

第15回 調達価格等算定委員会

日時 平成26年3月7日（金）16：30～17：47

場所 経済産業省本館17階 第1～第3共用会議室

1. 開会

○植田委員長

それでは、定刻よりも少し早いかもしれませんが、ただいまから第15回調達価格等算定委員会を開催させていただきます。

お忙しいにかわりませずご出席いただきまして、どうもありがとうございます。

きょう山内委員は所用により欠席されておられます。

2. 事務局説明

(1) 前回は指摘いただいた事項について

(2) 平成26年度調達価格及び調達期間に関する意見（案）

○植田委員長

早速ですが、議事に入りたいと思います。

まず、資料の確認を事務局のほうからお願いできますでしょうか。

○村上課長

お手元の資料、議事次第、座席表、席上配付資料一覧の後、資料1名簿、資料2指摘事項、資料3調達価格及び期間に関する意見（案）、以下参考資料1、2、3、4とございます。

傍聴席の方におわびでございますが、事前に準備をいたしました資料3のページに落丁がございまして、現在印刷し直してございます。早急にお配りし直せるように今コピーをとってございますので、恐縮でございますが、ちょっとお話を聞きながら、ご勘弁をいただければと思います。

その他、もし落丁、乱丁ありましたら、審議中でも結構でございます、事務局のほうにお申し付けいただければと思います。

以上です。

○植田委員長

よろしゅうございますでしょうか。

それでは、早速議事に入ります。

まず、事務局から資料2、前回ご指摘いただいた事項についてのご説明をお願いします。

また、それに続きまして、事前にいろいろご意見をいただいていたわけですが、資料の3、平成26年度調達価格及び調達期間に関する意見（案）につきまして、これは毎回そういうふうにしておりますけれども、事務局のほうから読み上げていただくということで、確認させていただきたいというふうに思っております。

では、よろしくをお願いします。

では、部長から。

○木村部長

それでは、資料2をまずご説明申し上げます。今回は、中身は2枚でございます。

まず、太陽光は10kW以上の利潤水準、前回は、10-50kW、それから、50-500kWのみをお示ししたわけなんですけれども、それ以上のものはどうなっているかというご指摘が和田委員からございました。それで、確認いたしまして、それでこれは前提を今年度の調達価格36円/kWhで現状の調達区分を10kW以上で想定している税引前IRR水準6%ということで想定をして計算したものでございまして、10-50kWは、前回同様22.4%、50-500kWは7.1%でございます。500-1,000kWが20.8%、1,000kW以上の区分で33%というデータでございます。いずれの区分におきましても、IRR水準は6%を超えている案件が多数であったということでございます。若干、1,000kW以上の案件で、IRR6%未満の件数というのが33%というのは意外な感じもいたしますけれども、基本的に、やはり開発期間が長期化するということで、これは平成25年度10月-12月期の運転開始設備の要素をベースにとっておりますので、そのために調達価格が40円で基本的には認定等を受けている案件がこの中に大層を占めている可能性がございますので、それとの関係で、36円で計算いたしますとやはりIRR水準が6%未満であるということが出てきているというものと思われまます。

以上が、1枚目の説明でございます。

それから、2ページ目でございますが、中規模太陽光につきまして、仮に価格を分ける、あるいは上乗せするというところで考えるときの具体的な国民負担額というのがどういうふうになるかということでございまして、中規模太陽光の運転開始実績、これは下にございますけれども、230.7万kWということでございます。これらの買取価格が仮に1円それぞれ上乗せされるということになった場合の追加的な国民負担額は26億円、追加の賦課金負担額というのは標準家庭ベースで月額約1円という計算になります。

設備認定を受けております中規模太陽光でございますけれども、これは753万kWございまして、

これが全て稼働するという前提で買取価格、やはり1円を上乗せということで考えますと、追加の国民負担額というのは86億円、追加の賦課金負担額というのは、標準家庭で3円ということでございます。もちろん、これは機械的な試算でございますので、実際に規模太陽光の導入量、あるいは買取価格の上乗せ額に応じて変動はいたします。1円ぽっちじゃ、加速効果はないということですが、もっと積むことになるわけでございますけれども、他方、1円でも恐らく区分のバイアスとかはわかってまいりますので、導入量がふえるということ、当然それは期待をしている面もでございますけれども、買取総額というのはそれに応じて変動と言いますか、増加をしていくということにはなろうかと思っております。いずれにしても、一つの機械的な試算ということでお受けとめいただければというふうに考えてございます。

とりあえず、私からは以上でございます。

○植田委員長

それでは、引き続きお願いします。

○青木課長補佐

私のほうからは、資料3、平成26年度調達価格及び調達期間に関する意見（案）について読み上げさせていただきます。

早速ページをおめくりいただいて1ページ目。

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26年度調達価格及び調達期間について、以下のとおり、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及び調達期間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聞くように求める。

なお、法律において、調達価格及び調達期間については、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、電気の供給の必要となる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も、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26年度調達価格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. 基本方針

制度の適用を受けて運転開始した設備には、法令に基づきコストデータを義務的に提出させており（虚偽の記載があった場合には制度の適用を取り消す旨、注意喚起を実施）、平成26年度の調達価格の算定に当たっても、実態の費用を反映した当該コストデータを基礎とした。

これに加え、本年度は、平成24年度に認定を受けて未だ運転開始していない400 kW以上の全ての太陽光発電設備に対し、法律に基づく報告徴収を求めてその実態の調査を行った。これによるデータは、更に新しい市場状況を反映したものとなっていることから、分析の対象とした。

また、施行後1年半を経て太陽光を中心にデータが徐々に集積しつつあるものの、運転開始まで長期の開発期間を要する発電設備（風力・地熱等）を中心に十分なデータが集積していないため、太陽光以外の発電設備は制度開始以降運転開始したデータの全数を分析の対象とした。

さらに、集積したデータから平成25年度調達価格の査定後コストの変化が確認された場合は平成26年度の調達価格の算定に適切に反映させる必要があること、データ数、分布の状況、特異な気象等による年毎の変動等を勘案し、法律が「供給が効率的に実施される場合に通常要する費用」と規定している趣旨を踏まえる必要があることも確認した。

ページめくっていただいて、

III. 分野別事項

1、太陽光

(1) 10 kW未満

①システム費用

住宅用太陽光補助金制度の交付決定実績データによれば、新築設置の平均のシステム費用（太陽光パネル、パワーコン、架台、工事費を含む価格をいう。以下同じ。）は、平成25年度の想定42.7万円/kW（平成24年10月－12月期）から38.5万円/kW（平成25年10月－12月期）に下落していることが確認された。

新築設置の平均費用を算定根拠に用いることは、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ため、平成24年度同様、平成25年度10月－12月期の新築設置の平均システム費用である38.5万円/kWを算定の根拠に採用した。

②補助金額の控除

平成25年度までは、住宅用太陽光発電（10 kW未満の太陽光発電）の設置に対し国及び地方自治体からの補助制度が存在していたため、補助金の交付と固定価格での調達が二重の助成とならないよう、調達価格算定に当たっては、当該補助額を控除してきた。具体的には、平成25年度の

調達価格の算定の根拠とするシステム費用から、国からの補助金2万円/kWと、地方自治体からの補助金3.4万円/kWを考慮して、調達価格を計算している。

しかし、平成26年度から国の補助金が廃止されることは既に決定しており、それに伴う地方自治体の補助金も改廃が予想される。人口が多い自治体を中心にアンケート調査（太陽光発電協会調べ）を行ったところ、平成26年度も補助金を継続する自治体は、全体の36%、現在検討中の自治体を含めても最大で46%と、半数を下回った。また、補助金を継続する場合も、減額を検討中とする自治体が28%であった。

