案件の建設費を分析したところ、出力の違いによる建設費の変動は小さく（参考6）、件数も多くはなかったことから、1,000kW以上は一律区分とした。

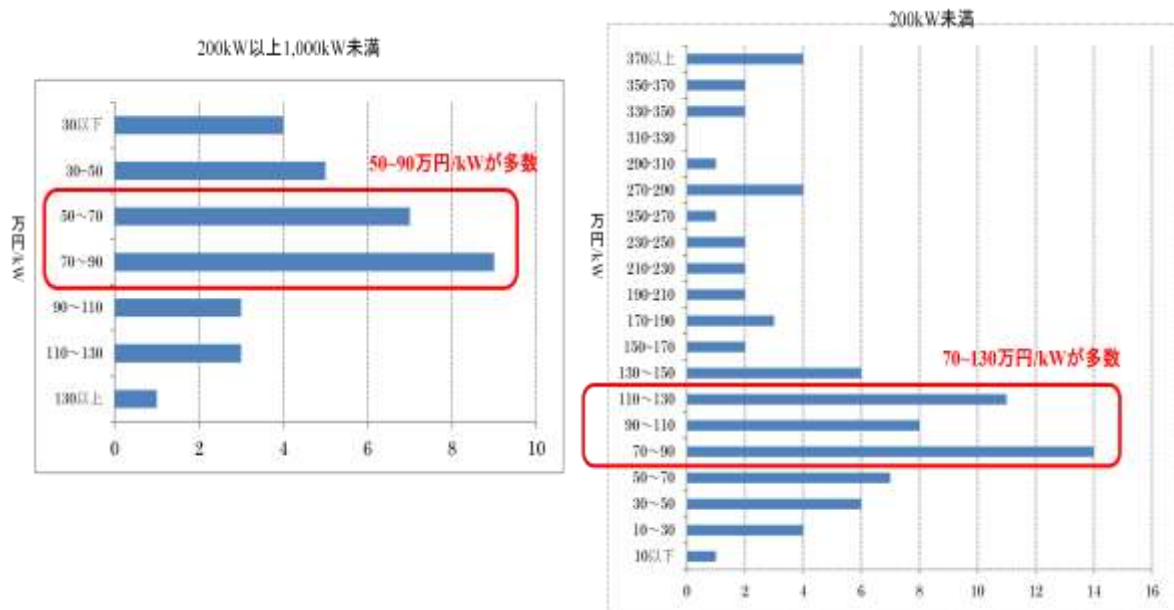
【参考6】 1,000kW以上3万kW未満の水力発電の規模と建設費の関係



(出典)「中小水力発電開発費補助金補助事業」データのうち、直近10年に採択した案件より資源エネルギー庁作成

- 1,000kW以下については、経済産業省補助金の実績データを用いて直近10年間に採択された案件の建設費を分析したところ、200kW以上と200kW未満では建設費の中心価格帯が異なっていることが判明した（参考7）。このため、200kWで更に区分を設けることとした。

【参考 7】 1, 0 0 0 k W以下の水力発電の規模と建設費の関係



(出典)「新エネルギー等導入加速化支援補助金」(平成 19 年以降) および 「中小水力発電開発費補助金補助事業」(平成 1 8 年まで) データのうち、直近 1 0 年に採択した案件より資源エネルギー庁作成

(2) 建設費及び運転維持費

- 1, 0 0 0 k W以上の中小水力発電については、建設費が、コスト等検証委員会の 8 5 万円/k Wに対し、ヒアリング結果は 1 3 6 万円/k Wと高く、運転維持費も、コスト等検証委員会の 0 . 9 5 万円/k Wに対し、ヒアリング結果は 1 . 5 万円/k Wと高く出る結果となった。
- これは、ヒアリングが採用したモデルプラントの規模が、コスト等検証委員会の 1 . 2 万 k Wと比較して小さい 3 , 0 0 0 k W以下であったために、費用が過大に評価されたことが原因であった。また、ヒアリング結果の建設費は、これまで、実際には、開発できなかった案件の想定建設費までも含まれていたため、計算された建設費が押し上げられていた。このため、建設費、運転維持費ともに、ヒアリング結果を採用せず、コスト等検証委員会の値を採用することとした。
- 1, 0 0 0 k W未満の中小水力発電について、コスト等検証委員会と比べ、ヒアリングでは、建設費は高くなるが、運転維持費は低くなるとの説明があった。しかし、現時点ではそれぞれについて詳細なデータの提出を求めることが難しく、また結果的にはコスト等検証委員会と同じ水準の費用額となるとの説明があったため、暫定的に、コスト等検証委員会の値を採用することとした。

