

## 第7回 調達価格等算定委員会

日時 平成24年4月27日（金）13：03～14：06

場所 経済産業省本館17階第1～3共用会議室

### 1. 開会

○植田委員長

定刻になりましたので、ただいまから第7回調達価格等算定委員会を開催させていただきます。

皆様におかれましては、お忙しいところご出席いただき、ありがとうございます。なお、辰巳委員は本日所用により欠席いたします。

### 2. 中根大臣政務官ご挨拶

○植田委員長

議事に入ります前に、中根経済産業大臣政務官からごあいさつをお願いいたします。

○中根大臣政務官

皆さん、こんにちは。本日、第7回目の調達価格等算定委員会の開催に当たりまして、委員長初め委員の先生方におかれましては、ご出席を賜りまことにありがとうございます。

本日は、前回提示された委員長案についてご議論をいただきたく思います。私もこれまで毎回出席させていただいておりますけれども、関係者からの期待も高く、委員の発言一つ一つに注目が集まる中、毎回大変しっかりとした議論を積み上げていただき本当に心から感謝を申し上げます。

3月6日の第1回から2カ月足らずで7回というほぼ毎週のペースで議論をお願いしてまいりました。これまで委員の皆様には大変なご苦勞をおかけいたしましたことと思います。いよいよ大詰めでございます。本日もどうぞよろしくお願ひ申し上げます。

○植田委員長

ありがとうございました。

### 3. 事務局説明

#### (1) 調達価格等算定委員会意見書（案）

## (2) 2012年度のサーチャージ額の試算

○植田委員長

では、早速議事に入ります。本日は平成24年度の調達価格及び調達期間に関しまして、当委員会としての意見の取りまとめに向けた議論を行うこととしております。

では、まず事務局のほうから平成24年度調達価格及び調達期間に関する意見案及び2012年度のサーチャージ額の試算についてご説明をお願いしたいと思います。

なお、意見案については大変重要かと思っておりますので、読み上げていただくというふうにしたいと思っておりますので、どうぞよろしくお願いたします。

○新原部長

それでは、ご説明をさせていただきます。

まず、資料3の説明のほうから先にさせていただきます。サーチャージ額の試算でございます。

前回、委員長のほうから審議に当たってこれを提出するようというご指示がございましたので、きょう準備させていただきました。

まず、2012年度のサーチャージ額の試算値ではありますが、試算結果としては0.2円/kWhから0.4円/kWhの範囲と、こういう感じになっております。月額電力料金7,000円、300kWh/月の標準的家庭で一月当たりのサーチャージ額がおおむね70円から100円程度と、こういうことになります。これは標準ケースから幅を持たせて取ったものなのですが、もう一つの要因として、この報告の後に経産省のほうで既設の設備の扱いを決めるわけですけれども、既設の設備からの発電量を買取るか否かでも幅が生じます。センターの値で新設だけですと70円程度、既設から買取りますと100円ぐらいと、こういう感じになってくるというのがおおむねの感じだと思います。

以下、試算の前提でございます。標準ケース、中央値の前提でございますけれども、まず住宅用太陽光については、対前年度で4割の伸びを仮定しております。これは余剰買い取り制度を既にやっておりますので、その値がございますので、そういうことを前提にしながら仮定いたしました。それから、非住宅用太陽光、これはメガソーラーについては私どものほうでもある程度この7月から今年度末までに入る予定のものというのは把握をいたしております。それに基づいて50万kWの増加を仮定いたしました。

それから、1,000kW以上の水力、これも私どものほうである程度7月から今年度末までの導入量を把握をいたしまして、これを2万kWの増加と仮定をいたしました。

それから、風力、地熱、1,000kW未満の水力、バイオマスについては、制度導入によって年度の導入量がこれまでより5割伸びると、差分がですね。毎年の導入量が5割ふえるということで

仮定をいたしました。こうしますと、見込み量がどうなるかということ、初年度の再生可能エネルギーの増加見込み量は7月から年度末まででございますが、現在の再生可能エネルギーの導入量が1,875万kW、電力ベースでございますけれども、これに対しまして、初年度でプラス250万kWぐらい、13%ぐらいの増を見込むと、こういう感じでございます。