以上より、平成26年度の調達価格の算定に当たっては、国による補助金はもとより、地方自治体による補助金分についてもシステム費用からの控除は行わず、補助金の受給がないとの前提で調達価格の算定を行うこととした。

③運転維持費

制度開始後1年以上が経ち、運転を開始した設備が増加したため、改めて、その現状について、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る調査を行った。

その結果、①多くのパネルメーカーが、システム全体に10年間無償の保証を実施していること、②過半数のユーザーがこれらの無償の保証に加入していること、③当該保証に係る費用はユーザーへの販売価格に転嫁されていることが確認された。

また、稼働期間20年間では、①4年に1回以上の定期点検（2万円程度/回）、②1回以上のパワコン交換（平均20万円）が必要とのことであり、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/年となった。

したがって、システム費用の低下と同様、平成25年度調達価格の想定（4,300円/kW/年）から引き下げて、約3,600円/kW/年を平成26年度調達価格の算定を基礎として採用することとした。

（2）10kW以上

①システム費用

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（平成25年10月～12月期）によれば、1,000kW以上の設備の平均費用は、平成25年度の想定28.0万円/kWから30.5万円/kWに上昇している。

こうした価格上昇の背景として、円安による海外製品の値上がり、工事費の上昇等も指摘されたが、上記データには平成24年度調達価格の適用を受けた案件が多いことや、資材等を発注していない案件が多く市場に価格低下のインセンティブが働いていないことも要因として考えられる。

こうした点に関連し、「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られているケースもあるのではないか」との指摘も出てきたことから、経済産業省では、昨年9月、平成24年

度に認定を受けて、未だ運転開始をしていない、400 kW以上の全ての太陽光発電設備に報告を求めて、土地及び設備の確保の状況やその遅れの理由について、実態調査を行った。

同調査の1,000 kW以上の設備のデータをみると、平成25年10月－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。法律は、調達価格の算定の基礎として、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を用いるよう定めているため、平成26年度は、27.5万円/kWを調達価格の算定の基礎として採用することとした。

なお、制度開始後1年以上が経ち、運転開始実績のデータが蓄積し始めたところ、設備利用率が平均で13.6%となっていることが確認された。これは、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採用してきた12%よりも上昇する結果となっている。ただし、「本年度は特に天候状況がよかった影響を考慮する必要がある」との声もあるため、平成26年度調達価格の算定根拠に、設備利用率として13%を新たに採用することとした。

②土地造成費用

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れば、500 kW以上1,000 kW未満の区分で全体の4割強、1,000 kW以上の区分では全体の6割程度の案件で、土地造成費用の計上が確認され、その全体の平均値は、平成24年度・平成25年度の想定0.15万円/kWよりも高い、0.97万円/kWとなった。

一方で、土地造成費用には、中央値と平均値の間に大きな乖離があり、敷地全体をコンクリートで整地したケースや、ゴルフ場の跡地であったため、勾配をならす必要があったケース等、極端に費用が高い案件が全体の平均値を高めていることが確認されたため、平成26年度調達価格の算定根拠として、中央値である0.4万円/kWを採用することとした。

③接続費用

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れば、いずれの区分も平成25年度の想定1.35万円/kWを下回る水準となった。

一部事業者へのヒアリングによれば、現在建設中又は計画中の案件の中には、2,000 kW以上の特別高圧となるものや、系統接続距離が長くなるもの等、接続費用が1.35万円/kWを上回る水準のものが存在するとのことであり、こうした案件を含め、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年度の想定を据え置くこととした。

④運転維持費

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れば、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0.9万円/kW/年より低下が見られたことから、システム費用の低下にあわせて、1,000 kW以上の区分の平均値である0.8万円/kW/年を、平成26年度

調達価格の算定の根拠に採用することとした。

⑤土地賃借料

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れば、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案件等が全体の平均値を高めていることが確認されたため、中央値が150円/m²/年程度、最頻値が150円/m²/年であることを確認した上で、平成25年度の想定(150円/m²/年)を据え置くこととした。

⑥10 k W以上500 k W未満の別区分化

「平成25年度の調達価格及び調達期間に関する意見」では、10 k W以上500 k W未満の太陽光発電設備について、その別区分化の是非につき、検討を行ったが、国民負担への配慮、短期の制度変更により失われる制度の予測可能性、特定規模での区分バイアスの発生、価格の高い区分への市場シフトの誘発、10 k W未満案件との不公平感、現在の価格でも多数の申請がある現状等に鑑み、別区分化の必要はないと判断した。

一方で、委員からは、10 k W以上500 k W未満の設備については、昨年度に引き続きそのシステム費用がメガソーラー(1,000 k W以上)に比して高いことから、メガソーラーと同じ利益水準が確保されていないため、やはり調達価格を別区分化すべきとの意見が出された。このため、改めて、昨年度の審議からの事情変更がないか、再検証を行った。

平成25年度の普及実績を見ると、500 k W未満の設備も、遊休地や学校や工場の屋根の活用等、各地で普及が進んでおり、運転開始した設備の件数では全国で8万1,728件、合計出力でも、1,000 k W以上の設備の128.7万 k Wに対して、230.7 k Wと倍近い規模の設備が普及している。

また、コスト実績をみると、引き続き、500 k W以上に比較して500 k W未満の区分のシステム費用は高く、10 k W以上500 k W未満が36.9万円、50 k W以上500 k W 4 未満が32.4万円となっていることが確認された。これは流通過程が長く流通費用が長いこと、工事の規模の経済が働かないことが理由として考えられる。もっともこの差は、平成25年度より縮まっている。

他方、運転維持費については、10 k W以上500 k W未満は、ほとんどが運転維持費を計上しない案件であり、500 k W未満でも、極端に運転維持費用が高い案件(土地賃借料が高い案件等)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が確認されたため、中央値を念頭において検討すると、0.1万円/k W(10 k W以上500 k W未満)、0.5万円/k W(50 k W以上500 k W未満)と、0.8万円/k W(1,000 k W以上)よりも低くなることが確認された。

このように、500 k W未満については、運転維持費が相対的に低いことから、システム費用以外のコストも勘案すれば、1,000 k W以上との費用の差は、更に縮まることとなる。

このため、実際の利益水準においても問題となるような差が生じているのかどうか、直近に導

入された設備の利益水準をもとに、検証を行うこととした。具体的には、平成25年10月－12月期の運転開始設備について、今年度調達価格36円/kWh（税抜）を前提として、設備利用率を来年度の算定根拠とする13%を採用し、実績値のデータが少ない運転維持費については別途行った分析によるデータを加味した上で、各区分における税抜前のIRRの分布を調査した。

その結果、現状の調達区分（10kW以上）で想定しているIRR（税引前）水準6%を下回っている件数比率は、10kW以上50kW未満の区分で約22.4%、50kW以上500kW未満の区分で約7.1%となった。

このため、現状では、1,000kW以上の設備を念頭に算定した調達価格を適用することで、500kW未満の設備の事業採算性に著しい問題を発生させているとは判断されず、事業が効率的に実施されていれば必要な利益が十分に得られていると考えられる。このため、昨年度と同様、新たな価格区分を設定する必要はないとの判断で合意した。