(3) IRR

- 1,000kW以上については、ヒアリングを行った公営企業には益金概念がない一方、この分野には民間企業の参入も十分に考えられることから、民間企業が実施する場合を想定したIRRの設定が必要と判断した。
- このため、1,000kW未満の分野で全国小水力利用推進協議会が設定したIRR7%を1,000kW以上についても採用し、事務局にて、コスト等検証委員会における建設費・運転維持費を基礎に調達価格を推計したところ、ヒアリングで公営事業者が示した上限値とほぼ一致する結果が得られた。このため、IRRを7%と設定して計算し、その上で、ヒアリング結果を上限とする原則に従って、この値を切り込み、ヒアリング結果の調達価格を採用することとした。
- 1,000kW未満の水力発電については、地熱発電ほどリスクが高くない一方で、太陽光発電よりはリスクが高いと認められるため、当初3年間の標準的IRRを適用することとし、7%に設定することとした。この値は、ヒアリング結果と一致する。

(4) 調達期間

- 発電設備の法定耐用年数は22年であるが、20年を超える資金調達は金融実態から事実上困難と認められたため、法定耐用年数どおりとすると、資金調達に支障を来し、事業者の参入が困難となることが危惧された。このため、調達期間としては、法定耐用年数22年より短い20年とした。

5. バイオマス

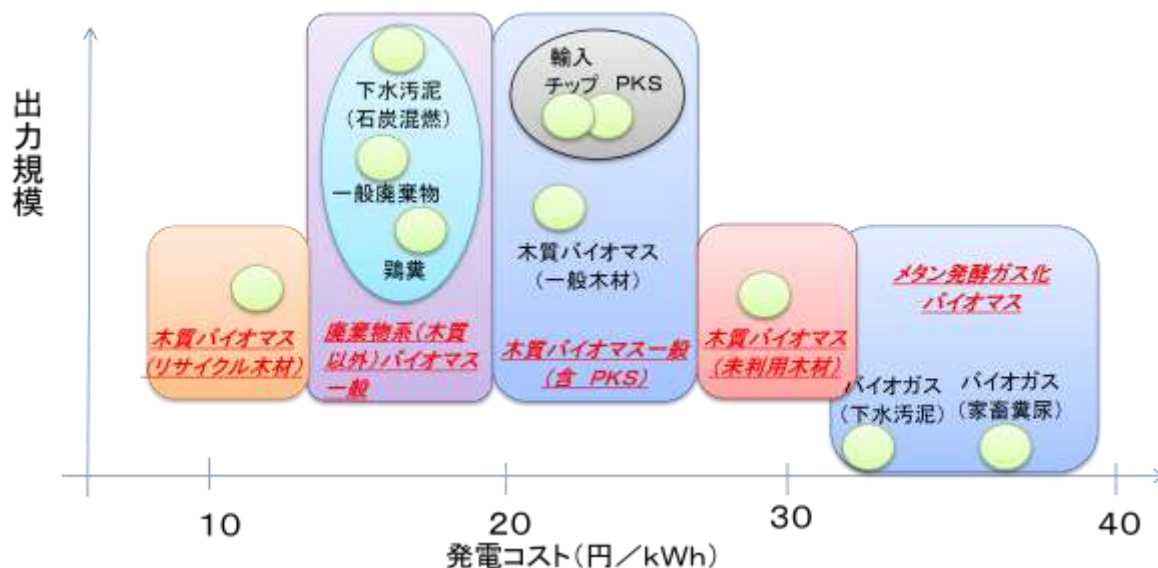
(1) 調達区分

- 初年度においては、調達区分を細かく設定するために必要となる詳細なデータの把握が十分と言えなかった。このため、調達区分については、現時点の情報を基に、費用構造が類似していると思われるものごとにグループ分けをすることとした。
- 具体的には、主要なバイオマス発電それぞれの発電コストを算出した上で、その発電コスト（円／kWh）の類似したものごとにグループ分けをすることとした。
- 結果として、発電コストの試算結果を踏まえ、以下の5つの区分（参考8）とした。
 - 家畜糞尿や下水汚泥等を用いたメタン発酵ガス化バイオマス発電については、ヒアリング結果によると、発酵槽を用いたガス化プロセスが必要となる分、総じてkWh当たり30円台の発電コストが提示されており、他のバイオマスと比較すると極めて高い。
 - 他方、建設廃材などリサイクル木材を燃焼させるバイオマス発電については、計算された発電コストが10円台前半程度と圧倒的に安い上、製紙業、繊維板業等による原料としての既存用途との競合回避が重要である点について当委員会で合意しており、市場実態を踏まえた価格設定が不可欠であった。このため、まず、メタン発酵ガス化バイオマス発電と、リサイクル木材を燃焼させるバイオマス発電の二つを、調達区分として分離することとした。
 - これら二つの区分の中間領域に、間伐材などの未利用木材を燃焼させるバイオマス発電と、工場残材などの一般木材を燃焼させるバイオマス発電、一般廃棄物などを燃焼させるバイオマス発電が残る。ヒアリング結果によると未利用木材は30円前後、一般木材は20円台前半程度、一般廃棄物は10円台後半程度と、これらの間での発電コスト差も大きい。他方、輸入チップやPKS（パーム残さ：Palm Kernel Shell）を燃焼させるバイオマス発電は、一般木材のバイオマス発電に近く、鶏糞や下水汚泥を燃焼させるバイオマス発電は、一般廃棄物を用いたバイオマス発電の発電コストに近い。
 - このため、この中間領域については、①未利用木材を燃焼させる木質バイオマス発電、②工場残材などの一般木材、輸入チップやPKSを燃焼させ