それから、翌年度以降でございますけれども、その後の推移については、太陽光パネルの価格低下がどの程度生じるのか。これは山地委員からのご指摘があったように、この分野はかなり価格が動いているわけでございますが、その低下を見込まなきゃいけないということと、一方で、この導入増加による負担増加の効果の両面があります。ということで本報告書では、山地委員からご指摘あったとおり、半年ごとには集計をして、リアルタイムで我々としてはその費用をとってきて委員会にフィードバックをしたいと思っておるわけでございますが、そこが家庭からの太陽光発電からの調達価格の推移がわからない状態では、これはなかなか見通しができないと、こういうふうに思っております。ですから、ここはリアルタイムでご報告をしながらやっていくということかなと。

サーチャージ額のかなりが実は家庭からの太陽光発電からの買い取りで占められております。参考と書いておりますが、初年度の設備新設による導入増加、これはちょっと既設分を除いてです。導入増加のうち、そのサーチャージ額うちの6割以上が家庭からの買い取りに伴う負担と、こういうことになります。ちなみに非住宅用太陽光からの買い取り負担というのは100%のうちの数%程度でございますので、新設のうちの過半が家庭からであると。すなわち家庭から買って家庭にご負担いただくと、こういう構造が基本的にあるということでございます。

それから、ではこの負担が大きくなっていったときにどういうふうにするのかという問題があるわけでございますが、何度もご説明しているとおり、この法律には適正な費用をはじいた上で適正な利潤をプラスして価格を算定してほしいというふうに委員会、すなわち行政に対して法律が枠をはめております。ですから、そこを直さないことにはそういう議論はできないわけですが、法律については見直し措置という規定がございます。

2つ大きくございまして、1つは少なくとも3年ごとに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と。これは「政府は」と書いてありますので、レビューをした上で場合によっては法改正を提案するとか、そういうことが含まれていると思います。それからもう一つ、抜本見直しというのがありまして、平成33年3月31日までの間にこの法律の施行の状況等を勘案し、この法律の抜本的な見直しを行うものとするという規定がございます。

以上がサーチャージ額の試算についてのご説明でございます。

では、資料2でございます。

きょう、もう意見の案の形になっておりますので、委員長のご指示でございますので、全部読み上げさせていただきます。

最初に目次がございまして、そして、本文が1ページから始まります。

「はじめに」とあります。

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場合は、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。

これは、パブコメを行ってから大臣が決定をするわけでございますが、その場合に審議したものと違ったものになるとまずいので、そういう場合にはきちんと戻して審議をいただくと、こういう規定をやっております。

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、電気の供給に必要な費用の低減を勘案し、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。

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、2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。

費用の範囲については、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、一般消費税向けが大宗となる10kW未満の太陽光発電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から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から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する。

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、これにさらに一、二%程度を上乗せし、税引前7から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。

### 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、事業ごとの差異についての情報が限定的である場合、

法律の施行を続けるなかで、不都合が生じた段階で、調達区分の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。

以下は、前回の審議で書き加えるようにというご指示があったところでございます。

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手実施他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から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。

これは和田委員の指摘で追加した分でございます。

住宅用太陽光発電については、現在、国の補助制度が存在しており、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、念頭において検討を行った。

#### (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お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から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劣化率の取扱い。

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、現状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、更に安い調達価格を設定してきた。

「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太宗を占めてい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。

## 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、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」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。

### (2) 建設費。

20 kW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。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、20 kW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から55円であり、この価格に対応する設備コスト(125万円/kW)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。

#### (3) 運転維持費。

20 kW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。

20 kW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ゼロ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(20 kW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、20 kW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ている風車は、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、20 kW以上、20 kW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出された出力規模別の発電コストを見ると、概ね1.5 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 kW以上とそれ未満に区分することとした。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。

#### (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79万円/kW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123万円/kW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とした。

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。

ここは山内委員のほうからきちんと書き込むようにという指示があったところでございます。

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は、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(7,000から8,000万円程度)や日照調査(数百万円から数千円)で済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個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、出力の違いによる建設費の変動は小さく、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。

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。このため、200kWで更に区分を設けることとした。

(2) 建設費及び運転維持費。

1,000kW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85万円/kWに対し、ヒアリング結果は136万円/kWと高く、運転維持費も、コスト等検証委員会の0.95万円/kWに対し、ヒアリング結果は1.5万円/kW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kWと比較して小さい3,000kW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。

1,000kW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、事業者の算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つの区分とした。

家庭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ていることから、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。

### (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) IRR。

未利用木材を燃焼させる木質バイオマス発電のIRR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IRR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IRR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、当委員会が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、燃料地用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。一般廃棄物については、ヒアリングの結果の価格から算定された4%をIRRとして採用することとしており、リサイクル木材及び一般木材についても、同一の4%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IRRが設定されており、ヒアリング結果どおりIRR1%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。