なお、システム費用を中心にコスト差があるのは事実である上、運転開始した設備を中心としたデータの取得方法によるのみでは、結果的に建設を断念した場合のコストデータが含まれないという課題も抱えている。

このため、500kW未満の太陽光発電設備の別区分化については、こうした建設を断念したものが潜在的に有していた費用構造等も含め、来年度以降も引き続き調査を行い、その要否を検討していくこととした。

2. 風力

(1) 20kW以上

①資本費

今回の審議時点では、制度の適用を受けた新規運転開始実績は10件であった。

大型風力の場合、事前調査や環境アセスメント等で運転開始までに4～7年程度を要するため、現時点では制度施行前から準備を進めていた案件のみが運転開始に至っている状況である。ちなみに、現在のところ、設備認定を取得した開発案件が76件存在しており、今後は、これらの案件が順次運転開始していく見込みである。

運転開始した設備から得られたデータによれば、資本費は、平均47.1万円/kW、中央値3.17万円/kWとなったが、中でも25kWと小型風力とほぼ同等と思われるケースを除けば、平均値は31.7万円となり、平成25年度の想定（30万円/kW）とほぼ同水準となったため、平成25年度の想定を据え置くこととした。

②運転維持費

今回収集できた運転維持費のデータは64件であった。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、平成25年度の想定(0.6万円/kW/年)を上回る水準であった。

これは、例年より比較的多かった台風の影響による風車の修繕や数年に一度実施される大規模修繕(オーバーホール)等が本年度に集中した影響があるといわれており、一時的に、高い値を示した可能性があることから、更にその精査を行った。

収集したデータのうち、天災(台風・落雷等)の影響が確認されたものや、大規模改修(オーバーホール)等の実施が確認された設備は64件中28件であり、その平均値は1.8万円/kW/年、中央値は1.3万円/kW/年であった。また、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、その平均値は1.1万円/kW/年、中央値は0.9万円/kW/年であった。

このように、今回データを収集できた設備からは、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、全体的にも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、天災や大規模修繕実施のタイミング等、その年の状況により左右されること、また一名の委員により指摘があった、雷対策の技術の採用により、これらの費用は抑えられる可能性があることから、もうしばらく状況を見極めるべく、平成25年度の想定を据え置くこととした。

以上より、平成26年度調達価格については、平成25年度調達価格を据え置くこととした。

(2) 20kW未満

今回の審議時点では、収集した資本費のデータは1件で510万円/kWであり、平成25年度の想定(125万円/kW)よりも高いが、設置した事業者によると、CSRの一環として設置したものであり、採算度外視であるとのことであった。

現在、小型風力発電機メーカーでは、設備認定上求められている安全性や品質に関する基準を満たすことを確認できる第三者認証の取得に向け、各種データの取得に努めているところである。加えて、電力会社との接続協議の円滑化に向けた客観的な技術基準の整備等、制度に対応した市場環境整備に取り組んでいるところである。

資本費の実績データが1件であり運転維持費のデータが0件であること、制度に対応した各種市場環境整備が進みつつあることから、状況を見極めるべく、平成26年度調達価格については、平成25年度調達価格を据え置くこととした。

(3) 洋上風力

「平成25年度調達価格及び調達期間に関する意見」では、「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、(陸上風力とは)別途の区分を設けることも含めて、再検討を行う」こととされている。

平成25年度には、着床式洋上風力については、国及びNEDOによる実証事業の一環として、銚子沖・北九州沖にて実機の設置が完了し発電が開始され、費用を含めた各種データの取得が始まると同時に、これらも参考とした民間企業による着床式の洋上風力事業計画が動き始めている。

ただし、浮体式洋上風力については、福島沖と長崎五島列島において、実証機の設置が完了し発電を開始したものの、まだ、事業化に向けて技術的な課題等の開発・検証が必要な状況にあることから、その事業化には今しばらく時間を要すると考えられる。

こうした状況を踏まえ、経済産業省では、本年度の調達価格等算定委員会の開催に先立ち、平成25年11月に、風力発電等に詳しい外部有識者からなる研究会（以下単に「研究会」という。）を組織し、国による実証事業のデータの信頼性や事業の検討段階にある事業者へのヒアリング、実証事業に先立ち実施した実現可能性調査、海外事例のコスト動向等について専門的知見から整理を行い、平成26年度1月に、報告をとりまとめた。

調達価格等算定委員会においては、こうした専門家の知見の整理を踏まえつつ、洋上風力に関し、別途の区分による調達価格の設定を行うかどうか、その水準をどの程度に設定するか、議論を行った。

①洋上風力調達区分の定義

洋上風力については、現在でも、風車本体は洋上に立ちその基礎は海底に設置されているものの、陸上から建設又は運転保守を行うことが可能な接岸型の風車等、洋上風力と陸上風力の間の限界的な事例となるような発電設備が、既に存在している。

洋上風力と陸上風力の調達区別については、その費用構造に着目して整理することが必要となるところ、その費用に最も大きな違いを与えるのは、建設及び運転保守の方法の違いであり、これを陸上側からできるのか、洋上側で船舶等によるアクセスを必要とするかで、大きく費用構造が異なるものと判断された。

このため、洋上風力の調達区分の定義は、「建設及び運転保守のいずれの場合にも船舶等によるアクセスを必要とするもの」とした（風車と陸地が構造物等で繋がっており、作業員が建設又は運転保守の主たる作業を、陸側から行うことができるケースは対象外。）

なお、今回検討を行った洋上風力の調達区分は、主として着床式を念頭に置いて議論しており、浮体式を念頭に置いた費用の構造については、浮体式洋上風力に関する技術実証の成果により事業化を具体的に検討することが可能になった段階で、改めて整理を行うこととした。

②資本費・運転維持費

研究会では、事業検討段階にある事業者へのヒアリング、事業者も参画した実現可能性調査、海外の事例等をあわせて分析を行った結果、事業化段階における費用を検討する際に、次の3つ

の代表的なコスト試算オプションを念頭に置くことが適切ではないかとの結論に至った。

専門家の間では、特に、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、比較的効果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、の間に、「効率的に事業が実施された場合」として採用すべきコスト構造があるが、どのような洋上風車を念頭に置くかによって、その適切なコスト水準も分かれ得るとの評価であった。

このため、調達価格等算定委員会では、こうした研究会の指摘を基に、主としてオプション②とオプション③の評価を行いつつ、設定すべき洋上風力に関する調達価格について、検討を行った。

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）を想定している。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）、また大型風車の登載（重力式又はジャケット式＋5～7MW級の風車で採用）にも対応可能である。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ような場所にも建設が可能となるが、資本費が割高となり、初期段階から普及の主役となるかどうかについても、評価が難しい。

なお、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では陸上風力の導入量の約74倍を見込めるとの試算がある。

上記を踏まえて、以下の考えから、オプション②（資本費56.5万円/kW（54、59万円/kWの平均）、運転維持費2.25万円/kW/年（1.5、3.0万円/kW/年の平均）、設備利用率30%）を念頭に、調達価格の別区分化を行うこととした。

現状想定されるコストは、オプション②のほうがオプション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と同等か安価になる可能性もある。

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ため、まずは確度の高いオプション②を採用することとする。

なお、オプション②及び③ともに、洋上風力開発に関する事業の習熟度が増すにつれ、低減が期待できるコスト要素（地耐力の高い港湾拠点インフラの整備や、設置船・メンテナンス船等の設置管理に必要な船舶・設備等の整備等の施工環境の整備等）が多数残されている。このため、