るバイオマス発電、及び、③下水汚泥や鶏糞、一般廃棄物等を燃焼させるバイオマス発電の、3つにグループ化することとした。

- 次に、各調達区分についての費用は、それぞれ以下の費用を基に算出することとした。
 - メタン発酵ガス化バイオマス発電については、件数の大半を家畜糞尿のケースが占めることから、この場合の費用を採用することとした。
 - 未利用木材を燃焼させる木質バイオマス発電とリサイクル木材を燃焼させる木質バイオマス発電については、それぞれが1つのグループを構成していることから、それぞれの費用を採用することとした。
 - 一般木材等を燃焼させるバイオマス発電については、輸入チップやPKSといった海外資源ではなく、国内資源を活用する事例が大半を占めることから、国内の一般木材の場合の費用を採用することとした。
 - 一般廃棄物や下水汚泥、鶏糞などを燃焼させるバイオマス発電については、一般廃棄物の件数が大半を占めるため、一般廃棄物の場合の費用を採用することとした。

【参考8：バイオマス発電の区分（案）】



(2) 建設費及び運転維持費

- 未利用木材を燃焼させる木質バイオマス発電は、ヒアリングの結果と、コスト等検証委員会の結果がほぼ同等となったため、ヒアリングの結果を採用することとした。

- 未利用木材を燃焼させる木質バイオマス発電以外のバイオマス発電については、コスト等検証委員会のデータが無く、初年度においては、他に詳細なデータの把握も困難であったため、ヒアリング結果を採用することとした。ただし、冒頭に述べたとおり、法施行後は、固定価格買取制度の適用を受けた設備のコストデータを事後的に提出することを買取制度適用の条件とすることとしており、次年度以降は、これにより収集したデータ等をもって、再検討を行うこととする。

(3) I R R

- 未利用木材を燃焼させる木質バイオマス発電の I R R については、地熱ほどリスクが高くない一方で、太陽光よりはリスクが高いと認められるため、当初3年間の標準的 I R R を適用し、8%とすることとした。
- 一方、一般木材、及びリサイクル木材については、次にあげる理由から、さらに低い I R R として、4%を適用することとした。
- 第一に、既存用途の市場への影響懸念である。特にリサイクル木材（主として建設廃材）及び一般木材（主として工場残材）については、調達価格が上昇し、チップ市場全体の市況を引き上げることとなると、既存用途である住宅の下地材・構造材、インテリアの部材や、製紙用原料などへの影響が大きく、これらの既存用途分野での原料調達における、価格上昇や供給不安につながるおそれがある。すなわち、住宅業界や製紙業界への影響が懸念される。既存用途との競合回避は、当委員会で合意した方針である。
- 第二に、事業リスクの違いである。リサイクル木材及び一般木材については、以下のような点で、木質バイオマス発電の中でも、事業リスクが低い。①建設廃材や工場残材の発生量は建築需要と連動しており、毎年、ほぼ一定量が安定して得られる。②風力や太陽光などと異なり、天候変動リスクや自然条件リスクが低い。③建材リサイクル市場等が確立しており、未利用木材のように、燃料調達のための新たな事業環境整備が不要である。
- 第三に、一般廃棄物の場合との類似性である。一般木材及びリサイクル木材においては、建材リサイクル市場など既に安定的な燃料調達サイクルが確立している点に鑑みると、その性格は、バイオマス発電の中でも、廃棄物収集サイクルが確立している一般廃棄物に近い。このため、同一の水準の I R R を適用することが適切と考えられる。
- メタン発酵ガス化バイオマス発電については、他の事業に付随して実施される事業であることから、リスクが低いと認められ、ヒアリング結果でも低い I R

Rが設定されており、ヒアリング結果どおりIRR 1%を採用することとした。

(4) 調達期間

- 調達期間については、概ね実際の稼働期間は20年程度と認められることから、一律、発電設備の法定耐用年数の15年より長い20年とした。

(5) トレーサビリティ

- 未利用木材を燃焼させる木質バイオマス発電や一般木材を燃焼させる木質バイオマス発電については、リサイクル木材を燃焼させる木質バイオマス発電と比較し、相対的に高い費用を要する。このため、未利用木材及び一般木材とリサイクル木材との識別を可能としなければ、リサイクル木材についても高い調達価格が適用され、既存用途の市場に混乱を及ぼすおそれがある。こうした事態を回避するため、トレーサビリティを確保し、木質バイオマスの調達区分を明確化することが必要となる。このため、グリーン購入法に基づく「間伐材チップの確認のガイドライン」に準じたガイドラインを固定価格買取制度開始までに整備し、発電所の燃料として使用される木質バイオマスについて、輸入材も含め、その出所に関する証明が可能となる仕組みを構築するとともに、当該証明に係る書類の添付を設備認定の際の要件とすることを求めることとした(参考9)。

【参考9】未利用間伐材等のトレーサビリティシステム



IV. 結論

以上を踏まえ、平成２４年度の調達価格及び調達期間に関する当委員会の意見を別添のとおり取りまとめた。