これは前回、報告書に記載するように指示があった点でございます。辰巳委員のご意見でございます。

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。

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。

別添について、注のところだけ読ませていただきます。

\* 1、住宅用太陽光発電について。10kW未満の太陽光発電については、一見、10kW以上の価格と同一のように見えるが、家庭用についてはkW当たり3.5万円の補助金の効果を勘案すると、実質、48円に相当する。なお、一般消費者には消費税の納税義務がないことから、税抜き価格と税込み価格が同じとなっている。

\* 2、地熱発電のIRRについて。地表調査、調査井の掘削など地点開発に一件当たり46億円程度かかること、事業化に結びつく成功率が低いこと等に鑑み、IRRは13%と他の電源よりも高い設定を行っている。

\* 3、消費税の取扱いについて。消費税については、将来的な消費税の税率変更の可能性を想定し、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太陽光発電の余剰買取の買取区分については、従来どおりとした。

以上でございます。

○植田委員長

ありがとうございました。

#### 4. 討議

○植田委員長

それでは、これから質疑応答、自由討議ということにさせていただきたいと思いますが、今のご説明に関しましてご指摘いただく点、ご質問等お願いしたいと思います。

では、山地委員から。

○山地委員

ありがとうございます。私、前回といってもおとといですかね、欠席したんですが、前回の資



料は見せていただいて、きょうの資料2としてまとめられたものの前のバージョンについてはコメントしました。適切に反映していただきありがとうございました。非常に時間が限られている中で、本当に事務局にはよく頑張っていたいただいております。基本的にはこの内容で結構ですが、少しコメント、特に文章、表現を直すとかそういうことではないのですが、気がついた点を申し上げたいと思います。

まず、資料2のページで言うと、目次を除いた本文の2ページ目のところの一番上、この「ただし」というところから始まる部分について。やはり我々の役目というのは、法律に従って効率的な供給を行った場合に通常要する費用に適正な利潤を加えて価格を定めることです。ただ、効率的な供給を行ったということの担保がないわけですね。できる限りの調査をしたけれども、やっぱりこれは今後効率的な供給の実態をつかまなきゃいけないので、この設備のコストデータを、事後的ではありますが、おおむね半年ごとに集計していくというのは非常に重要なことと考えます。

もともと政策として見れば、目標を効率的に達成するというのは基本でありますので、こういうふう買取区分ごとに原価プラス適正利潤というのがいいのかどうか議論すべきですが、今回は法律の中に沿って行くものですから、これで結構だと思います。ただ、この法律のもとの中でも、できるだけ効率を追求するような仕組みを入れ込むということについては、工夫の余地があると思います。その点で、この原価プラス適正利潤という中で、効率性をどうやって追求していく仕組みにするかというのは難しいんですが、例えば一つの例は、ちょっと後で出てくるんですが、個別のところ太陽電池の劣化については特に考慮しないとなっていましたけれども、これはそれをすることによって余り劣化しない技術革新を促進することになりますから、なぜ劣化を考慮しないのかという理由の中にデータが不足とかありましたけれども、ある意味ではより効率的な技術を促進するという効果もあるかというふうに考えました。これが一番大きなところでございます。

あとちょっと細かいところを申し上げますと、5ページ目ですね。太陽光の調達区分のところ、余剰買取方式にした理由を改めて書いているわけで、この矢印の4点、多分前から議論があったんですけども、全量買い取りにするとメーター等の配線を変えなきゃいけないとか、そういうのもあるなというのがありますが、特に書く必要はないと思います、理解されていると思いますから。

それと、7ページの劣化率の扱いは先ほど技術開発を促すので結構だということを申し上げました。

もう一カ所、細かいところが一つあったんですが、本当に細かいところ、17ページですけれ

ども、バイオマスのところで、下のほうの下から2つ目の矢印のところのPKSがありますね。Palm Kernel Shellだと思うんですよね。これ、多分「m」になっているのは、多分「r」と「n」ですね。つまらない話ですけども、最終的な文章として残るときには修正しておいたほうがいいと思います。