将来的には、そのコスト動向をよく注視していく必要がある。

③適正な利潤水準

洋上風力について想定すべき「適正な利潤水準」は、洋上風力に関する独自のリスクを踏まえ、評価する必要がある。

適正な利潤水準は、平成24年度の調達価格等算定委員会において整理したとおり、IRR（税引前）を採用することとしている。IRRは、その事業特性に応じて、事業リスクに比例して変動する。このため、洋上風力のIRRについては、既に他の調達区分で設定されているIRRを念頭に置きつつ、その事業リスクの違いを考慮して、設定することが適切と考えられる。

具体的には、洋上風力について、以下の事業特性があると判断された。

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率・想定融資利率の差が0.5～1.5%であること。

洋上風力の導入実績が僅少な我が国では、欧州よりは相対的に高いリスクが見込まれること。

欧州の洋上風力に対する追加利率は、陸上風力（2.5%）と地熱（3.5%）中間であること。

これらの事業特性を踏まえ、洋上風力の適正な利潤として、陸上風力の8%よりも高く地熱の13%よりも低い、IRR10%を採用することとした。

④調達期間

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年以上を見込んでおり、更にIECの規格上も耐用年数は20年とされていることから、陸上風力と同様の20年とした。

3. 地熱

(1) 1.5万kW以上

現時点では、制度の適用を受けた新規運転開始実績は0件であった。制度の施行を受けて開発機運は高まっているものの、大規模な地熱発電の開発には10年以上を要するため、現時点では運転開始に至っている案件は出てきてない状況であった。

一方、現在進行中の主なプロジェクトは、地表調査・掘削調査実施中の案件が9件、探査段階の案件が1件、環境アセスメント実施中の案件が1件の計11件がある。また、これらに加え、開発前の地元理解に取り組んでいる案件が非公表のものも含めて複数件ある。実際に第一号案件が運転開始に至るのは、早くとも概ね6～7年後以降となる見通しである。

現在実績がないため、コストの算定を見直す根拠は乏しいと判断し、平成26年度調達価格については、平成25年度調達価格を据え置くこととした。

(2) 1.5万kW未満

現時点では、制度の適用を受けて運転開始した案件は1件(48kW:バイナリー発電)であり、その資本費は123万円/kWと、平成25年度の想定(123万円/kW)と同値であった(運転維持費のデータはない)。

温泉地における温泉発電の計画等が数件進行していることから、また、データ数が限られた現状では、しばらく状況を見極めるべく、平成26年度調達価格については、平成25年度調達価格を据え置くこととした。

4. 中小水力

今回の審議時点では、現時点では、制度の適用を受けた新規運転開始実績は200kW未満の区分で22件。200kW以上1,000kW未満の区分では7件、1,000kW以上30,000kW未満の区分では0であった。

本年度は、採算性の観点から従来は開発を見送っていた案件の見直しや、中小水力発電の開発に向けた地域での協議会の設立等、開発に向けた動きが活発化。さらに、制度の開始を受け、老朽化した小水力発電設備を改修して、事業の継続を検討する事業者が増加している。

さらに、慣行水利権が設定された水路における小水力発電の水利手続き簡素化や、設備容量に余裕のある水力発電における水利手続きの簡素化等が国土交通省によりなされる等、事業環境の整備も進みつつあり、今後導入は更に拡大する見通しである。

(1) 200kW未満

① 資本費

今回の審議時点で収集できた資本費のデータは22件、平均値354万円/kW、中央値182万円/kWであり、平成25年度の想定(100万円/kW)を上回る水準となっている。このうち、公共機関ではなく民間事業者が設置した8件の資本費は、平均値135万円/kW、中央値113万円/kWであり、平成25年度調達価格の想定をやや上回る水準であった。

平成25年度調達価格は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえた数値であり、当時、調達価格算等算定委員会ではこれを価格算定の上限値とすることについて合意した経緯がある。

現在、設備認定ベースで46件、相談も含めれば60件程度の案件が事業化に向けて検討を進めていることから、状況を見極めるべく、平成25年度の想定を据え置くこととした。

② 運転維持費

今回の審議時点で収集できた運転維持費のデータは16件、平均値3.3万円/kW/年、中央値2.8万円/kW/年であり、平成25年度の想定(7.5万円/kW/年)を下回る水準であった。

しかし、運転維持費の水準は、天災や大規模修繕実施のタイミング等、その年の状況により左

右される。

このため、複数年度にわたり状況を見極めることが必要と考え、平成25年度の想定を据え置くこととした。

以上より、平成26年度調達価格については、平成25年度調達価格を据え置くこととした。

(2) 200 kW以上1,000 kW未満

①資本費

今回の審議時点で収集できた資本費のデータは7件、平均値132万円/kW、中央値105万円/kWであり、平成25年度の想定(80万円/kW)を上回る水準であった。

しかし、現在の調達価格は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえた数値であり、当時、調達価格等算定委員会ではこれを価格算定の上限値とすることについて合意した経緯がある。

現在、設備認定ベースで約22件、相談も含めれば50件程度の案件が事業化に向けて検討を進めていることから、本区分についても、状況を見極めるべく、平成25年度の想定を据え置くこととした。

②運転維持費

今回の審議時点で収集できた運転維持データは19件。平均値2.9万円/kW/年、中央値2.1万円/kWであり、平成25年度の想定(6.9万円/kW/年)を下回る水準であった。

しかし、運転維持費の水準では、天災や大規模修繕実施のタイミング等、その年の状況により左右される。

このため、複数年度にわたり状況を見極めることが必要であると考え、平成25年度の想定を据え置くこととした。

以上より、平成26年度調達価格については、平成25年度調達価格を据え置くこととした。

(3) 1,000 kW以上30,000 kW未満

今回の審議時点で収集できた資本費のデータは0件であった。他方、現在、設備認定ベースで15件、相談も含めれば30件程度の案件が事業化に向けて検討を進めていることから、状況を見極めるべく、平成25年度の想定を据え置くこととした。

今回の審議時点で収集できた運転維持費のデータは10件あった。平均値2.0万円/kW/年、中央値1.9万円/kW/年であり、平成25年度の想定(0.95万円/kW/年)を上回る水準であった。

しかし、運転維持費の水準は、天災や大規模修繕実施のタイミング等、その年の状況により左右される。

このため、複数年度にわたり状況を見極めることが必要であると考え、平成25年度の想定を据

え置くこととした。

以上より、平成26年度調達価格については、平成25年度調達価格を据え置くこととした。

(4) 既設導水路活用型の中小水力

①買取対象の追加

中小水力発電設備は、水車、発電機、変電設備といった電気設備のほか、導水路、水圧鉄管といった土木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・交換等のニーズがある一方、導水路等の土木設備は100年近く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が異なるという他の発電設備にはない特徴がある。

制度開始後1年以上を経て、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、既に老朽化した電気設備等を更新することで、その投資回収を図りたいと希望するケースが多数あることが明らかとなった。

こうした改修案件については、制度上、既設の土木設備を活用し電気設備等の一部を改修したリパワリング案件と整理することが可能である。しかし、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制度の対象とならず、電気設備全般の投資を回収するインセンティブとしては十分でない。

他方で、導水路等の多額の投資を要する既設の土木設備を活用しながら、土木設備を含む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の指摘がある。

このため、調達価格等算定委員会においては、導水路等の既設の土木設備を活用して発電設備を建設する中小水力発電設備の取扱いについて、審議を行った。

事務局が行った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）が全体の4割、土木設備が全体の6割を占める。土木設備のコストのうち、発電以外の治水等の用途と共用となる場合も多い導水路のライフサイクルが特に約100年と長く、そのコストが全体の5割、これに対して発電設備に直接接続して用いられる水圧鉄管等が全体の1割となっている。

ライフサイクルが約100年と長い導水路に対して、電気設備のライフサイクルが約20年間、水圧鉄管が30～60年となっていることから、両者の投資時期は通常一致しない。このため、既設の導水路等活用したまま、電気設備及びその関連設備のみを更新することで、新たに発電設備を形成することには、一定の合理性が認められる。また、既存の土木設備を活用した発電設備の投資を促すことは、国民負担への配慮の観点からも有効であると考えられる。

このため、既設導水路活用型の中小水力については、調達価格の別区分化を行うこととした。

具体的には、「既に設置している導水路を活用して、電気設備と水圧鉄管を更新するもの」について、その更新に対応したコストを基礎に算定することで、「既設導水路活用型」の調達区分を新たに設定することとした。

②資本費

資本費については、全てを新設する場合の中小水力発電設備の資本費（100万円/kW（200kW未満）、80万円/kW（200kW以上1,000kW未満）、85万円/kW（1,000kW以上30,000kW未満）に対して、ヒアリングの結果得られた電気設備及び水圧鉄管の費用の割合に相当する5割（50万円/kW（200kW未満）、40万円/kW（200kW以上1,000kW未満）、42.5万円/kW（1,000kW以上30,000kW未満））を算定の根拠とすることとした。

なお、水圧鉄管の更新については、鉄管自体を交換する場合と、防錆、防水等の観点から再塗装、一部部品交換等の補修によって行う場合の双方が認められた。このため、本価格区分では、電気設備の更新に加え、水圧鉄管については補修に留める場合であっても、本区分の買取対象に含めることとした。

③運転維持費

運転維持費については、既設導水路を活用した場合、及び全ての設備を新設する場合との間で特段の事情の違いが認められないことから、全ての設備を新設する場合の運転維持費をそのまま採用することが適切と判断した。

5、バイオマス

（1）木質バイオマス（未利用木材、一般木材、リサイクル木材）

①資本費・運転維持費

今回の審議時点では、制度の適用を受けた運転開始設備は4件。木材の安定的な収集ルートの構築に時間を要しているとみられるが、現在、全国で、設備認定ベースで27件、相談も含めれば70件程度の案件が検討を進めており、今後、順次稼働を開始する見通しである。

資本費のデータは4件。平均値は40.9万円/kW、中央値が36.5万円/kWと、平成25年度の想定（41.0万円/kW）から大きくずれるものではなかった。このため、平成25年度の想定を据え置くこととした。

運転維持費のデータは1件。その費用は5.7万円/kW/年と、平成25年度の想定（2.7万円/kW/年）を上回る水準であった。ただし、得られたデータ数が1件であったため、もうしばらく状況を見極めるべく、平成25年度の想定を据え置くこととした。

②燃料費

他の再生可能エネルギー発電設備と異なり、木質バイオマス発電は、燃料費がコスト構造の中

で大きな割合を占める。

今回の審議時点で収集できた燃料費のデータは1件。平成25年度の想定から大きくずれるものではなかった。また、事務局が行ったヒアリングによると、木質バイオマス発電用チップについては、発電用の需要に対応するには十分な供給があるとのことであった。

なお、昨年度の調達価格等算定委員会でも参照した、製紙用の木材チップの原料価格（針葉樹丸太の価格）の動向をみると、制度施行時点（平成24年7月）では4,800円/m³であったものが、直近では、4,300円/m³となっている。この変動幅は、過去の変動幅におおよそ収まるものであり、制度の施行以後、現時点でバイオマス発電の燃料費が大きく変化していると事実認定できる水準ではなかった。

③小規模木質バイオマスの別区分化

間伐材を初めとする未利用木材による木質バイオマス発電は、原料調達を含めて地元で雇用が創出される、地域活性化に資するエネルギー源であり、更に森林環境保全・林業再生の波及効果も期待される。

そのため、委員の一名から、地域主体で取組が行いやすいが、コストが高い未利用木材による小規模木質バイオマス発電設備の導入を促進するために、調達価格を別区分化するべき、との意見があった。

このため、今回の審議時点で収集できた資本費のデータを出力規模別にみると、確かに、規模の小さな発電設備が高価であることが確認されたが、特に念頭に置いていると思われる500kW以下の発電設備については、1件しかデータが得られていない。

この結果について、当該委員から、現在の調達価格が低く経済合理性が得られない水準であるため、小規模発電設備の運転開始件数が少ないのではないかと指摘もあった。

このため、現在運転開始に至っていないものの、経済産業大臣の設備の認定を受けている案件や、認定に向けて相談・申請手続きを行っている案件について、出力規模別で、その分布を確認した。

現在、設備認定ベースで27件、相談も含めれば70件程度の案件で事業化に向けて検討が進められているが、その出力規模別の分布では、平成24年度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（5,000kW以上10,000kW未満）の案件に分布が集中していた。また、10,000kW以上の大規模な設備も多いが、500kW未満の小規模の設備も案件が確認される状況であった。また、原料別では、小規模の設備も含め、未利用木材の利用が多い状況であった。

そのため、今のところ、未利用木材、また小規模設備も含めて、事業計画が確認されるため、現状の調達価格の設定が、必ずしも開発を阻害しているとは言い切れない状況であった。

なお、当該委員の意見は、林業再生、地域活性化の観点からも、特に間伐材（未利用木材）由来の小規模な木質バイオマス発電を普及すべきとするものであったが、当該設備においては、発電設備の資本費と運転維持費に加え、原料の収集コストについて勘案することが必要となる。その収集コストは、発電施設の立地場所や、立地近隣における林業の形態に応じて異なるため、「市町村規模での収集において、近隣からの収集となるため、収集コストは低くなるケース」もあれば、逆に「広域からの収集になるため、収集コストが高くなるケース」も存在すると考えられる。

しかし、実績として収集できている燃料費データは1件となっており、現状、規模別で燃料費のコスト構造の違いを判断できるだけのデータが収集できていない。

さらに、当該委員からは、メタン醗酵ガス化ではなく、直接的なガス化も、こうした小規模な木質バイオマス発電の効率的な発電方法として有効であるとの指摘があった。しかし、国内では、現在、普及実績がなく（設備認定実績1件、相談中案件は4件）、コストに関する実績データが収集できない状況にある。

このように、現在、価格算定に活用できる実績データが僅少である、小規模設備も含めて事業化に向けて検討が進んでいる状況にあることから、未利用木材による小規模バイオマス発電の調達価格の別区分化については、こうした検討中の案件の事業化の動向を踏まえ、更なるコストデータの集積を待ってから、通常の木質バイオマス発電とは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。

なお、10kW以上500kW未満の中規模太陽光と同様に、運転開始した設備を中心としたデータの取得方法によるのみでは、結果的に建設を断念した場合のコストデータが含まれないという課題も抱えているため、こうした建設を断念したものが潜在的に有していた費用構造等も含め、来年度以降も引き続き調査を行い、その要否を検討していくこととした。