以上でございます。

○植田委員長

ありがとうございました。特によろしいですね、今のは。後でお伺いしてから。

では、和田委員からお願いできますか。

○和田委員

一般的に私もこれでいいと思うのですが、これが国民負担でなされるということが、電力料金が上がるとかそういう表現がよくなされていますよね。確かに国民負担が増えるわけですけども、この制度がもたらす社会的なメリットですね、社会的影響というのは非常に大きなものがあるわけで、もちろん環境保全に極めて効果が高いあるいは新たな将来性のある産業発展、それから、それに伴う雇用の拡大、さらにこういう再生可能エネルギー資源は農山村を中心にした地方に多いわけで、そういう地方の活性化。こういうさまざまなプラス効果があるというメッセージを含めて出していくということが非常に重要じゃないかと思っています。

どうしてもお金の上での負担というのが全面に出がちですが、それ以上に社会的な大きなメリットがあるということ、それだけの買い取りの条件がこういう形で決められたことで社会における市民を含めた多くの主体が取り組めるようになったということがあるわけで、そういう意味では住宅用の太陽光発電だけではなくて、さまざまなこの取り組みを通じて負担した側にも利益が還元されていくというふうな仕組みができたというメッセージが非常に重要ではないかと思っています。

それで、さっき山地委員からご指摘のあった効率化ですね、これがきちっとできるような、この現在の段階でそれができるかどうかというのはともかくとして、コジェネにしるダブル発電にしる、こういうものはエネルギーの利用全体から見たら非常にいいわけで、そういう方向がきちっと出せるような条件をどうしたら作っていけるかということを今後の課題として考えていく必要があるのではないかと思っています。

それから、小さいところなんですけれども、5ページの太陽光の余剰買取方式のところ、2つ目の矢印で全量買取方式に移行する場合に、「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」とあるんですけども、これ、全量にしてもIRRを一定にすれば賦課金、増えますか。要するに買い取りの価格が下がるわけでしょう。だから、買い取りの価格と全量分の

乗じたものの総額が今の場合ですと60%余剰としてIRRを出しているわけで、そこはそんなに変わると、それは設定の仕方ですけれども、買い取りの価格が同じだったら、もちろん負担が大きくなるんですけども、同じでなければそうはならないから、ここは理由としてはちょっと除いたほうがいいかなという気がしています。

それからもう一つ、6ページのIRRの四角い黒の3つ目の3行目、「一方、10kW未満の太陽光発電については、補助金効果を考えなかった場合の価格に対応するIRR」ではなくて、「考えた場合の」じゃないですか。考えた場合にIRRは高いものになるわけでしょう。補助金効果を入れた場合にIRRが高くなるという表現ですよ。

○新原部長

では、今の1点だけちょっと技術関係でお答えしますと、これは、ちょっと1点目は表現が不十分なのかもしれません。ここで言おうとしていることは委員おっしゃったとおりで、つまり価格を変えなければですね。「変えなければ」と書かなきゃだめなんです。そう書かなきゃいけないと。変えなければ移行した場合にこうだということ。それはちょっと……。

それから、2つ目のところについて言うと、これはその前にIRR3.2%としているんだけど、これはちょっと書き方は、だから委員のご意見に従って書いたところなのでちょっと相談させていただきますが、言いたかったのは、3.2%としたんだけど、補助金がなければこれより高いIRRにならなきゃいけないわけですが、3.2%より、ということなんです。だから、ちょっと読み方があれだとすると、これ委員のご意見を反映したところなのでご納得いただかないと何か意味がないので、ちょっと事務的に相談させてください。

○和田委員

意味としては、私はそういう意味で申し上げているので、高いものとしなければいけないという意味ですね。

○新原部長

そうです、おっしゃるように。ちょっと何か文章を後で。

○和田委員

そういう意味合いですね。了解しました。

○植田委員長

最後に少し文章の確認をしたいと思いますが、前半のほうは、価格が同じ場合はというふうに補足する格好にさせていただく方向でよろしゅうございますか。

ありがとうございました。

では、山内委員、お願いします。

○山内委員

細かい点と文章、それから意見を述べたいと思います。

細かいというところは、2ページ目の一番下のところから2つ目の矢印、「ヒアリングにおいて」ですけれども、internal rate of returnを内部利子率と訳されています。内部利子率とも訳すんですけれども、収益率のほうが普通じゃないかなと思って、今ネットでちょっと調べてみましたが、ネット上の多数決をとるとやっぱりそっちのほうが多いようなので、そうかなと思います。

それから、関連しているんですけれども、その次の3ページのところに下から3つ目の四角ですね。「ドイツやスペインで」と書いてあるところなんですけれども、3行目で「我が国で標準的に設定すべきIRRは、税引前5～6%」で、「この程度のIRRの水準が我が国では妥当である」、このとおりだと思うんですけれども、あとの記述の中で、例えば6ページの(4)の2つ目の四角の「このため」云々の中で標準的なIRRを税引前7から8%で想定すると書いてあるんですよ。これはたしか風力ですけれども。とにかく標準的という扱い方ですね、IRR、それがちょっと少し誤解されるかなというような感じがあって、ほかにも13ページのところの一番下の(5)の上のところに標準的なIRRである七、八%よりも税引前13%というふうなこと、これは地熱ですよ。それから、16ページのところで、当初3年間の標準的なIRRは7%と、こういうふうになっているわけで、2つ分けなきゃいけないと思うんですけれども、1つは、基本的に前提は5、6%で、プラスリスクを加味して7、8%、7、8%を後半のほうでは標準的というふうに言っているんですけれども、本当の意味での標準的は5、6%なので、そこに統一をしておいてリスク込みで標準的というか、風力なんかだと7、8%を見てと、こういうふうになっていますよね。だから、そのところをちょっと言葉の使い方か、あるいは書き分けか、それがちょっと必要かなと思いました。

○植田委員長

この点、3ページの下から2つ目の黒があって、このところでこれの2行目に一応、1、2%上乗せし、税引前……

○山内委員

それで、この次をもう一つ言いたいのですが、2つあるわけですね。5、6%があって、プラス今回の3年間の措置の少し利益を見ますという部分と、それからリスク分を乗せますという部分2つあるわけですよ。このところはだから、税引前7、8%標準というのは、これに1、2%上乗せして、これが3年間の措置の話じゃないですか。このことと、それから太陽光と風力の場合のリスクが違うから何%か上がりますよという話はちょっと違うので、要するにそこを少しわかるように書いてほしいと、それだけです。結果的にはこれでももちろんよろしいと思うん

ですけれども。

○新原部長

まず1点目のところは、これはちょっと実はどういうふうにしようかなと思ったんですが、ちょっとぜひ委員の皆さんのご意見をいただきたいと思いますが、このIRRというのは報道を見ていただくとわかるんですが、IRRと書かないんですね、わからないから。これを利益と書くんですよ。何が起きるかという、6%が14%もうかるのかという話になるんですよ。これはまずいんですね。これは要するに、だからそのところをどう説明するのかなと。だから私も標準的な言葉では、利子という言葉を使ったのはそういうことなんですけれども、何かここをちょっと補完しておかないと誤解を招くと思うんです。

○山内委員

意図はわかりました。そういうふうに訳すこともあるから、それでもいいと思いますけれども、本当は内部収益率ですよ。収益は会計の用語では収入のことなので、それが一番正しいと思うんですけども。

○新原部長

そう説明しますかね。かなりの程度は私のところに問い合わせがありました。こんなにもうかるのかと。それは誤解を招くんですね。そこをどうするかちょっとご相談させていただくなり、それがちょっと一番あやしいところだったんです。

それから、後ろのところはこれもちよっと言い方をどうするかなんです、言われたとおりで、今、植田委員長が言われたみたいに最初のところに定義したので、上乘せした値の議論に後ろは全部なるわけですよ。そこをどういうふうに表現するかと。

○山内委員

結論的なものはこれでいいと思いますし、要するにその辺のわかりやすさだけの問題だと思うので、定義でされているということであれば、それはそれでも結構だと思います。それがご指摘したいことなのです。

あとは意見的なことなのですけれども、まず、今回これをやってかなり社会的にも導入促進に向いているんだと、そういう受け取られ方をしていると思うし、ある意味でそれは正しいことだと思うんですね。その導入促進ということ言うと、価格と買い取り期間を決めて、それでその他の条件は前回は議論ありましたが、これは行政的にあるいは大臣が決めると、こういうことになるんですけれども、ほかにもやるのかと思いついて、例えば価格をこれからどのように改定していくかという問題ですけれども、この間も議論がありましたけれども、法律的には6カ月での改定も可能であるということもありました。あるいは1年という改定もあ