（2）廃棄物系バイオマス

今回の審議時点で収集できた資本費のデータは12件で、その平均値は71万円/kW、中央値が55万円/kWであり、平成25年度の想定（31万円/kW）を上回る水準であった。

ただし、現在の調達価格の前提は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえ、大規模な設備を想定しており、コストデータのうち、一定の出力以上（6,000kW）の平均値をとると29万円/kWと、平成25年度の想定から大きくずれるものではなかった。

このように、制度開始当初と同様の想定で収集したデータをみる限り、平成25年度の想定と大きく事情に変化が認められない。また、現在、設備認定ベースで25件、相談も含めれば35件程度の案件が事業化に向けて検討を進めている。

法律は当該供給が「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算定の基礎と

することが規定されているため、平成25年度の想定を据え置くこととした。

また、運転維持費については、2件のデータが収集されたが、平均は2.6万円/kW/年であり、平成25年度の想定(2.2万円/kW/年)から大きくずれるものではない。いずれにせよデータ数が少ないため、もうしばらく状況を見極めるべく、平成25年度の想定を据え置くこととした。

(3) メタン醗酵バイオガス

今回の審議時点で収集できた資本費のデータは12件。そのうち7件は同一のプラントメーカーの案件であり、平均値は231万円/kWと、平成25年度の想定(329万円/kW)を大きく下回る水準であったが、本メーカーへ取材したところ、これらのプラントについては、市場形成期の中でシェアを拡大するために、採算度外視の低価格で建設したもののことであった。

残りの案件においても、今年度調達価格の前提よりも更に安価な案件もあったが(58万円/kW、60万円/kW、120万円/kW)、これらはメタン醗酵バイオガス発電に不可欠な醗酵槽(概ね300万円/kW程度)について過去に投資していたものを有効活用したケースであり、過去に投資していた醗酵槽を含めた実質的な資本費はそれぞれ358万円/kW、360万円/kW、420万円/kWに相当する。そのため、実質的な資本費は、平均値300万円/kW、中央値305万円/kWとなり、平成25年度の想定(392万円/kW)を下回る水準であった。

このように、収集できたデータには特殊性があり、また、現在、設備認定ベースで37件、相談も含めれば55件程度の案件が事業化に向けて検討を進めていることから、資本費の水準については、もうしばらく状況を見極めるべく、平成25年度の想定を据え置くこととした。

また、今回の審議時点において収集できた運転維持費は1件にとどまった。その費用は13.2万円/kW/年と、平成25年度の想定(18.4万円/kW/年)を下回る水準であったが、得られたデータ数が1件であったため、もうしばらく状況を見極めるべく、平成25年度の想定を据え置くこととした。

(4) 既存醗酵槽活用型のメタン醗酵バイオガス

メタン醗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醗酵によって有機物を分解し、その過程で発生するメタン等をボイラ設備、発電設備に供給して発電する。

制度の開始以降、発電用ではない別目的で設置されたメタン醗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みられる。

こうしたケースについて、現状では、メタン醗酵槽が他の用途のために既に設置されている場合であって、専ら発電に用いられているその他の設備が全て更新されている場合は、設備認定を行い、制度の対象としている。

メタン醱酵槽については、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、これらを利用し醱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更に数多く出てくることも考えられる。その場合、引き続き、醱酵槽を含め全て新設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、考え方の整理を行った。

既存のメタン醱酵槽は、消化液精製や悪臭除去等、発電の用には供していなかった段階で、既に投資判断が行われたものであり、既設のメタン醱酵槽への投資自体に対し、追加的に投資インセンティブを与える必要はない。このため、こうした発電設備を制度の対象にするのであれば、別途、メタン醱酵槽への投資分を積算すべきコストから除外した、既設醱酵槽活用型のメタン醱酵バイオガス発電区分を設ける必要があると考えられる。

他方、調達価格の算定根拠の中には、既に、消化液精製や悪臭除去による便益分について調達価格に反映する（便益分を控除した上で、調達価格を算定する）考え方を採用しているため、他用途のある既存醱酵槽の投資相当分は既に減額という形で価格に織り込まれているとみることもできる。このため、メタン醱酵槽への投資分を積算すべきコストから除外した、既設醱酵槽活用型のメタン醱酵バイオガス発電区分を、敢えて設ける必要はないとも考えられる。

メタン醱酵槽の設置コストが、発電設備全体の中でも約3割を占めると考えられることを踏まえ、重要な課題ではあるが、現状、メタン醱酵バイオマス発電の運転開始実績が3件しかなく、そのコスト構造についても、十分な実績があるとも言いがたいことから、当面、全てを新設した場合の発電設備と同様の条件で買い取ることにしつつ、更にコストデータの集積を待ってから、別途の区分を設けることも含め、再検討することが適当と判断することとした。

IV. 結論

以上を踏まえ、平成26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、別添のとおりとりまとめた。

以上でございます。

3. 討議

○植田委員長

では、これから質疑応答、自由討議の時間というふうにさせていただきたいというふうに思います

意見書（案）につきまして、ご質問とか、ご意見とかお願いできますでしょうか。

山地委員どうぞ。

○山地委員

読み上げも大変でした。青木さんご苦労さまです。

結論的には、この意見（案）に書かれた内容に合意いたします。ただ幾つか確認したいところとか、コメントがありますので、それをまとめて申し上げたいと思います。

1つは、中小水力の新たな区分のところ です。22ページから書かれておりますけれども、既設の水路を利用したところです。ここに書かれている内容じゃないんだけど、買取期間、それをある程度明示しておいたほうが、今、中小水力と同じにするのか、多分それはデフォルトなんだと思いますけれども、明記されてないので、書いておいたほうがいい。あるいはどこか別のところでそれがわかればいいと思うんです。それが1つです。比較的単純なことだと思います。

それから、もう一つは、29ページ、これもつまらないと言えつまらないんですけども、29ページ、バイオマスのところの木質バイオマスのところ、そのところで、29ページの下から2つ目のポツというか、四角の黒く塗ってあるところで、木質バイオマスのガス化発電について、ここ3行目、この中の「国内では、現在、普及実績がなく」と書いてあるんですけども、木質バイオマスガス化発電というのは、かなりの規模のものが私はあると、石川県と山形県にあるのを私は確認していますが、だから、「なく」と書いてあるところ、私のほうもこれからどうしてかなと思うのが一つ、そういうことです。

それから、その次は、31ページです。メタン醗酵バイオガスのところ、これも細かいことと言え細かいことなんですけれども、参考25という図があって、その下のポツのところ、「残りの案件においても」と、私、これ読んだときに、残りの案件というのは上で何か市場形成期のシェアを拡大するために、採算度外視の低価格で建設したもの以外の残りかと思って読んでいたんですけども、上の図の中には、それは随分高いところにあって、実は、醗酵槽を過去に投資したものを有効活用したケースということになんですよ。何か、そこが上の図と不整合のようにちょっと読めちゃったんです。上の図の中に、120万円ぐらいのものは何か1個あるんですけども、58万円とか、60万円はないなど、ちょっと誤解しました。これ何かちょっとわかるようにしておいたほうが、私のような早とちりをしなくて済むんじゃないかということなんです。

一番多分重要なコメントは、既存醗酵槽活用型のメタン醗酵バイオガスって新しい区分を設けるかどうかの議論のところでありまして、特に、33ページの、カラフルな図が入っているポツのあるところ、ここで、現在の調達価格の算定根拠の中にも、多用途のある既存醗酵槽の投資相当分は既に減額という形で価格に織り込まれていると、そういう表現をとって、そういう考えをとったはずですけども、ここで言っているのは、消化液の利用とか、悪臭除去とかいう便益と

かという話なんです、実は、これはつまり発電だけを目的にした設備ではないという意味ですよ。このメタンガス醗酵のところもそうなんですけれども、発電だけじゃなくて、熱も利用するものもあれば、一部燃料利用というところもあります。それから、メタン醗酵バイオガスじゃなくて、バイオマスの場合は燃焼させますからコージェネレーションがあるので、熱利用という場合もあるわけです。もっと広く言うと、ちょっと議論が少し拡散しますが、地熱なんか、熱利用と発電と両方やるケースだってあるだろう。水力も発電だけじゃなくてほかの水利用というものがあるわけです。要するに言いたいことは、こういう出口がマルチパーパス、あるいはマルチプロダクトのものがある。そのときに、固定費である資本設備をどう発電のときの資本設備として割り当てるかという、共通問題があるんです。ここは、だから、そういう意識でこの問題ももちろん対象なんですけれども、今後検討していく必要があるんじゃないかと思います。これは、ちょっとサブスタンスなコメントです。

以上です。

○植田委員長

大変貴重なご指摘、いただきましてありがとうございました。

23ページの買取期間の明示も、これは理解しているつもりです。すみません、文章の中で十分表現してなかったのだと思います。

それから、29ページの、木質バイオマス発電の、これは買取制度の認定を受けたという、そういう趣旨ですので、ここもちょっと工夫させていただきます。

それから、31ページの、これは読み違いがないように、正確に書くということを留意させていただきます。

最後の問題は、大変重要な奥の深い問題かというふうに思いますので、これは、ちょっと検討課題として考えさせていただきたいというふうに思っておりますけれども、何か明記する必要があるかもしれません、と思いますが。

では、和田委員いかがですか。

○和田委員

太陽光発電のところと、それから未利用木材のバイオマスのところ以外は、全体として、私もこれでいいかなと思います。

それから、先ほど山地委員のご指摘のあった、木質ガス化、これは、ちょっと確認していただきたいと私も考えます。

それで、1つは、11ページの太陽光発電の、設置区分化のところでは使われている図なんですけれども、こちらの資料2のほうでも出されていますよね。これでご説明もあったんですが、大規

模については、恐らくメガソーラーについては、2012年度、平成24年度の認定設備が今実際に稼働し始めているというものが多いと思うんです。だとすると、それでIRRを出しますと、つまり40円でIRRを出しますとどうなるか、これがやっぱりデータとしてないと、私たちは、どの年度においても、一応太陽光発電については、IRRを6%と置いて計算しているわけですね。ですから、たとえ買取価格が違っていても、基準は6%にあるわけですよ。ですので、それぞれの年度の買取価格でIRRを出していただいて、これがどのようになるかということが比較の対象になると思うんです。だから1,000kW以上のものがIRR6%未満になっているというのは、まさに計算の仕方ですらなってしまうというふうにあると思うんです。これは、500kWから1,000kWのところにもかなりそうなる可能性があると思っています。

ですから、ここに至る前に、私、前回は言いましたけれども、要するに利益水準に差が出ていかと、規模ごとの利益水準に差が出ていないかということが問題としてあるわけです。一応、小規模、10から50kW未満の場合でも、IRR6%未満の件数が5分の1強ぐらいということで、かなりの部分が6%をクリアしているという点は理解できて、それはそれでいいかなと思うんですけれども、それであったとしても、それでは、規模の大きなものはもっとIRRを平均で結構だと思えるんですけれども、平均IRRがそれぞれの規模ごとにどうなっているのかということは、我々がそれをつかんでおかないと、6%を基準にして設定したわけですから、今後の設定においてもその数字というのは参考にしなきゃいけないと思うんです。ですから、ぜひ、これは認定年度ごとの買取価格でIRRを出していただいて、それで規模ごとのIRRの平均値を出していただいて、そこでかなりの差があるとなってくると、やっぱり規模ごとの買取価格設定をしたほうがいいということになると思うんです。ですから、私は、実際に出てきているIRRを基準にして、かなり差が出てくる場合には、次年度には、それを考慮して小分けをするというふうなことを、この委員会として、基準のようなものを、ことしは別にして、今後決めていくべきではないかなと思います。

例えば、IRRが1以上も規模区分によって違ってしまうというようなことになると、これはやっぱり不公平ですので、そこを今後検討すべきではないかなというふうに思います。

それから、未利用の木質バイオマス発電の部分です。

例えば、29ページこの図で未利用木材のバイオガス発電の事例が5,000から1万kWはかなりたくさん出ていて、小規模なものも出てはいるんですけれども、私自身は、これは非常に、本来出るべき数字からすると非常に少ないんじゃないかと、小規模な部分は、ここが一番やりやすいところですので、そういうとらえ方をしていくべきではないかというふうに思います。

これから、その区分を設けるかどうかを含めて検討していくということで、それはそれでいい

と思うんですけども、今まで、運転開始できていないような事例のデータ、これはなかなか収集は難しいんだろうと思います。私が知っている限りだと、こういう太陽光もそうなんですけれども、木質バイオガスの未利用の場合には、今の買取価格ではとてもできないということが前提になってしまっていて、検討もしていないというのが私は大部分ではないかという気がしているんです。ですから、こういうことに取り組む可能性のある森林組合とか、そういうところをぜひ聞き取り調査等で調査をしていただいて、その辺の実態をつかんでいただいて、その上で、この別区分化というふうなことを検討するようにしていただきたい。そうでないと、検討したけれども断念したというのは、多分、余りないんじゃないか。検討する前にもう断念しているんじゃないかと、そういう数字はなかなか出てこないんじゃないかという気がしています。

以上です。

○植田委員長

ありがとうございました。

今いただいた指摘の中で、前者のほうのデータのところについて、村上課長ありますか。

○村上課長

その問題でございます。正直申し上げまして、事務局側の実力で今回はここまでしかデータが出せないということでございます。具体的には、設備認定ベースで取っております数字と、結果買い取っているアウトプットのほうで、何月期に運転開始したもののデータが別々のデータベースで管理されてございまして、これらを突合しまして、どれとどれをひもづけてというところで、一つ一つ検証をする作業が現状のデータベースでは必要な状態であるものですから、直ちに設備認定ベースでの数字での相当が現状できてないということで、ご指摘のとおり、本来比べるべきデータがここで並んでいるかと言われますと、木村からも説明したような状況でございますので、こうしたデータの整理の方針も含めて、宿題をいただいたということで、来年度にはきちんとそういった対応関係が見えるようなデータの整備をしていきたいということでご了承いただければと思います。

それも含めまして、今回の60%、基準のところにつきましても、法冷上の解釈だけ簡単に申し上げさせていただきますと、全体に今のIRR自体を基準としているというよりは、やっぱり効率的に供給した場合というところがございまして、全体的にという議論ができるかどうか。ただ、委員の先生からもご指摘をいただいておりますとおり、年度を越えて基準をつくるというような作業は、毎年度きちんとコストを見て決めなさいというルールになっている以上、年度をまたいでこの基準を超えたらという設定の仕方はなかなか難しいと思いますが、毎年度の審議において、そういった相対的なコストの差でありますとか、あと今回、こういう分析の目的としたとこ