ります。導入のしやすさということを考えると、当面はやっぱり将来的に価格がどうなっていくのかとか、そういった予測を事業者の方に与えるという重要性はあると思います。

その意味では、今の話で言うと、できる限り価格の改定は1年で固定をしたほうがいいということと、もう一つは価格がこれからどうなっていくのか、この先どうなっていくのかという予測みたいなもの、これを示せばいいんですけども、多分示せないで、少なくとも6カ月で会計データとかが上がってきて、その中で必要な情報開示というか、このような概算値で今データが上がってきていますとか、これもちょっと検討してみなきゃわからないですけども、そういう情報を出すことによって将来の事業の成立可能性みたいなものの確率性を上げてやるとか、そういうことも必要かなというふうに思います。それが1点目です。

それから、2点目はお二方の先生がおっしゃったのと全く同じで、効率化や社会的な利益といえますか、それをどういうふうに本制度によって図っていくかということだと思います。様々な意味で新しい事業形態とか事業者の方が入ってくる、それからイノベーションというものが起きてくると、こういうことが社会的にも利益につながるんだと思います。イノベーションで言うと、本当の技術の革新を引き出すためにどうしたらいいかということで、これは今、山地先生がおっしゃったような効率化をどうしたらいいかとか、そういうところからもつながってくると思いますし、社会的なイノベーションという意味で言うと、例えば地域とどう関わってくるのかとか、いろんな地域でも利害あるいはステークホルダーの方がいらっしゃるわけですから、そういったところとうまく調和するような新しいシステムとか事業方式を提案できるような形をつくっていく。それが地域の経済振興とかあるいは発展につながると思います。

ですから、そういうことを促すような形でこの事業を見つめてやるというか、やりやすくするということが必要であると思います。この辺は意見ですので、直接この我々の内容というわけではないですけども、先ほど例に挙げましたように、附帯的なことで何かうまく事業をしやすいという意味では、我々のところでも何らかの形で関係してくるのかというふうに思います。この点を行政当局にもお願いしたいというふうに思います。

以上でございます。

○植田委員長

ありがとうございました。ほかにもございますか。よろしいですか。

では、どうもありがとうございました。私のほうからちょっと1点細かいことだけですが、4ページのところで調達区分というもの、最初の最初がありまして、このところで現時点で事業ごとの差異というんだけど、この何の差異かが少しわからないですね。ちょっと一言補ったほうがいいかなと。

○新原部長

コスト構造。

○植田委員長

従来はそうのように言ってきたので、それでいいのかなと思いますが、いかがでしょうか。

ありがとうございました。

では、これでもしよろしければ、別添のほうもよろしゅうございますでしょうか、これで。

ありがとうございました。

それでは、非常に貴重なご意見いただいたと思いますので、意見書に反映させていただきたいと思っております。一応大体の合意はできたと思いますので、具体的な反映の方法につきましては、私にご一任いただくということによりお願いいたしたいと思っております。

どうも本当にありがとうございました。本日大変貴重なご意見多数いただきまして、この後、本館の10階の記者会見室におきまして、私と山内委員長代理とで記者会見を実施する予定です。どうぞよろしくお願いいたします。

最後に、私のほうから一言だけ御礼と申しますか、申し上げたいと思っております。

委員長を拝命いたしまして、大変重責というふうにして、本当にまとめ上げられるかどうか大変気にしていたわけですが、3月6日が第1回でございましたでしょうか。きょうまとめ上げることができまして、大変率直にうれしく思っております。委員の皆さん、それから事務局の皆さんにも大変感謝しております。どうもありがとうございました。私としては、経済産業大臣に提出する意見ということでございますけれども、先ほどもお話ありましたように、再生可能エネルギーの導入促進の一種の起爆剤になる内容を持っていると理解をしています。

ただし、再生可能エネルギーの導入拡大に関しましては、ご存じのとおり、この制度に加えまして規制改革の問題や系統整備の問題も必要でございます。政府にはそういう観点につきましてもご尽力いただいて、導入促進が確かなものとなるようにしていただきたいと思っております。

なお、本日18時20分から本意見書を枝野経済産業大臣にお渡しする予定です。どうぞよろしくお願いいたします。

また、今後はこの意見書を尊重する形で経済産業大臣が調達価格及び調達期間の案を作成し、関係省庁への協議やパブリックコメントを実施するということとなります。仮にこのプロセスの中で意見書から大幅な変更があり得るという場合には、再度皆様にお集まりいただいてご議論いただくということがあるかもしれませんが、仮にそうになりました場合には、改めて事務局より連絡をさせていただきます。どうぞご了解賜りたいと思っております。

## 5. 閉会

○植田委員長

では、改めまして本当に委員各位の皆さんのご協力、どうもありがとうございました。これで終わりにしたいと思います。

どうもありがとうございました。

— 了 —