るでもありますけれども、絶対値としてそもそも成り立っているかどうかといったようなことについては、毎年度ちゃんと検証しておく必要があるという趣旨で、引き続き難しい課題ではありますが、報告の本文のほうにも運転開始しなかったものの取り扱いも含めて調べていく、というようなことで書かせていただいたという案であるということをご紹介させていただければと思います。

以上です。

○植田委員長

では、辰巳委員お願いします。

○辰巳委員

ありがとうございます。

おおむねもう書いてくださっているのでもいいかと思うんですけども、あとちょっと前回の委員会の折にも申し上げたと思うんですけども、やっぱりこれから風力をふやしていきたいということで新たな区分をつくり、やっていこうというところで、やっぱり今ふえるのに阻害をしている、例えば送電線の話だったり、そういうのはもちろんコストとは関係ないのかもしれないんですけども、コストの面で一生懸命買取価格を決めて進めていこうというんだから、ちょっと意見として、送電線のほうの拡充にも力を注ぐように意見があったということで、何かそういうふうな一言でも結構なので、ぜひ入れていっていただきたいなというふうに思いました。

それから、あと、資料2のほうのお話なんですけれども、ありがとうございます。どのぐらいの賦課金になるだろうか、もしも、区分分けをしたときに、どのぐらいの賦課金になるだろうかという変な質問をしてしまって、それにお答えいただいてありがとうございます。

機械的な試算なので、これをこのままというわけではないけれどもということではありながら、結構な金額がちゃんと出ておまして、これを見ると、私は、そんなに高い金額じゃなかったんだというふうに思ってしまって、だから、例えば、1円高く買い取った場合には、1円、あるいは3円高く買い取ったら3円と、それが、今後の七、六で計算しても3円、それが10円ぐらいというふうなイメージに、この数字では受け取れるんですけども、それで、もう私の理解の仕方が正しいのかどうかちょっと聞きたかったんです。

それから、あと、2回目ぐらいでしたっけ、回避可能原価との関係で、賦課金がどのように変わるのかもやっぱり知りたいなというふうに思っておりましたもので、それは現在、別のところで委員会を検討してくださっているというお話ですけども、そういうのが入ってくると、おおむねどんな感じになるとかとか、今ここではだめですかね、わからないですかね。すみません。

以上です。

○植田委員長

この点はどこまでお答えできるかどうか、村上課長、いかがですか。

○村上課長

すみません、最後の回避可能原価の問題につきましては、ちょっと今委員会で議論している最中でございますので、いろいろな考え方にも審議にも影響を与えますので、ちょっと大変恐縮ですが、きょうの場合はということでお許しをいただければというふうに思います。1円なら1円程度という部分につきましては、単純に計算の問題でございますから、そういう理解で結構でございますが、1円なのかどうかも含め、またそれを結果としてそれが3円だったり10円だったりした場合には大きいと思うか小さいと思うか人によってもいろいろな意見がございますので、その点につきましては、事務局としては高いとも低いとも申し上げようがないと、こういう状況でございます。

○植田委員長

ほかにございますか。

はい、辰巳委員どうぞ。

○辰巳委員

風力を入れてくださいますか。

○村上課長

そういったような形で委員長とご相談をして、後ほど工夫をさせていただければと思います。

○植田委員長

よろしいですか、ほかには、特にございませんか。

ありがとうございました。

幾つかご指摘いただいておりますので、先ほど山地委員のご指摘については少しお答えさせていただいたんですけれども、あと、和田委員のご指摘いただいた点で、IRRのイーコライゼーションみたいなお話をされたんですけれども、どういうふうに入れるかですが、コストを見るところでどの程度のコストの様で同一区分でというような、そういう認められるかどうかという場合、前にもご指摘いただいた点ですが、何らかの形で文章の中に入れるということは、今後の検討課題という趣旨ですけれども、そういうふうにさせていただけたらと思っております。

それから、こういうことが本当にできるのかどうかちょっと私自身も自信がないんですけれども、これは太陽光のところとバイオマス、木質バイオマスのところから出てくるんですが、要するに建設されなかったというか、断念された場合のコストデータというのはどういうふうに取りれるのかがちょっと私自身もよくわからないんですが、でも、おっしゃられたご趣旨は大変よくわか

りますので、この文書の中にも10ページ、ないしは30ページのところにも書いてあるんですけども、断念した場合のコストデータが含まれていないという課題があるという形で、指摘をさせていただいております。この点も今後の課題というようなことで考えさせていただくというふうにさせていただければと思います。

辰巳委員がおっしゃられた送電線拡充の問題、直接的な調達価格、調達期間に関する意見そのものではないようにも思いましたけれども、でも大事な問題でもありますので、もし可能であれば入れ込むように努力させていただけたらというふうに思います。

よろしゅうございますでしょうか、具体的な反映のさせ方がございますけれども、その方法につきましては、恐縮ですけれども、一応委員長一任にさせていただいてよろしゅうございますか。

(「結構です」の声あり)

○植田委員長

では、そういうふうさせていただきます。

それでは、これまでの審議を踏まえて、資料の4になるんですけども、平成26年度調達価格及び調達期間に関する委員長案を、今の考え方に基づいて作成していただきましたので、配付をさせていただきますと思います。

事務局説明

(3) 平成26年度調達価格及び調達期間についての委員長案

○植田委員長

資料4であります。

(資料配付)

○植田委員長

それでは、資料4につきまして、木村部長のほうからご説明をいただけますでしょうか。

○木村部長

ご説明と申しましても、もうご覧いただいたとおりでございますが、これまでに検証していただきましたさまざまなコストデータ、それから、例えば洋上風力等につきましては、新しいIRR、そういったものを元にいたしまして、例年どおりの方法によりまして、その価格を計算したものでございます。

太陽光は、10kW未満につきましては、調達価格37円/kWh、それから太陽光10kW以上につきましては、32円/kWh、それから1枚おめくりいただきまして洋上風力につきましては、36

円/kWh、これはIRR 6%で計算をしたものでございます。それから既存導水路活用中小水力につきましては、これは区分ごとに分かれておりますけれども、200kW未満が25円/kWh、200kW以上1,000kW未満が21円/kWh、1,000kW以上30,000kW未満が14円/kWhという数字になってございます。

ご審議いただければと思います。

討議

○植田委員長

ありがとうございました。

以上、26年度の調達価格及び調達期間についての委員長私案ということでございます。

ご意見、ご質問等をいただければ幸いです。いかがでしょうか。

先ほど、一字一句読ませていただいた調達価格及び調達期間に関する意見（案）に基づいたものですので、これでもよろしゅうございますでしょうか。

（うなずく者あり）

○植田委員長

では、どうも本当にありがとうございました。

これで審議も尽くされたということで、今提出させていただきました調達価格及び調達期間に関する委員長案を本委員会の案として決定するというところでご了承いただきたいと思っております。よろしゅうございますでしょうか。

（うなずく者あり）

○植田委員長

どうもありがとうございました。

4. 閉会

○植田委員長

それでは、以上をもちまして議論が大体まとまったと、こういうことになると思っておりますので、この意見書を尊重する形で、経済産業大臣が平成26年度調達価格等の案を作成し、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になります。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場合には、再度皆様にお集まりいただき、ご議論いただくことがある

かもしれませんが、仮にそうなった場合には、改めて事務局より連絡させていただきます。

それでは、これもちまして、第15回調達価格等算定委員会を閉会いたします。本日はご多忙のところ、熱心にご議論いただきまして、まことにありがとうございました。

どうもありがとうございました。